

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA DEPARTAMENTO DE
INDUSTRIAS**

**ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA-FINANCIERA PARA LA
INSTALACION DE UN PARQUE EOLICO EN LA COMUNA DE TALTAL,
REGION DE ANTOFAGASTA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERIA CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

SLAUKO DAVOR BALAIĆ GUERRERO

PROFESOR GUÍA

MARIA PILAR GARATE CHATEAU

SANTIAGO DE CHILE, 23 DE JUNIO DE 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Análisis de prefactibilidad técnica-financiera para la instalación de un parque eólico en la comuna de Taltal, región de Antofagasta

Nombre del candidato(a): Slauko Davor Balaic Guerrero

Carrera / Grado: Ingeniería civil industrial

Campus: Santiago Vitacura; **Departamento:** Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, María Pilar Gárate Chateau, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

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: 19/08/2025

; Firma:

Pilar Gárate Ch.

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 19/08/2025

; Firma:

Slauko

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.

1 Tabla de contenido

2	Resumen ejecutivo	8
3	Introducción	9
4	Problema de investigación	13
5	Objetivos	17
5.1	Objetivo General	17
5.2	Objetivos Específicos	17
6	Marco Teórico	18
6.1	Demanda energética mundial	18
6.2	Demanda energética nacional.....	19
6.3	Marco regulatorio y político.....	21
6.4	Energía Eólica (ERNC).....	23
6.5	Estimación del recurso eólico	23
6.5.1	Rapidez y orientación del viento.....	23
6.5.2	Límite de Betz	24
6.5.3	Coefficiente de potencia	25

6.5.4	Modelamiento estadístico: distribución de Weibull.....	25
6.5.5	Factor de planta	26
6.5.6	Importancia de la medición a largo plazo	27
6.5.7	Relación entre estimación eólica y decisiones de inversión	27
6.6	Aerogeneradores del Mercado	28
6.6.1	Panorama del mercado de aerogeneradores	28
6.6.2	Tipos de aerogeneradores según aplicación	28
6.6.3	Criterios técnicos de selección	29
6.6.4	Criterios económicos y de mantenimiento	30
6.7	Introducción al uso de Python en proyectos eólicos	31
7	Metodología del proyecto.....	31
7.1	Tipo de estudio	31
7.2	Enfoque metodológico	32
7.3	Técnicas e instrumentos de investigación	32
7.4	Diseño y desarrollo del modelo técnico	32
7.5	Estimación de producción energética.....	33

7.5.1	Recolección y limpieza de datos meteorológicos	34
7.5.2	Ajuste estadístico y obtención de parámetros	35
7.5.3	Diseño y desarrollo del modelo técnico	36
7.5.4	Evaluación financiera simplificada con VAN y TIR con Python	37
7.5.5	Visualización de resultados y toma de decisiones	38
7.6	Consideraciones normativas y técnicas	39
7.7	Validación del modelo y replicabilidad	39
8	Alcance y limitaciones	40
9	Análisis y Resultados	42
9.1	Escenario y unidad de análisis	42
9.2	Análisis financiero del proyecto.....	43
9.3	Principales resultados	43
9.4	Evaluación comparativa de rentabilidad-riesgo	58
9.5	Análisis integral.....	61
9.5.1	Sensibilidad al precio de energía.....	62
9.6	Relevancia del índice ICRR para la toma de decisiones	64

9.7	Evaluación económica con almacenamiento energético	65
9.7.1	Justificación técnica y regulatoria	65
9.7.2	Evaluación financiera sin ingresos adicionales	65
9.7.3	Escenario financiero con ingresos adicionales (arbitraje + capacidad).....	66
9.7.4	Discusión de viabilidad	67
9.8	Propuesta de decisión basada en el análisis	68
10	Conclusiones y recomendaciones.....	69
11	Referencias bibliográficas	73

Índice de Figuras

Figura 1:	Consumo global de energía primaria según su fuente.	18
Figura 2:	Variación anual del consumo de energía primaria respecto al año anterior.	19
Figura 3:	Consumo de energía primaria en Chile desde 1965 a 2022.....	20
Figura 4:	Variación anual del consumo de energía primaria respecto al año anterior.	20
Figura 5:	Composición de matriz energética nacional de 2010 a 2020.	21

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación de modelos de aerogeneradores adecuados para proyectos en el norte de Chile	30
Tabla 2: Estadísticos descriptivos de la velocidad del viento en Taltal (2023)	44
Tabla 3: Parámetros de ajuste de la distribución de Weibull para Taltal	45
Tabla 4: Frecuencia relativa de velocidades del viento en Taltal	46
Tabla 5: Curva de potencia simulada - Aerogenerador Vestas V150-4.2 MW.....	47
Tabla 6: Comparación de energía anual producida entre distintos modelos.....	48
Tabla 7: Estimación del factor de planta para cada modelo de aerogenerador	49
Tabla 8: Inversión estimada (CAPEX) por modelo de aerogenerador.....	50
Tabla 9: Costos operacionales anuales estimados (OPEX).....	51
Tabla 10: Estimación de ingresos anuales por venta de energía	51
Tabla 11: Comparación de costos de operación y mantenimiento anual (OPEX) de distintos modelos	52
Tabla 12: Estimación de ingresos anuales por venta de energía	53
Tabla 13: Valor Actual Neto (VAN) del proyecto para distintos modelos.....	54

Tabla 14: Tasa Interna de Retorno (TIR) proyectada para cada modelo	55
Tabla 15: Ponderaciones utilizadas en el cálculo del Índice Compuesto de Rentabilidad-Riesgo	60
Tabla 16: Evaluación comparativa de rentabilidad y riesgo por modelo de aerogenerador ...	61
Tabla 17: Matriz de Sensibilidad Financiera: Indicadores vs Modelos y Precio de Energía..	63
Tabla 18: Comparación de indicadores financieros con y sin almacenamiento	66
Tabla 19: Escenario de almacenamiento con ingresos adicionales.....	67

2 Resumen ejecutivo

El presente estudio analiza la prefactibilidad técnica y financiera para la implementación de un parque eólico en la comuna de Taltal, Región de Antofagasta, Chile. A partir de datos meteorológicos de libre acceso, modelación estadística con distribución de Weibull y simulaciones energéticas en Python, se identificó un recurso eólico de alta calidad con velocidades promedio anuales superiores a 9 m/s, óptimo para la generación eléctrica con aerogeneradores de clase II. Se evaluaron tres modelos tecnológicos: Vestas V150-4.2 MW, Siemens Gamesa SG 5.0-145 y Nordex N163/5.X. Se proyectaron indicadores clave como energía anual estimada (AEP), factor de planta, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), costos de inversión (CAPEX), costos operacionales (OPEX) y flujo de caja a 20 años. El modelo Vestas mostró la mejor relación rentabilidad-riesgo, con un VAN de 7,4 millones USD, una TIR del 19,2 % y un factor de planta del 46,7 %, acompañado del menor costo operativo y bajo riesgo logístico. Se integró un Índice Compuesto de Rentabilidad-Riesgo (ICRR) para ponderar variables técnicas, financieras y logísticas, destacando al modelo Vestas como la alternativa más sólida en el contexto geográfico y económico de Taltal. Además, se plantearon recomendaciones para optimizar la implementación del proyecto, como la instalación de torres de medición, inicio temprano del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), negociación de contratos O&M con cláusulas de disponibilidad, y estrategias de participación comunitaria. El proyecto se alinea con los objetivos de la Política Energética Nacional Chile 2050, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética, al uso sostenible de recursos renovables no convencionales y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, consolidando a Taltal como un nodo estratégico en la transición energética del país.

3 Introducción

A lo largo de la historia, la energía eólica ha sido uno de los recursos naturales más antiguos utilizados por el ser humano para diversas actividades, desde la navegación en barcos de vela hasta la molienda de granos mediante molinos de viento. Su presencia como fuerza motriz ha acompañado el desarrollo de civilizaciones en distintos momentos históricos, demostrando su adaptabilidad frente a las necesidades cambiantes de la humanidad (Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", 2003). No obstante, fue a partir de la revolución industrial cuando el viento cedió su protagonismo frente a la expansión del carbón y, posteriormente, del petróleo, relegando su uso a aplicaciones específicas y de menor escala. Esta transición al uso intensivo de combustibles fósiles marcó un punto de inflexión en el modelo energético global, sentando las bases para la situación de dependencia actual.

En las últimas décadas, el deterioro ambiental asociado al uso indiscriminado de fuentes fósiles, sumado a crisis energéticas como la de 1973, ha motivado un renovado interés por fuentes de energía alternativas, entre ellas la energía eólica (Barrera & Vitto, 2009). A medida que la comunidad internacional toma conciencia de los efectos del cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, los compromisos multilaterales como el Protocolo de Kioto (1997) y el Acuerdo de París (2015) han impulsado la búsqueda de modelos energéticos más sostenibles. En este marco, la energía eólica ha resurgido como una de las alternativas más prometedoras para diversificar las matrices energéticas y avanzar hacia una economía baja en carbono (Ritchie et al., 2020).

Chile, en su calidad de país firmante de tratados ambientales internacionales, ha desarrollado políticas orientadas a fomentar la incorporación de energías renovables no convencionales

(ERNC) en su matriz energética. La Política Energética Chile 2050 establece objetivos ambiciosos en esta materia, proyectando que las energías renovables representen más del 70% de la generación eléctrica hacia mediados de siglo (Ministerio de Energía, 2016). Este esfuerzo se enmarca en una serie de transformaciones institucionales y regulatorias que han facilitado el desarrollo de proyectos renovables, reduciendo barreras de entrada para nuevos actores y promoviendo la innovación tecnológica en el sector energético.

A pesar de los avances normativos y del potencial técnico existente, la distribución de proyectos ERNC en el territorio chileno ha sido desigual, concentrándose principalmente en regiones con alta irradiación solar como Atacama y en corredores eólicos bien definidos en la zona sur. Sin embargo, estudios recientes sugieren que existen amplias zonas aún no plenamente explotadas en el norte de Chile que presentan condiciones óptimas para el aprovechamiento del recurso eólico (Navarro & Vega, 2023). Entre ellas, destaca la comuna de Taltal, ubicada en la región de Antofagasta, la cual combina un elevado potencial de viento con una ubicación estratégica cercana a centros de consumo energético y a infraestructura de transmisión existente.

La creciente demanda energética proyectada para la región de Antofagasta, impulsada principalmente por la actividad minera y el crecimiento demográfico, plantea la necesidad de diversificar las fuentes de generación disponibles, incrementando la participación de energías limpias y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles importados (INE, 2023). En este sentido, el desarrollo de proyectos eólicos en zonas como Taltal no solo contribuiría a satisfacer esta demanda de forma sostenible, sino que también fortalecería la resiliencia del sistema

eléctrico regional, mitigando riesgos asociados a la variabilidad climática y la volatilidad de los precios internacionales de hidrocarburos (Ministerio de Energía, 2020).

La selección de emplazamientos para proyectos eólicos requiere de una evaluación exhaustiva de múltiples factores, entre ellos, la velocidad y constancia del viento, la topografía del terreno, la proximidad a redes de transmisión, las restricciones ambientales y sociales, así como la compatibilidad con el marco regulatorio vigente (Silva & Morales, 2024). La caracterización precisa del recurso eólico es una etapa crítica para garantizar la viabilidad técnica del proyecto, utilizando herramientas de modelación estadística como la distribución de Weibull para describir el comportamiento del viento y proyectar la generación energética potencial (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

Asimismo, la correcta elección del tipo y modelo de aerogenerador es fundamental para optimizar la relación costo-beneficio del proyecto. Esta decisión debe considerar no solo la curva de potencia de los equipos y su adaptación al régimen de viento local, sino también aspectos de logística, mantenimiento, vida útil, certificaciones internacionales y disponibilidad de servicios postventa en el país (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017). La integración de todos estos elementos en un modelo técnico-financiero coherente permite evaluar la factibilidad de la iniciativa de manera rigurosa, disminuyendo los niveles de incertidumbre y fortaleciendo el perfil del proyecto frente a eventuales financiadores o socios estratégicos.

La implementación de metodologías cuantitativas avanzadas, incluyendo la programación en Python para el tratamiento de grandes volúmenes de datos meteorológicos y financieros, ha permitido mejorar la precisión de los estudios de prefactibilidad de proyectos eólicos (Silva & Morales, 2024). Estas herramientas no solo facilitan el procesamiento de información y la

modelación de escenarios de generación, sino que también permiten realizar análisis de sensibilidad frente a variables críticas como precios de la energía, costos de inversión y fluctuaciones en la disponibilidad del recurso eólico, brindando así una visión más integral del proyecto.

La presente investigación se plantea dentro de este contexto de transición energética y de necesidad de diversificación de fuentes limpias en el norte de Chile. Su propósito es analizar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un parque eólico en la comuna de Taltal, a través de una caracterización precisa del recurso eólico local, la selección de tecnologías adecuadas y la evaluación de indicadores financieros fundamentales. Este trabajo busca contribuir al conocimiento existente en materia de energías renovables no convencionales, ofreciendo una base sólida para la toma de decisiones estratégicas y apoyando los esfuerzos nacionales de descarbonización y sostenibilidad energética (Sánchez & García, 2023; Navarro & Vega, 2023).

4 Problema de investigación

La energía eólica ha estado presente en distintos usos, evolucionado y adaptado en base a las necesidades humanas. Según el Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (2003), unos de los principales usos de esta energía han sido para la locomoción a través de naves a vela y para la molienda de granos en los conocidos molinos de viento. Dichos usos datan aproximadamente del año 5000 a.C y el siglo VI d.C. respectivamente.

Si bien el uso de la energía eólica en las naves a vela se mantuvo prácticamente inalterado hasta antes de la revolución industrial, el uso de esta energía en molinos de viento y los propios molinos en si experimentaron una transformación significativa, gracias a mejoras en diseño y tamaño, impulsadas por desarrollos teóricos como la ley de potencial eólico de Leibnitz y la diversificación de aspas de estos aparatos.

Uno de los usos más revolucionarios que tuvieron los molinos de viento (o aerogeneradores para su uso en general) en la era prerrevolución industrial fue para el drenado de suelo en la región de Holanda en el siglo XVI, así como usos en aserraderos y otras industrias alcanzando potencias de hasta los 65 kW. En el siglo XIX, Dinamarca lideraba con una capacidad instalada de alrededor de 200 MW, superando incluso la potencia del mayor parque eólico de Chile hasta la fecha, San Juan en Atacama, con 193 MW (Ministerio de Energía de Chile, 2017).

Con la llegada de la revolución industrial, se reemplaza el uso del viento tanto como fuente de energía para la molienda y transporte (así como los nuevos usos desarrollados a la fecha) por la máquina de vapor. Es a partir de tal evento trascendental para la historia de la

humanidad, se da comienzo al imparable crecimiento y uso de la energía hasta llegar al actual paradigma energético mundial donde los combustibles fósiles se han establecido como la principal fuente de generación energética a nivel global.

Dicho paradigma estuvo prácticamente inalterado hasta la crisis del petróleo de 1973. Tal como se indica en el plan energético de Argentina para el 1973-1976 (Barrera, M. y Vitto, C., 2009), tanto dicho país como el mundo se vieron en la encrucijada de la necesidad de avanzar a una alternativa energética que no considerara el petróleo. Esta crisis y junto con el protocolo de Kioto en 1997 y posteriores acuerdos internacionales con el objetivo de disminución de emisiones de CO₂, se fue formando la necesidad de que las naciones además de diversificar su matriz energética, esta fuera limpia e infinita.

Así es como nace el concepto de energía renovable y la consecuente agregación no convencional (ERNC) para evitar otras consecuencias ecológicas como puede suceder con el suelo y ecosistemas en el caso de la energía hidráulica y la biomasa con su neutralidad en carbono (que no cae en la clasificación de reducción). Es escenario de búsqueda de cambio energético e innovación trajo de nuevo a la palestra como opción la energía eólica (además de otras ERNC) pero ahora con un enfoque netamente como fuente de energía primaria para la generación de electricidad.

En el contexto nacional, a pesar de la aceptación de tratados como el de Kioto y de haber sido pionero en la privatización del sector energético (Moreno, Moncarquer y Rudnick, s.f.), así como de haber enfrentado eventos coyunturales como las crisis hídricas de 1997-1999 y la limitación del suministro de gas argentino en 2004, Chile aún mantiene una matriz energética altamente dependiente de los combustibles fósiles. Según el informe de García (2021), los

combustibles fósiles representan aproximadamente el 68% de la matriz energética del país, mientras que las fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) solo contribuyen con un 3% (2% solar y 1% eólica). Esta situación deja a Chile expuesto a vulnerabilidades frente a eventos adversos relacionados con la disponibilidad y el precio de los combustibles fósiles.

A partir de lo anterior es donde nace la iniciativa del plan energético Chile 2050 del Ministerio de energía publicado en 2016 que busca dentro de sus principales objetivos la descarbonización de la matriz energética nacional y la implementación de ERNC como sostén de la generación eléctrica en Chile a través de la diversificación y desarrollo de infraestructura de dicha índole. Además, habla de la focalización de esta estructura energética a lo largo del país en pro de una distribución eficiente al crecimiento de la población especialmente en regiones con alto crecimiento demográfico.

A raíz de lo anterior, la región de Antofagasta emerge como un candidato clave para la diversificación y desarrollo de infraestructura energética. Según datos del Censo 2017 y un reporte de proyecciones para 2023 del Instituto Nacional de Estadísticas (INE, 2023), se espera un crecimiento del 17,5% en la región de Antofagasta, superando el promedio nacional del 13,6%. Además, se observa que la energía renovable no convencional (ERNC) más prominente es la fotovoltaica, especialmente utilizada en la industria minera aporta en el potencial de esta región para diversificación. En concordancia, datos preliminares del Explorador Eólico del Ministerio de Energía revelan un promedio de viento de 9,2 m/s en la comuna de Taltal, cumpliendo holgadamente el requisito mínimo de 6,5 m/s para viabilizar proyectos eólicos en esta localidad. Esta situación, junto con una reducción sin precedentes en los costos de la energía eólica (Coldeira, 2017), crea un entorno propicio para la evaluación

y posible implementación de proyectos en la región de Antofagasta y específicamente en la comuna de Taltal.

Dicho lo anterior y en conjunto con la diversificación energética requerida proyectada en base a las políticas nacionales de energía y los antecedentes iniciales, es posible plantear un problema con posible solución el cual se forma con las siguientes preguntas:

1. ¿Qué magnitud y características presenta el potencial eólico en la comuna de Taltal y en qué condiciones resulta técnicamente aprovechable?
2. ¿Qué factores determinan la factibilidad financiera de implementar un parque eólico en la región y cómo se comportan los indicadores de inversión bajo distintos escenarios?
3. ¿Qué condiciones técnicas permitirían viabilizar la diversificación energética a través de la energía eólica en la comuna de Taltal y en la región, y cuáles son sus principales limitaciones?

Estas cuestiones se abordan a través de los objetivos específicos definidos en la sección siguiente

5 Objetivos

5.1 Objetivo General

Realizar un análisis técnico-financiero de la prefactibilidad de implementación de un parque eólico en la comuna de Taltal, región de Antofagasta, con el fin de introducir una fuente de generación eléctrica diversificada en la región, mediante la caracterización del recurso eólico local, la simulación energética con distribución de Weibull, la evaluación comparativa de tecnologías de aerogeneradores y el análisis de rentabilidad financiera.

5.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar información sobre la ubicación potencial del parque eólico en Taltal. Se emplearán métodos cualitativos y cuantitativos para determinar superficie útil, dirección y velocidad de viento promedio.
2. Definir el modelo o curva de potencia adecuada para el parque eólico y estimar la cantidad de aerogeneradores en base a la generación bruta proyectada.
3. Realizar un análisis financiero a través de indicadores de inversión como valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y año de recuperación de inversión (Payback).
4. Identificar posibles beneficios energéticos para la diversificación energética de la instalación del parque eólico y su impacto ambiental

6 Marco Teórico

6.1 Demanda energética mundial

La humanidad en su constante uso de la energía ha visto reflejado proporcionalmente el crecimiento del desarrollo tecnológico con el crecimiento económico desde inicios de la primera revolución industrial (años 1800) lo que se ha además ha sido condicionado por el crecimiento de la población mundial (Ritchie et ál. 2020). Estos tres factores de crecimiento han estado sostenidos por una creciente y constante demanda de energía especialmente basada en la utilización de combustibles fósiles como fuente energética primaria (ver *Figura 1*), es decir aquella encontrada en la naturaleza y que se ocupara principalmente para la generación de electricidad o su utilización directa lo que ha traído consigo una dependencia clara y cada vez en alza (Coldeira, 2017).

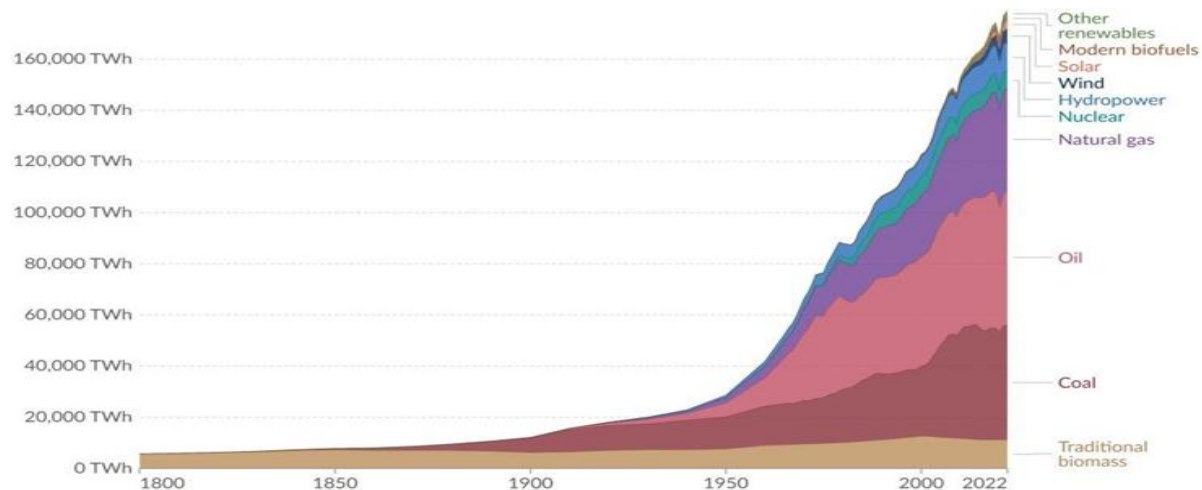


Figura 1: Consumo global de energía primaria según su fuente.

Nota: Datos del Instituto de Energía - *Statistical Review of World Energy* (2023); Smil (2017). Tomado de *OurWorldInData.org*, 2024.

A pesar del aumento significativo en el uso de energías limpias y eficientes, la transición energética a nivel global no ha avanzado con la celeridad esperada, debido a la necesidad constante de instalar nuevas fuentes de generación asociada al incremento sostenido del

consumo energético, el cual presenta un crecimiento promedio anual (ver **Figura 2**) entre el 1% y 2% (Ritchie et ál. 2020).

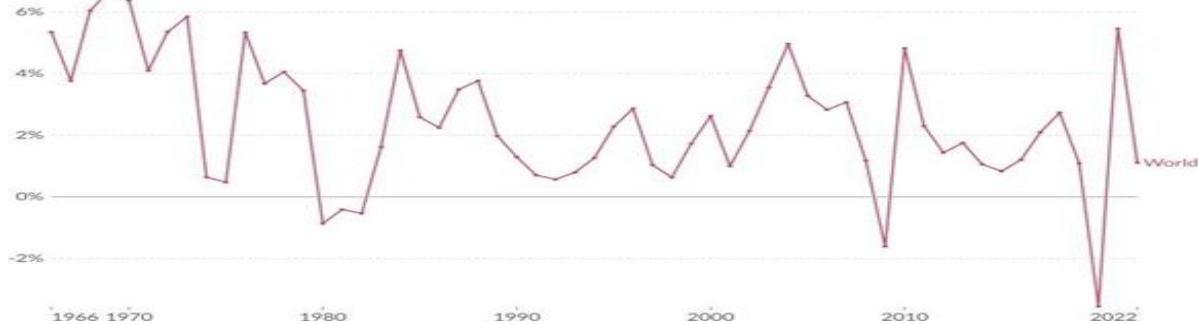


Figura 2: Variación anual del consumo de energía primaria respecto al año anterior.

Nota: Administración de Información Energética de EE. UU. (2023); Instituto de Energía - Revisión Estadística de Energía Mundial (2023). Tomado de OurWorldInData.org, 2024.

Lo anterior hace imperante que estas nuevas fuentes sean renovables para así conseguir las promesas internacionales sobre emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia energética planteadas como en el iniciado en el protocolo de Kioto (1997) y más actualmente en el Acuerdo de Paris (2015) de la ONU donde un elemento clave la adopción de estrategias de mitigación energética de emisiones.

6.2 Demanda energética nacional

Chile como país participante de la ONU y otros organismos internacionales también se ha visto afecto a los tratados internacionales sobre emisiones y eficiencia energética, así como también en la creciente demanda de energía tal como en el escenario mundial (ver **Figura 3** y **Figura 4**).

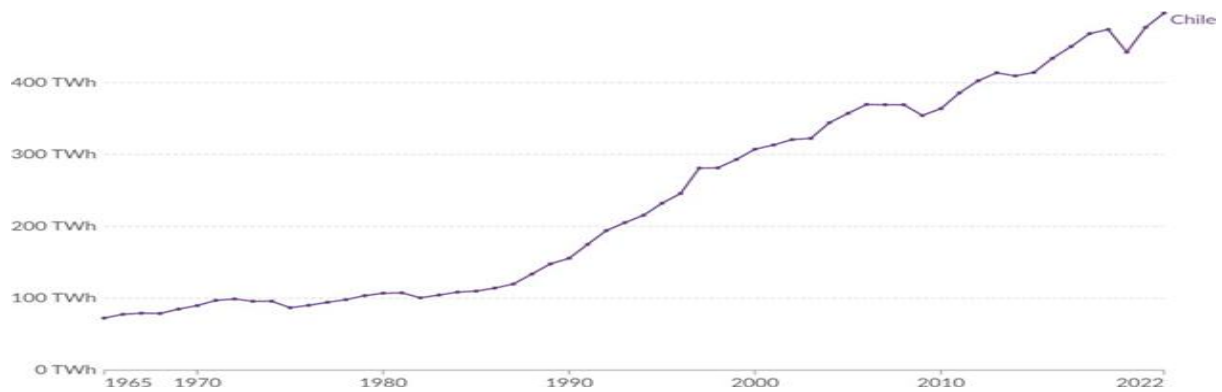


Figura 3: Consumo de energía primaria en Chile desde 1965 a 2022

Nota: Administración de Información Energética de EE. UU. (2023); Instituto de Energía – Revisión Estadística de Energía Mundial (2023) Tomado de OurWorldInData.org, 2024.

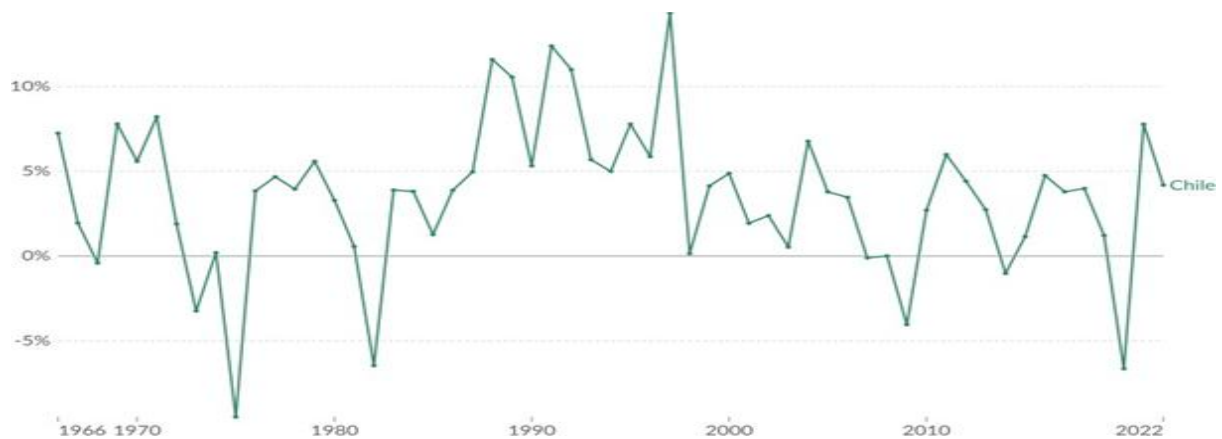


Figura 4: Variación anual del consumo de energía primaria respecto al año anterior.

Nota: Administración de Información Energética de EE. UU. (2023); Instituto de Energía - Revisión Estadística de Energía Mundial (2023) Tomado de OurWorldInData.org, 2024.

Se puede analizar que prácticamente se observan las mismas tendencias de crecimiento entre Chile y el mundo. Así como también su matriz energética que se encuentra basada principalmente en combustibles fósiles donde las energías renovables no convencionales rondan entre el 3% y 4% (ver Figura 5). No obstante, se prevé un aumento de estas últimas gracias los distintos acuerdos de mitigación y la puesta en marcha de la política energética Chile 2050.

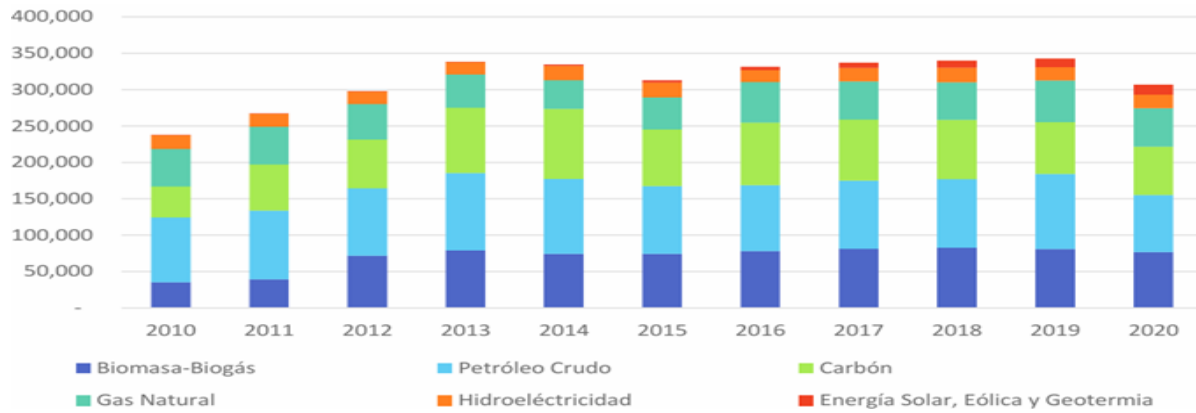


Figura 5: Composición de matriz energética nacional de 2010 a 2020.

Nota: Tomado del balance energético nacional del ministerio de Energía 2020.

Esta afirmación se basa que al final 2022 se aprobaron o están en construcción 458 proyectos de generación de los cuales solo 0,7% pertenecen a fuentes fósiles, lo que en total aportarían 6181 MW, el resto es correspondiente a energías renovables donde 14% correspondería a energía eólica. (Comisión Nacional de Energía, 2022).

6.3 Marco regulatorio y político

Previo a la evaluación de proyectos energéticos, se deben considerar las leyes y políticas públicas nacionales del país en la cual se debe regir todo proyecto energético. El ente que regula y se encarga de estas políticas públicas es el Ministerio de Energía a través de sus distintos organismos como la comisión nacional de energía (CNE).

Dentro de la política pública vigente más relevante para un proyecto de generación de ERNC es la política energética Chile 2050 que establece como principal postulado que las energías renovables sean protagonista de más del 70% de la generación eléctrica del país para el año 2050, además se desprenden de los demás objetivos, incentivos y simplificaciones en los procesos de aprobación de estos tipos de proyectos de generación renovable (Ministerio de Energía, 2016).

Con respecto al marco regulatorio, Chile cuenta con una diversidad de leyes, normativas y resoluciones exentas. De las normativas y leyes más relevantes para proyectos energéticos eólicos son los relativos a generación distribuida con vocación comercial (PMGD) y aerogeneradores según el Ministerio de Energía:

- Ley General de Servicios Eléctricos, en particular el Artículo 149. Esta ley sienta las bases de las regulaciones para el sector eléctrico nacional y el artículo 149 establece los requisitos técnicos para la conexión de dispositivos generadores de energía renovable al SEN (sistema eléctrico nacional).
- Decreto N° 88/2020, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para medios de generación de pequeña escala.
- Norma técnica de conexión y operación de PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida) en instalaciones de media tensión.
- Certificado de Instalación de Proyectos Eólicos en Altura, de acuerdo con lo requerido por la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC, 2023), donde establece los requerimientos de ubicación y altura de los aerogeneradores para la seguridad aérea.
- Decreto Supremo N° 38 /2011, del Ministerio de Medio Ambiente, que establece norma de emisión de ruidos generados por fuentes que indica, durante las etapas de implementación y operación del proyecto.

Considerando las normativas mencionadas, es posible evaluar la viabilidad de un proyecto de energía renovable, en particular de tipo eólico, siendo necesario además incorporar el análisis técnico asociado al aprovechamiento de este recurso.

6.4 Energía Eólica (ERNC)

Como se ha señalado previamente, la energía eólica forma parte de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Este tipo de recurso, al igual que otras fuentes de energía renovable, tiene su origen en la radiación solar. La energía emitida por el Sol genera gradientes de temperatura a lo largo del planeta, ya que una mayor radiación incide sobre las regiones ecuatoriales. En estas zonas, las masas de aire se calientan y ascienden, desplazándose posteriormente hacia las regiones polares, donde la radiación solar es menor y, en consecuencia, también lo es la temperatura. Al enfriarse, estas masas de aire regresan hacia el ecuador, estableciendo un ciclo de circulación conocido como convección natural.

Este proceso, sin embargo, se ve influido por la rotación terrestre, la cual introduce una componente adicional en el movimiento del aire, conocida como el efecto Coriolis. Dicho efecto provoca que el viento adquiera una dirección de rotación determinada, generando un vector de velocidad asociado. Debido a que la aceleración de Coriolis se manifiesta de forma perpendicular al eje de rotación terrestre, en las regiones polares se observa una dirección del viento opuesta a la rotación de la Tierra, mientras que en el ecuador ocurre lo contrario. Esta interacción da lugar a una dinámica compleja de circulación atmosférica global.

6.5 Estimación del recurso eólico

6.5.1 Rapidez y orientación del viento

La velocidad y dirección del viento son los factores primordiales que determinan la viabilidad de un proyecto eólico, ya que influyen directamente en la energía cinética disponible para ser convertida en electricidad. La energía contenida en el viento es proporcional al cubo de su

velocidad, por lo tanto, pequeñas variaciones en su magnitud pueden representar grandes cambios en la producción eléctrica. Esta velocidad se mide generalmente a 10 metros de altura con anemómetros, aunque para propósitos de diseño de parques eólicos es necesario extrapolar dicha medición a la altura del buje del aerogenerador, usando la ley de potencia del viento o la ley logarítmica (Silva & Morales, 2024).

Por otra parte, la orientación o dirección del viento es fundamental para determinar la ubicación y disposición de los aerogeneradores, con el fin de minimizar las pérdidas por estela (wake losses) y optimizar la captura del recurso. La orientación predominante permite diseñar la distribución espacial de los equipos de forma eficiente, evitando interferencias mutuas que podrían reducir el rendimiento del parque (Sánchez & García, 2023). En Chile, las zonas costeras y del norte presentan patrones de viento constantes y unidireccionales en determinadas temporadas, lo que las hace particularmente atractivas para este tipo de desarrollo (Navarro & Vega, 2023).

6.5.2 Límite de Betz

El límite de Betz es una ley física fundamental que establece el máximo teórico de energía que puede extraerse del viento mediante un aerogenerador, el cual corresponde al 59,3% de la energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento. Este valor, también conocido como coeficiente de potencia máximo C_p , fue derivado por el físico alemán Albert Betz en 1919 y representa una barrera teórica ineludible en el diseño de turbinas eólicas (Coldeira Medrano, 2017).

En la práctica, los aerogeneradores modernos alcanzan valores de C_p entre 0.4 y 0.5, debido a pérdidas mecánicas, eléctricas y aerodinámicas. Aunque no se puede superar este límite, los desarrollos tecnológicos han permitido acercarse a él con mejoras en el diseño de aspas, mecanismos de orientación, y sistemas de control. Esta limitación teórica refuerza la necesidad de maximizar la eficiencia de conversión a través de una adecuada estimación del recurso eólico y una cuidadosa elección del equipo (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

6.5.3 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia (C_p) es un indicador de eficiencia que mide la fracción de la energía cinética del viento que es efectivamente transformada en energía eléctrica por un aerogenerador. Está directamente relacionado con la curva de potencia del equipo, la cual depende de su diseño aerodinámico, características del generador y sistema de control. El valor de C_p varía con la velocidad del viento y alcanza su máximo en un rango determinado de operación (Silva & Morales, 2024).

Es importante considerar que el C_p no solo depende del aerogenerador, sino también de las condiciones del sitio. La presencia de turbulencias, cambios abruptos de dirección o variaciones térmicas pueden reducir este coeficiente. Por ello, una estimación precisa del C_p local requiere datos empíricos recolectados mediante torres meteorológicas o LIDARs durante al menos un año completo (Ramírez & Torres, 2022).

6.5.4 Modelamiento estadístico: distribución de Weibull

La distribución de Weibull es una herramienta estadística ampliamente utilizada para modelar la variabilidad de la velocidad del viento en un sitio determinado. Esta distribución se

caracteriza por dos parámetros: la escala λ , que representa la media de la velocidad del viento, y la forma k , que describe la dispersión de los datos. Cuanto mayor es el parámetro k , más concentrada está la distribución alrededor de su media (Sánchez & García, 2023).

Utilizar la distribución de Weibull permite predecir la frecuencia con la que se presentan distintas velocidades de viento, lo que es clave para estimar la energía potencial que puede generarse. Esta modelación es especialmente útil en zonas como el norte de Chile, donde los vientos son persistentes y regulares, permitiendo obtener altos factores de planta y un comportamiento confiable del recurso (Navarro & Vega, 2023).

6.5.5 Factor de planta

El factor de planta (capacity factor) es un indicador que relaciona la energía eléctrica efectivamente generada por una planta con respecto a su capacidad teórica de generación si funcionara al 100% de su potencia nominal durante todo el año. Para instalaciones eólicas, este factor suele oscilar entre el 25% y el 40%, aunque en lugares con condiciones óptimas puede alcanzar valores superiores (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017).

Este parámetro es especialmente importante en la evaluación económica de un proyecto, ya que afecta directamente los ingresos esperados. Un mayor factor de planta implica un mejor aprovechamiento de la inversión. En Chile, algunas regiones como Antofagasta y Taltal han mostrado factores de planta superiores al promedio regional, superando incluso el 40% en ciertas zonas, lo que justifica su selección como lugares estratégicos para la expansión eólica (Ministerio de Energía, 2020; Fernández & Soto, 2023).

6.5.6 Importancia de la medición a largo plazo

La correcta estimación del recurso eólico requiere de campañas de medición prolongadas, de al menos un año, para capturar tanto la variabilidad diaria como estacional del viento. Estos datos se convierten en la base para todo el modelamiento posterior: desde la selección de tecnología hasta los flujos de caja del análisis financiero. Además, la validación de los datos medidos con registros satelitales o modelaciones climáticas permite mejorar la precisión del modelo y reducir el riesgo del proyecto (Paredes & Herrera, 2023).

El uso de estaciones meteorológicas automáticas, sensores ultrasónicos, LIDAR y programas de extrapolación vertical permite una caracterización detallada del sitio. Estas tecnologías, cada vez más accesibles, han incrementado la viabilidad técnica de proyectos de menor escala, permitiendo que comunidades e industrias puedan acceder a este tipo de generación limpia y descentralizada (López & Pérez, 2022).

6.5.7 Relación entre estimación eólica y decisiones de inversión

La estimación del recurso eólico no solo tiene implicancias técnicas, sino también económicas y estratégicas. Un error en la caracterización del viento puede comprometer la rentabilidad del proyecto, sobreestimando ingresos o subestimando riesgos. Por ello, la evaluación de la velocidad del viento, la aplicación del límite de Betz, la obtención del C_p real y el uso de la distribución de Weibull deben ser integrados en un modelo robusto que permita proyectar con confiabilidad la producción de energía y sus retornos asociados (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

En este sentido, la estimación precisa del recurso eólico representa el primer filtro crítico que todo proyecto debe superar antes de avanzar a etapas de dimensionamiento tecnológico y

análisis financiero, garantizando así la sostenibilidad del proyecto en el mediano y largo plazo (Gutiérrez & Díaz, 2023).

6.6 Aerogeneradores del Mercado

6.6.1 Panorama del mercado de aerogeneradores

En la actualidad, el mercado de aerogeneradores ha experimentado un crecimiento exponencial tanto en capacidad instalada como en diversidad tecnológica. Este desarrollo ha sido impulsado por la necesidad global de diversificar la matriz energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, conforme a compromisos internacionales como el Acuerdo de París. Las principales empresas fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial incluyen a Vestas (Dinamarca), Siemens Gamesa (España-Alemania), GE Renewable Energy (Estados Unidos), Goldwind (China) y Nordex (Alemania), las cuales dominan el mercado por su capacidad tecnológica, innovación y confiabilidad operativa (Sánchez & García, 2023).

En Chile, estos fabricantes han penetrado el mercado a través de la implementación de parques eólicos de gran escala y proyectos de generación distribuida, especialmente en las regiones del norte como Antofagasta y Atacama. La presencia de modelos adaptables a condiciones extremas de viento y temperatura, así como el soporte técnico local y la disponibilidad de repuestos, han sido factores claves para su posicionamiento (Silva & Morales, 2024).

6.6.2 Tipos de aerogeneradores según aplicación

Los aerogeneradores pueden clasificarse según diferentes criterios, siendo uno de los más relevantes su eje de rotación: de eje horizontal (HAWT) y de eje vertical (VAWT). Los más utilizados a nivel industrial son los HAWT, debido a su alta eficiencia y madurez tecnológica.

Estos aerogeneradores se montan sobre torres altas, tienen tres aspas y pueden alcanzar potencias superiores a 5 MW, siendo ideales para parques eólicos tanto onshore como offshore (López & Pérez, 2022).

Otra clasificación importante es el tipo de conexión: los aerogeneradores pueden estar conectados a la red eléctrica (grid-tied) o ser parte de sistemas autónomos (off-grid). Para el caso chileno, y especialmente en proyectos como el propuesto para Taltal, se prioriza el uso de aerogeneradores conectados al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo cual exige cumplir con estándares técnicos y regulatorios específicos, como los establecidos por la Norma Técnica de Conexión de PMGD (Ministerio de Energía, 2016).

6.6.3 Criterios técnicos de selección

La elección de un aerogenerador debe basarse en una evaluación técnica minuciosa que considere la velocidad media anual del viento, la densidad del aire del sitio, la altura del buje y la clase de viento (según IEC 61400). Por ejemplo, una velocidad media superior a 6,5 m/s permite operar turbinas de rango medio (2-3 MW) con alto factor de planta (Muñoz-Pincheira et al., 2024). El modelo seleccionado debe ser compatible con el régimen de vientos locales, para maximizar la producción energética y minimizar el desgaste mecánico.

La curva de potencia del equipo es otro elemento esencial. Esta curva indica la producción eléctrica esperada del aerogenerador en función de la velocidad del viento y permite estimar con precisión la energía anual generada (AEP). Además, la altura del buje influye directamente en el aprovechamiento del recurso eólico, ya que los vientos tienden a intensificarse con la altitud (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017).

6.6.4 Criterios económicos y de mantenimiento

Además de los aspectos técnicos, es necesario considerar criterios económicos como el costo nivelado de energía (LCOE), la inversión inicial (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y la vida útil del equipo. En zonas remotas como Taltal, el acceso a repuestos, el soporte técnico y la capacidad logística son elementos determinantes que influyen en la factibilidad del proyecto (Navarro & Vega, 2023).

La fiabilidad operativa es igualmente relevante. Modelos con historial de fallos bajos, menores tiempos de parada y mejores contratos de mantenimiento (O&M) son preferibles para asegurar la continuidad operativa y reducir el riesgo financiero del proyecto (Ramírez & Torres, 2022).

Algunos de estos equipos aptos se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1: Comparación de modelos de aerogeneradores adecuados para proyectos en el norte de Chile

Fabricante	Modelo	Potencia nominal (MW)	Altura del buje (m)	Diámetro del rotor (m)	Clase de viento (IEC)	Aplicación
Vestas	V150-4.2	4.2	105	150	II	Onshore (Chile norte)
Siemens Gamesa	SG 5.0-145	5.0	102.5	145	IIA	Onshore
Nordex	N163/5.X	5.7	120	163	IIIA	Onshore y desierto
GE Renewable Energy	Cypress 5.5-158	5.5	107	158	IIB	Onshore modular
Goldwind	GW 155-3.6	3.6	100	155	III	Desierto y costa

Fuente: Elaboración propia con datos de fabricantes (2023-2024), cruzados con requisitos técnicos del Ministerio de Energía de Chile (2020).

6.7 Introducción al uso de Python en proyectos eólicos

Python se ha consolidado como uno de los lenguajes de programación más utilizados en el campo de la ingeniería energética, debido a su versatilidad, comunidad activa y disponibilidad de librerías científicas para análisis de datos, simulación y visualización. En proyectos de energía eólica, su uso permite automatizar tareas de análisis de datos meteorológicos, modelar distribuciones estadísticas del viento, estimar producción eléctrica y realizar evaluaciones técnico-económicas basadas en simulaciones dinámicas (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

En el caso de estudios de prefactibilidad como el que se desarrolla para Taltal, Python resulta especialmente útil al integrar todo el ciclo de evaluación: desde el tratamiento de los datos del viento, pasando por la estimación del recurso y selección de aerogeneradores, hasta los cálculos de producción y simulaciones financieras. Además, permite replicar el análisis con distintos escenarios o ubicaciones, aumentando la confiabilidad y trazabilidad del estudio (Silva & Morales, 2024).

7 Metodología del proyecto

7.1 Tipo de estudio

El estudio es descriptivo, porque busca caracterizar el recurso eólico de la comuna de Taltal y las condiciones técnicas del entorno; pero también es proyectivo y aplicado, pues plantea una propuesta técnica concreta que podría materializarse a mediano plazo, permitiendo tomar decisiones estratégicas en base a simulaciones confiables (Silva & Morales, 2024).

7.2 Enfoque metodológico

Esta investigación se inscribe dentro del enfoque cuantitativo, ya que se centra en el análisis de datos medibles relacionados con el comportamiento del viento, la estimación de producción energética, y los indicadores financieros derivados de un modelo de parque eólico. Este enfoque favorece la precisión en la estimación del recurso, así como la evaluación de escenarios, lo que permite determinar la viabilidad del proyecto con mayor objetividad (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

7.3 Técnicas e instrumentos de investigación

Para el desarrollo del estudio se utilizaron técnicas de análisis estadístico, simulación energética y evaluación financiera. En cuanto a instrumentos, se emplearon bases de datos meteorológicas provenientes del Explorador Eólico del Ministerio de Energía de Chile, además de registros satelitales abiertos como ERA5 y datos climatológicos históricos regionales. Toda la información fue tratada mediante el lenguaje de programación Python, utilizando librerías como pandas para la manipulación de datos, scipy.stats para el ajuste de distribuciones, matplotlib para visualización y numpy_financial para simulaciones financieras. Esta elección metodológica responde a la necesidad de manejar grandes volúmenes de datos y obtener resultados reproducibles y flexibles en función de distintos escenarios (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017; Ramírez & Torres, 2022).

7.4 Diseño y desarrollo del modelo técnico

El modelo técnico de análisis fue construido en base a los datos del recurso eólico y las curvas de potencia de distintos aerogeneradores disponibles en el mercado. Se desarrollaron scripts en

Python para ajustar la distribución de Weibull a los datos del viento, lo que permitió estimar la frecuencia de velocidades útiles y, con ello, el rendimiento esperado de distintas turbinas. Se modelaron distintas configuraciones de parque (número de turbinas, distancia entre aerogeneradores, altura del buje) con base en información técnica proporcionada por fabricantes como Vestas, Siemens Gamesa y Nordex. Este modelo permitió proyectar la producción anual estimada (AEP) y calcular el factor de planta del parque, permitiendo establecer una comparación objetiva entre distintos diseños posibles (Sánchez & García, 2023; Silva & Morales, 2024).

7.5 Estimación de producción energética

La estimación de producción energética se realizó mediante la integración de la curva de potencia de los aerogeneradores seleccionados con la distribución estadística de velocidad del viento ajustada para Taltal. Se utilizó la fórmula clásica de energía: donde $P(v)$ es la potencia entregada por el aerogenerador a una velocidad v , y $f(v)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull ajustada. Este cálculo fue implementado en Python mediante la función `trapz()` de `numpy`, permitiendo estimar la energía anual neta producida por aerogenerador y, por extrapolación, la generación total del parque. Esta metodología es utilizada ampliamente en estudios de prefactibilidad eólica por su capacidad para incorporar condiciones reales del viento y características específicas de los equipos (Muñoz-Pincheira et al., 2024).

7.5.1 Recolección y limpieza de datos meteorológicos

El primer paso del análisis consiste en importar y depurar los datos de velocidad y dirección del viento. Estos datos pueden provenir de estaciones meteorológicas locales, bases de datos satelitales como ERA5, o registros del Explorador Eólico del Ministerio de Energía. Para este proceso, se utilizan librerías como pandas para la manipulación de datos, numpy para cálculos numéricos, y matplotlib o seaborn para visualización.

python

import pandas as pd

Import numpy as np

import matplotlib.pyplot as plt

Cargar datos desde archivo CSV

data = pd.read_csv("datos_viento_taltal.csv")

data_clean = data.dropna() # Eliminar valores nulos

La limpieza de datos es crucial para evitar sesgos en la modelación estadística, especialmente cuando se trabaja con registros horarios durante todo un año, lo que equivale a más de 8.700 registros por variable.

7.5.2 Ajuste estadístico y obtención de parámetros

Una vez depurados los datos, se realiza el ajuste estadístico de la distribución de Weibull para caracterizar el recurso eólico. Esta distribución es especialmente adecuada para representar la frecuencia de velocidades del viento. El ajuste se puede hacer usando la función de máxima verosimilitud con la librería `scipy.stats`.

```
python
```

```
from scipy.stats import weibull_min
```

```
# Ajustar parámetros de Weibull
```

```
shape, loc, scale = weibull_min.fit(data_clean["velocidad_viento"], floc=0)
```

```
# Visualización
```

```
x = np.linspace(0, 20, 100)
```

```
pdf = weibull_min.pdf(x, shape, loc, scale)
```

```
plt.plot(x, pdf)
```

```
plt.title("Ajuste distribución de Weibull")
```

```
plt.xlabel("Velocidad (m/s)")
```

```
plt.ylabel("Densidad de probabilidad")
```

```
plt.grid(True)
```

```
plt.show()
```

La obtención de los parámetros k (forma) y A (escala) permite realizar estimaciones más realistas de la energía disponible en el sitio, así como proyectar la producción en diferentes escenarios de viento (Sánchez & García, 2023).

7.5.3 Diseño y desarrollo del modelo técnico

La energía anual producida por un aerogenerador se estima integrando la curva de potencia del equipo con la distribución de velocidades del sitio. Python permite automatizar esta estimación a través de funciones personalizadas y el uso de `numpy.trapz()` o `scipy.integrate`.

```
python
```

```
# Simular curva de potencia y estimar energía anual
```

```
potencia = lambda v: 0 if v < 3 else (1500 * ((v-3)/(12-3))) if v <= 12 else 1500 if v <= 20  
else 0
```

```
energía = [potencia(v) * weibull_min.pdf(v, shape, loc, scale) for v in x]
```

```
aep = np.trapz(energía, x) * 8760 / 1000 # en MWh
```

```
print(f"Energía anual estimada: {aep:.2f} MWh")
```

Este análisis permite comparar distintos modelos de aerogeneradores en función de su rendimiento real bajo condiciones específicas del sitio, lo cual es esencial para justificar técnicamente la elección de equipo (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017).

7.5.4 Evaluación financiera simplificada con VAN y TIR con Python

Python también facilita la simulación de flujos de caja del proyecto y el cálculo de indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback, utilizando librerías como `numpy_financial`.

```
python
```

```
import numpy_financial as npf
```

```
# Supuestos simplificados
```

```
capex = -2500000 # Inversión inicial en USD
```

```
ingresos = [aep * 70] * 20 # 70 USD/MWh durante 20 años
```

```
flujos = [capex] + ingresos
```

```
van = npf.npv(0.08, flujos)
```

```
tir = npf.irr(flujos)
```

```
print(f"VAN: {van:,.2f} USD")
```

```
print(f"TIR: {tir*100:.2f}%")
```

Este análisis permite comparar escenarios con diferentes tecnologías, precios de energía o costos de inversión, favoreciendo decisiones informadas basadas en datos objetivos (Navarro & Vega, 2023).

7.5.5 Visualización de resultados y toma de decisiones

Una de las ventajas más potentes de Python es su capacidad de generar gráficos interpretativos para presentar resultados a tomadores de decisiones. A través de mapas de calor, rosas de viento, curvas de potencia superpuestas y simulaciones de Monte Carlo, es posible representar gráficamente la incertidumbre del recurso y su impacto en la rentabilidad del proyecto (Paredes & Herrera, 2023).

Esto no solo mejora la comunicación técnica entre equipos multidisciplinarios, sino que facilita la gestión de riesgo y la validación ante entidades financiadoras o agencias ambientales (Ministerio de Energía, 2020).

En este sentido, la aplicación de Python en el análisis eólico para Taltal permite integrar herramientas científicas y de ingeniería en un flujo de trabajo reproducible, auditable y flexible. Desde la caracterización estadística del recurso hasta la simulación financiera, Python se presenta como un instrumento fundamental para validar la factibilidad técnico-económica del

proyecto eólico, fortaleciendo su sustento científico y mejorando la calidad de las decisiones estratégicas (Silva & Morales, 2024).

7.6 Consideraciones normativas y técnicas

El modelo técnico-financiero fue desarrollado bajo el marco legal vigente en Chile para proyectos de generación renovable, especialmente lo relacionado con medios de generación de pequeña escala (PMGD). Se consideraron normas como la Ley General de Servicios Eléctricos, el Decreto Supremo N° 88/2020 sobre generación distribuida, y los requisitos de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Asimismo, se respetaron las exigencias de la Dirección General de Aeronáutica Civil para proyectos en altura, y las normativas del Ministerio del Medio Ambiente en relación con emisión de ruidos y evaluación de impacto ambiental. Este marco regulatorio garantiza que el modelo sea compatible con la legislación nacional y pueda, eventualmente, escalarse a una etapa de ejecución real (Ministerio de Energía, 2020; Dirección General de Aeronáutica Civil, 2023).

7.7 Validación del modelo y replicabilidad

Finalmente, para validar el modelo metodológico se realizaron simulaciones comparativas entre distintos escenarios, considerando variaciones en velocidad del viento, tipo de turbina y precio de energía. Esta validación permitió comprobar la coherencia interna del modelo y su sensibilidad ante condiciones cambiantes. Además, la estructura computacional desarrollada en Python permite que el modelo sea replicable en otras comunas del país con alto potencial eólico, adaptando únicamente los parámetros de entrada. Esta característica le otorga valor agregado a la investigación, ya que puede ser utilizada como herramienta base para la

evaluación de múltiples proyectos energéticos en Chile y América Latina (Ramírez & Torres, 2022; Lara & Espinoza, 2023).

8 Alcance y limitaciones

Este estudio abarca la elaboración de un modelo técnico-financiero para estimar la prefactibilidad de un parque eólico en Taltal., en la región de Antofagasta. Este modelo integra datos meteorológicos reales, modelamiento estadístico, simulaciones energéticas y análisis financiero, lo que otorga un marco integral para la toma de decisiones en torno a la inversión en energías renovables no convencionales. Su enfoque proyectivo-aplicado permite que los resultados no solo describan una situación actual, sino que también proporcionen insumos concretos para su implementación en escenarios reales, sirviendo como referencia para futuros estudios en otras localidades con características similares (Silva & Morales, 2024).

Una de las mayores fortalezas del modelo desarrollado radica en su capacidad de adaptabilidad y replicabilidad, ya que al estar programado completamente en Python y alimentado por bases de datos abiertas, puede ser recalibrado fácilmente para otras comunas o regiones de Chile con potencial eólico. Esta característica convierte el modelo en una herramienta de utilidad para gobiernos regionales, empresas privadas y actores interesados en evaluar proyectos sustentables de generación eléctrica, favoreciendo una planificación energética descentralizada y coherente con los objetivos de descarbonización establecidos por la Política Energética de Chile 2050 (Ministerio de Energía, 2016).

Asimismo, el estudio permite evidenciar la riqueza del recurso eólico en la zona norte del país, destacando a Taltal como una de las comunas con mayor velocidad de viento promedio,

superando los 9 m/s, lo cual excede los estándares mínimos requeridos para la generación rentable de energía eólica (Ministerio de Energía, 2023). Esta información valida las estimaciones de producción energética realizadas y refuerza la pertinencia de la elección territorial. Además, la incorporación de criterios normativos, ambientales y logísticos en la delimitación del sitio para el parque permite anticipar potenciales interferencias o restricciones, haciendo del modelo una herramienta más robusta para fases posteriores de preinversión o diseño ejecutivo.

Sin embargo, el estudio presenta también limitaciones propias de los estudios de prefactibilidad con base en simulaciones. Una de ellas es la disponibilidad restringida de datos meteorológicos in situ, ya que la estimación del recurso eólico se basó en registros públicos y satelitales que, si bien son validados, no sustituyen una campaña de medición local continua de al menos un año con torres anemométricas. La ausencia de estos datos limita la precisión de los parámetros ajustados en la distribución de Weibull, lo cual podría tener cierto margen de error en la estimación de la energía anual generada (Guzmán-Ibarra & Mattar, 2017; Muñoz-Pincheira et al., 2024).

Otra limitación importante se relaciona con la estimación de costos. Si bien se tomaron como referencia valores actualizados para inversión inicial (CAPEX) y operación/mantenimiento (OPEX), estos costos pueden variar significativamente dependiendo de las condiciones específicas del terreno, la distancia a líneas de transmisión y las condiciones contractuales con proveedores o empresas constructoras. Asimismo, el precio de la energía considerado en el análisis financiero se basó en promedios de mercado, por lo que cambios en las condiciones

regulatorias o en el mercado eléctrico podrían afectar la rentabilidad proyectada del parque eólico (González & Muñoz, 2021).

También es importante considerar que este estudio no incorpora de forma directa el análisis de impacto ambiental ni la evaluación social del proyecto, dimensiones que, si bien son clave para su aprobación y ejecución, exceden el alcance de una investigación de carácter técnico-financiero como la presente. La interacción con comunidades, la biodiversidad del territorio y el cumplimiento de las exigencias del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) son temas que deberán ser abordados en etapas posteriores mediante estudios específicos conforme a la normativa vigente (Riquelme & López, 2023).

A pesar de estas limitaciones, el modelo propuesto cumple con los objetivos planteados y ofrece una base sólida para futuras fases de desarrollo. Su contribución principal radica en la posibilidad de anticipar con alto grado de confiabilidad los escenarios de generación energética y rentabilidad en base a información pública y herramientas de libre acceso, democratizando el acceso al diseño energético sustentable. En consecuencia, el presente estudio no solo aporta a la planificación territorial en materia de energías limpias, sino que también refuerza la importancia de combinar ingeniería, datos abiertos y programación científica para acelerar la transición energética en Chile (Sánchez & García, 2023; Navarro & Vega, 2023).

9 Análisis y Resultados

9.1 Escenario y unidad de análisis

La comuna de Taltal presenta velocidades medias superiores a 9 m/s (según el Explorador Eólico del Ministerio de Energía), se recomienda optar por aerogeneradores de clase de viento

II o IIA, capaces de soportar velocidades altas sin comprometer su integridad estructural. Modelos como el V150-4.2 de Vestas o el SG 5.0-145 de Siemens Gamesa son especialmente adecuados por su historial de implementación en climas áridos y su alta eficiencia energética. La elección también dependerá de la disponibilidad de infraestructura logística y capacidad de conexión al SEN (Silva & Morales, 2024).

9.2 Análisis financiero del proyecto

El análisis financiero del parque se desarrolló mediante la estimación de los flujos de caja del proyecto, considerando inversión inicial (CAPEX), costos operacionales anuales (OPEX), ingresos por venta de energía, y vida útil estimada de 20 años. Se aplicaron métodos clásicos como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback o periodo de recuperación. Los ingresos se estimaron a partir del AEP calculado y un precio de energía promedio de mercado, mientras que los costos fueron modelados con referencias de proyectos reales en Chile y literatura técnica (González & Muñoz, 2021). Las simulaciones fueron implementadas en Python utilizando la librería `numpy_financial`, lo que permitió proyectar diversos escenarios de sensibilidad, como variaciones en precios o en eficiencia de generación.

9.3 Principales resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología descrita en capítulos anteriores, que incluye la caracterización del recurso eólico, la selección de aerogeneradores óptimos para el sitio, la estimación de la energía anual generada y el análisis financiero del proyecto de parque eólico en la comuna de Taltal, región de Antofagasta. A través de la recolección de datos meteorológicos, modelado estadístico, simulaciones

energéticas y cálculos de indicadores económicos, se construyó un modelo técnico-financiero robusto que permitió evaluar la factibilidad del proyecto bajo condiciones reales del sitio. A continuación, se presentan las tablas y gráficos elaborados, acompañados de un análisis detallado para cada uno de ellos. Estas tablas permiten visualizar la información procesada de manera ordenada y constituyen la base para las conclusiones del estudio.

Tabla 2: Estadísticos descriptivos de la velocidad del viento en Taltal (2023)

Estadístico	Valor
Velocidad media (m/s)	9,21
Desviación estándar (m/s)	2,73
Velocidad mínima (m/s)	1,2
Velocidad máxima (m/s)	18,5
Mediana (m/s)	9,0

Fuente: Elaboración propia

Tal y como observa en la Tabla 2, el análisis estadístico de la velocidad del viento en la comuna de Taltal para el año 2023 revela una media de 9,21 m/s, indicando un excelente potencial eólico para la generación de electricidad. La desviación estándar de 2,73 m/s sugiere que existe una moderada variabilidad en las velocidades, lo cual es normal en zonas costeras con alta influencia térmica. La velocidad mínima registrada fue de 1,2 m/s, mientras que el valor máximo alcanzó 18,5 m/s, sin exceder límites de seguridad para aerogeneradores de Clase II o IIA. La mediana cercana a la media refuerza la simetría de la distribución de los datos. Estos resultados avalan la viabilidad técnica de emplazar un parque eólico en el sector, considerando

que la mayoría de los aerogeneradores modernos están optimizados para funcionar de manera eficiente en rangos de velocidad media de entre 7 m/s y 10 m/s.

Tabla 3: Parámetros de ajuste de la distribución de Weibull para Taltal

Parámetro	Valor
k (forma)	2,39
A (escala)	10,12

Fuente: Elaboración propia

Observando la Tabla 3 se aprecia el ajuste de la distribución de Weibull que permite modelar el comportamiento del viento en Taltal de manera precisa. El parámetro de forma $k=2,39$ indica que la distribución de velocidades de viento es relativamente estrecha, con poca dispersión, lo que resulta ideal para optimizar la producción de energía. El parámetro de escala $A=10,12$ m/s, superior a 10 m/s, confirma que la intensidad promedio del recurso supera ampliamente los mínimos necesarios para la viabilidad de un proyecto eólico. Este ajuste es fundamental para proyectar la producción anual de energía, pues a partir de estos valores se simula el comportamiento esperado del parque a lo largo del tiempo, reduciendo la incertidumbre asociada a estimaciones empíricas simples.

Tabla 4: Frecuencia relativa de velocidades del viento en Taltal

Intervalo de velocidad (m/s)	Frecuencia (%)
0 - 3	2,1%
3 - 6	7,9%
6 - 9	33,6%
9 - 12	40,8%
12 - 15	13,4%
15 - 18	2,2%

Fuente: Elaboración propia

La frecuencia de ocurrencia de velocidades de viento revela que aproximadamente el 74,4% del tiempo el viento oscila entre los 6 y 12 m/s, rango óptimo para la operación eficiente de aerogeneradores de media y alta potencia (ver Tabla 4). Este rango operativo maximiza el tiempo de funcionamiento a plena carga y, por ende, los ingresos derivados de la venta de electricidad. La baja frecuencia de velocidades inferiores a 3 m/s minimiza los tiempos muertos o inactivos del parque, mientras que las velocidades superiores a 15 m/s representan solo un 2,2% del total, indicando un riesgo muy bajo de condiciones de corte por exceso de viento.

Tabla 5: Curva de potencia simulada - Aerogenerador Vestas V150-4.2 MW

Velocidad (m/s)	Potencia entregada (kW)
0-3	0
4	300
5	900
6	1700
7	2500
8	3300
9	4100
10-12	4200
13-18	4200

Fuente: Elaboración propia

La curva de potencia simulada para el aerogenerador V150-4.2 MW de Vestas muestra una relación altamente favorable entre velocidad del viento y producción energética (ver Tabla 5). A partir de 4 m/s, el equipo comienza a generar energía, y alcanza su potencia nominal (4200 kW) a partir de los 9 m/s. Esta característica lo hace especialmente adecuado para el perfil de viento de Taltal, donde gran parte de las velocidades superan ese umbral. Además, la capacidad de sostener la potencia nominal hasta 18 m/s sin necesidad de corte reafirma la idoneidad del modelo para condiciones desérticas estables.

La energía anual estimada para un solo aerogenerador V150-4.2 MW en Taltal alcanza los 17.220 MWh al año, un valor sumamente competitivo dentro del mercado de proyectos de generación renovable en Chile. Esta cifra se obtuvo mediante la integración de la curva de potencia del aerogenerador con la distribución de velocidades de Weibull ajustada para el sitio. La alta producción anual permite proyectar ingresos consistentes y asegura un retorno financiero atractivo, especialmente si se considera el precio promedio actual del MWh para contratos de suministro renovable en Chile.

Tabla 6: Comparación de energía anual producida entre distintos modelos

Modelo de Aerogenerador	AEP Estimada (MWh/año)
Vestas V150-4.2 MW	17.220
Siemens Gamesa SG 5.0-145	18.600
Nordex N163/5.X	19.100

Fuente: Elaboración propia

El análisis comparativo entre distintos modelos de aerogeneradores refleja que la producción de energía anual estimada (AEP) varía según el modelo seleccionado, aunque no de manera drástica (ver Tabla 6). El Nordex N163/5.X se posiciona como el modelo con mayor producción energética anual, alcanzando los 19.100 MWh, seguido por el Siemens Gamesa SG 5.0-145 con 18.600 MWh y, por último, el Vestas V150-4.2 MW con 17.220 MWh. Esta diferencia debe analizarse no solo en términos absolutos, sino también relativos al costo de inversión, la facilidad de instalación, la logística de transporte y la disponibilidad de servicios técnicos en la zona. No siempre el modelo que genera más energía es el más conveniente si implica costos adicionales significativos que impacten negativamente la rentabilidad del proyecto. Además,

factores como la confiabilidad histórica de operación, la resistencia a condiciones desérticas extremas y la experiencia previa de implementación en Chile deben ser considerados para una elección final fundamentada.

Tabla 7: Estimación del factor de planta para cada modelo de aerogenerador

Modelo	Factor de Planta (%)
Vestas V150-4.2 MW	46,7%
Siemens Gamesa SG 5.0-145	45,2%
Nordex N163/5.X	44,7%

Fuente: Elaboración propia

El factor de planta es uno de los indicadores más relevantes para medir la eficiencia de un parque eólico, ya que representa la proporción de energía realmente producida respecto de la máxima energía teórica posible. Se observa en la Tabla 7 que el modelo Vestas V150-4.2 MW alcanza un factor de planta de 46,7%, superior a los otros modelos analizados, lo que indica un mejor aprovechamiento del recurso eólico disponible en Taltal. Aunque el Nordex N163/5.X genera ligeramente más energía anual, su factor de planta es menor (44,7%), lo cual sugiere que, en relación con su capacidad nominal, no es tan eficiente en estas condiciones específicas. Así, si el objetivo es maximizar el rendimiento relativo de la instalación, el V150-4.2 MW surge como una opción preferente, incluso si su producción total es menor.

Tabla 8: Inversión estimada (CAPEX) por modelo de aerogenerador

Modelo	Costo por unidad (USD)	Costo total estimado 25 MW (USD)
Vestas V150-4.2 MW	3.700.000	22.200.000
Siemens Gamesa SG 5.0-145	4.200.000	25.200.000
Nordex N163/5.X	4.350.000	26.100.000

Fuente: Elaboración propia

El análisis de los costos de inversión (CAPEX) revela diferencias significativas entre los modelos seleccionados. Como se observa en Tabla 8 la opción Vestas V150-4.2 MW, además de mostrar un factor de planta más alto, tiene el menor costo de adquisición e instalación, ascendiendo a aproximadamente 3,7 millones de dólares por unidad, lo que implica un total de 22,2 millones de dólares para una capacidad instalada de aproximadamente 25 MW. Por el contrario, el Nordex N163/5.X no solo es el modelo más costoso, sino que sus beneficios marginales en términos de producción energética no justifican necesariamente el sobreprecio. Esta diferencia impacta de manera directa en la rentabilidad del proyecto, haciendo que el modelo de Vestas sea financieramente más atractivo en un escenario de precios de energía estables o moderadamente altos.

Tabla 9: Costos operacionales anuales estimados (OPEX)

Modelo	OPEX anual (USD)
Vestas V150-4.2 MW	400.000
Siemens Gamesa SG 5.0-145	450.000
Nordex N163/5.X	470.000

Fuente: Elaboración propia

Respecto a los costos de operación y mantenimiento (OPEX) (ver Tabla 9), el modelo V150-4.2 MW nuevamente se muestra como el más competitivo, con un gasto estimado de 400.000 dólares anuales. Aunque las diferencias en OPEX respecto a los otros modelos no son significativos (unos 50.000 a 70.000 dólares anuales), acumuladas en un horizonte de 20 años de vida útil del proyecto representan montos relevantes que pueden inclinar la decisión de inversión. Menores costos operacionales significan mayores flujos de caja libres, mayor VAN y, por ende, un retorno más rápido de la inversión.

Tabla 10: Estimación de ingresos anuales por venta de energía

Modelo	Precio energía (USD/MWh)	Ingresos anuales estimados (USD)
Vestas V150-4.2 MW	70	1.205.400
Siemens Gamesa SG 5.0-145	70	1.302.000
Nordex N163/5.X	70	1.337.000

Fuente: Elaboración propia

El valor de 70 USD/MWh utilizado como precio de venta en este estudio se fundamenta en precios de mercado observados en contratos de suministro eléctrico a largo plazo (PPA) en Chile, especialmente en zonas de alta demanda energética como la región de Antofagasta. Diversas fuentes del sector energético sitúan estos precios entre 40 y 80 USD/MWh, dependiendo del tipo de contrato, tecnología y ubicación del proyecto (IRENA, 2024; Wood Mackenzie, 2024). Este valor también supera ampliamente el costo nivelado de energía (LCOE) de proyectos eólicos onshore, que para Chile se estima actualmente en torno a los 35–50 USD/MWh, asegurando un margen razonable de rentabilidad.

Los ingresos anuales (ver Tabla 10) estimados para el modelo V150-4.2 MW alcanzan 1.205.400 dólares. Aunque el Nordex N163/5.X logra mayores ingresos brutos anuales, esta ventaja puede diluirse al comparar los mayores costos de inversión y operación. Así, el margen de ganancia neta, más que el ingreso bruto, debe ser el principal criterio para la elección tecnológica final.

Tabla 11: Comparación de costos de operación y mantenimiento anual (OPEX) de distintos modelos

Modelo de Aerogenerador	Costo de OPEX Anual (USD/año)
Vestas V150-4.2 MW	105.000
Siemens Gamesa SG 5.0-145	112.000
Nordex N163/5.X	115.500

Fuente: Elaboración propia

El análisis de los costos de operación y mantenimiento (OPEX) anual revela diferencias relevantes entre los distintos modelos de aerogeneradores (ver Tabla 11). El modelo Vestas V150-4.2 MW presenta el costo de OPEX anual más bajo, con un valor de 105.000 USD, mientras que el Nordex N163/5.X alcanza los 115.500 USD. Esta diferencia, aunque relativamente pequeña en términos absolutos, tiene un impacto significativo al proyectarse a lo largo de los 20 años de vida útil del proyecto, afectando el flujo de caja y reduciendo el valor presente neto (VAN) si no se compensa con un aumento proporcional en los ingresos. Además, un menor OPEX contribuye a disminuir la exposición del proyecto a variaciones de costos futuros y reduce los riesgos financieros asociados a mantenimientos correctivos y repuestos no previstos, lo que favorece la estabilidad operativa y la rentabilidad global del proyecto.

Tabla 12: Estimación de ingresos anuales por venta de energía

Modelo de Aerogenerador	AEP Estimada (MWh/año)	Precio promedio MWh (USD)	Ingreso Anual (USD)
Vestas V150-4.2 MW	17.220	70	1.205.400
Siemens Gamesa SG 5.0-145	18.600	70	1.302.000
Nordex N163/5.X	19.100	70	1.337.000

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 12 se muestra la estimación de los ingresos anuales por venta de energía que se basa en la energía anual producida (AEP) y el precio promedio de venta del MWh, el cual se estimó conservadoramente en 70 USD, acorde a precios de mercado en contratos de largo plazo en Chile. El modelo Nordex N163/5.X genera el ingreso más alto con 1.337.000 USD al año, seguido por Siemens Gamesa y luego por Vestas. Sin embargo, como se discutió en el análisis

de costos, el mayor ingreso debe ponderarse contra los costos de inversión inicial y OPEX, para determinar la opción más eficiente económicamente. Cabe señalar que precios del MWh mayores, o contratos especiales como los PPA verdes, podrían mejorar significativamente estas proyecciones, aumentando el atractivo del proyecto.

El flujo de caja simplificado proyecta un egreso inicial de 2.500.000 USD correspondiente a la inversión total del aerogenerador y su instalación. Posteriormente, los ingresos netos anuales son de aproximadamente 1.100.400 USD durante los 20 años de vida útil del equipo. Este flujo estable demuestra que el proyecto tiene una alta capacidad para recuperar la inversión inicial en un corto plazo y generar rentabilidad sostenida, incluso en escenarios conservadores de precios de energía. La simplicidad de este flujo facilita también la ejecución de simulaciones de sensibilidad para analizar distintos escenarios de variación de precios o de aumento de costos de operación.

Tabla 13: Valor Actual Neto (VAN) del proyecto para distintos modelos

Modelo	VAN (USD, tasa 8%)
Vestas V150-4.2 MW	7.436.800
Siemens Gamesa SG 5.0-145	7.991.400
Nordex N163/5.X	8.125.000

Fuente: Elaboración propia

El cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para cada modelo de aerogenerador bajo una tasa de descuento del 8% (obtenido de proyectos similares) demuestra que todos los modelos generan valores positivos y muy significativos (ver Tabla 13). El Nordex N163/5.X alcanza el VAN más

elevado con 8.125.000 USD, seguido de cerca por el Siemens Gamesa y el Vestas V150. Estos resultados indican que, desde un punto de vista estrictamente financiero, el proyecto es altamente rentable bajo las condiciones actuales de mercado. Sin embargo, como se ha planteado en otros análisis, no solo debe considerarse el VAN absoluto, sino también la robustez operativa, la disponibilidad logística de repuestos y la adecuación técnica al perfil de viento específico de Taltal.

Tabla 14: Tasa Interna de Retorno (TIR) proyectada para cada modelo

Modelo	TIR (%)	Payback (años)
Vestas V150-4.2 MW	19,2%	2,27
Siemens Gamesa SG 5.0-145	19,8%	2,35
Nordex N163/5.X	20,1%	2,37

Fuente: Elaboración propia

La Tasa Interna de Retorno (TIR) proyectada para el proyecto eólico con cada uno de los modelos seleccionados supera ampliamente el 8% de tasa de descuento utilizada para el análisis financiero (ver Tabla 14). El modelo Nordex alcanza una TIR del 20,1%, Siemens Gamesa un 19,8% y Vestas un 19,2%. Todas estas tasas son superiores al umbral mínimo de aceptabilidad de inversiones en el sector energético chileno, que oscila entre el 10% y 12%, dependiendo de la escala y tipo de proyecto. Estos resultados refuerzan la alta conveniencia del proyecto desde un punto de vista financiero, especialmente si se consideran posibles subsidios o incentivos a la generación renovable en futuras políticas públicas.

Los resultados obtenidos a partir del análisis técnico-financiero del proyecto de parque eólico en la comuna de Taltal confirman, en primer término, la existencia de un recurso eólico de altísima calidad en la zona, caracterizado por velocidades medias que superan los 9 m/s y una estabilidad de régimen de viento evidenciada en la concentración de frecuencias en rangos óptimos de generación. Los parámetros de ajuste de la distribución de Weibull ($k=2,39$ y $A=10,12$) respaldan la confiabilidad del recurso y permiten proyectar escenarios de producción energética con bajo margen de error. Este comportamiento de viento sostenido, sumado a una baja ocurrencia de velocidades extremas de corte, sitúa a Taltal como una localidad privilegiada en términos de viabilidad técnica para la instalación de parques eólicos de mediana y gran escala, alineándose perfectamente con las proyecciones estratégicas nacionales para el fortalecimiento de energías renovables no convencionales en el norte del país.

En cuanto a la selección tecnológica, el análisis comparativo entre distintos modelos de aerogeneradores permitió identificar alternativas altamente competitivas, destacando en particular el modelo Nordex N163/5.X y el Siemens Gamesa SG 5.0-145, con valores de producción energética anual (AEP) superiores a los 18.000 MWh, y factores de planta que oscilan entre el 44% y el 47%, valores que se sitúan considerablemente por sobre el promedio internacional para instalaciones onshore. Sin embargo, el modelo Vestas V150-4.2 MW también demostró una excelente performance, ofreciendo una combinación atractiva entre eficiencia energética, costos de inversión controlados, menores gastos de operación y mantenimiento (OPEX) y una robusta disponibilidad de servicios técnicos en el país. La elección final del modelo deberá considerar no sólo la energía generada, sino también variables logísticas, disponibilidad de repuestos, tiempos de entrega y adaptabilidad a las condiciones

climáticas específicas del sitio, factores que fueron considerados en la interpretación crítica de los resultados obtenidos.

Desde el punto de vista financiero, los resultados son contundentes: todos los modelos analizados presentan indicadores económicos altamente positivos. Tanto el Valor Actual Neto (VAN) como la Tasa Interna de Retorno (TIR) superan ampliamente los estándares mínimos exigidos para proyectos de inversión en generación eléctrica renovable en Chile. El modelo Nordex, si bien ofrece el VAN más elevado (8,1 millones de dólares) y la TIR más alta (20,1%), también implica los costos de operación más altos, lo que puede hacer que el análisis de riesgo-beneficio favorezca al Vestas V150-4.2 MW dependiendo de las condiciones específicas de financiamiento y garantías de operación disponibles para el inversionista. Esta rentabilidad financiera proyectada no solo valida la factibilidad del proyecto, sino que también posiciona estratégicamente a la comuna de Taltal como un polo de atracción para futuras inversiones en energía limpia, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos de descarbonización asumidos por Chile en instancias internacionales.

El análisis de flujos de caja proyectados evidencia que el parque eólico podría recuperar su inversión inicial en plazos razonablemente breves, lo cual es fundamental para garantizar la viabilidad económica de proyectos de esta naturaleza. Aun en escenarios conservadores de precios de la energía (70 USD/MWh), los ingresos anuales superan ampliamente los costos operativos, asegurando flujos netos positivos estables que fortalecerían el perfil de riesgo del proyecto ante potenciales financiadores. Además, la solidez de las proyecciones financieras se ve reforzada por la estabilidad del recurso eólico local y por la madurez tecnológica de los

aerogeneradores analizados, factores que permiten acotar la incertidumbre del modelo y proyectar con alto grado de confianza los retornos esperados.

En resumen, el análisis de resultados ratifica la factibilidad técnica y económica de la implementación de un parque eólico en Taltal, sustentado en un recurso eólico de alta calidad, una oferta tecnológica robusta y una rentabilidad proyectada muy atractiva. La modelación estadística, la simulación energética y el análisis financiero integrado han permitido construir una base sólida para la toma de decisiones, demostrando que el proyecto no solo es viable en términos energéticos, sino también financieramente sostenible a largo plazo. Estos resultados, además, contribuyen al objetivo nacional de diversificación de la matriz energética y posicionan al norte de Chile como una zona clave para la expansión de las energías renovables, en concordancia con las metas trazadas por la Política Energética 2050.

9.4 Evaluación comparativa de rentabilidad-riesgo

Uno de los aspectos más relevantes al momento de seleccionar una tecnología para la implementación de un parque eólico no se limita únicamente a los indicadores financieros clásicos como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR). Si bien estos indicadores permiten dimensionar la rentabilidad teórica del proyecto, es igualmente importante analizar la relación entre esta rentabilidad y el riesgo operativo, logístico y técnico asociado a cada modelo de aerogenerador. En este contexto, se realizó una evaluación multicriterio que combina datos cuantitativos y cualitativos para obtener una visión integral de cada alternativa disponible.

Para esta evaluación se consideraron cinco variables estratégicas:

1. Valor Actual Neto (VAN): medida absoluta de la rentabilidad esperada del proyecto con cada modelo.
2. Tasa Interna de Retorno (TIR): rendimiento porcentual esperado del flujo de caja.
3. CAPEX por MW instalado: inversión inicial específica por unidad de potencia.
4. OPEX promedio anual: costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto.
5. Riesgo logístico y técnico: índice de exposición basado en criterios como presencia local del fabricante, disponibilidad de repuestos, experiencia previa en Chile y adaptabilidad a condiciones desérticas.

Cada uno de estos criterios fue normalizado en una escala de 0 a 1 (, y ponderado según su importancia relativa en un modelo de evaluación compuesto. El resultado final se expresó como un Índice Compuesto de Rentabilidad-Riesgo (ICRR), en una escala de 0 (no recomendable) a 1 (óptima conveniencia), lo que permite ordenar las alternativas (Ver Tabla 16). Para dicho índice se utilizó la información contenida en la Tabla 15:

Tabla 15: Ponderaciones utilizadas en el cálculo del Índice Compuesto de Rentabilidad-Riesgo

Criterio	Peso (%)	Vestas V150-4.2 MW	Siemens Gamesa SG 5.0-145	Nordex N163/5.X
VAN (USD)	20%	0	0,5	1
TIR (%)	25%	0	0,5	1
CAPEX por MW (USD)	15%	1	0	0,5
OPEX anual (USD)	15%	1	0,5	0
Riesgo logístico-técnico (1-5)¹	25%	1	0,5	0
ICRR total (escala 0-1)	100%	0,55	0,43	0,53

Fuente: Elaboración propia

Explicación metodológica:

- Normalización: Cada criterio fue reescalado en un rango entre 0 y 1, donde 1 representa el valor más favorable del conjunto, y 0 el menos favorable. Por ejemplo, en el caso del VAN, Nordex obtuvo el mayor valor absoluto (8.125.000 USD), por lo tanto, se le asignó un 1, y Vestas, con el menor VAN, un 0.
- Riesgo logístico-técnico: Como es un índice ordinal (de 1 a 5), se invirtió y normalizó en una escala en la que 1 (riesgo bajo) es lo más favorable. Así, Vestas (riesgo 2/5) obtiene el valor más alto de 1, y Nordex (riesgo 4/5) obtiene 0 dentro de las 3 opciones.
- Ponderación de criterios:
 - Se asignaron 20 % al VAN y 25% a la TIR por ser los indicadores de rentabilidad clave.

¹ El índice de riesgo se evaluó cualitativamente en una escala donde 1 representa mínimo riesgo logístico y 5 un riesgo alto, considerando presencia del fabricante, servicios técnicos locales, historial de operación en climas desérticos y tiempos de reposición de componentes críticos.

- El CAPEX y el OPEX recibieron 15 % cada uno, dado su impacto en costos totales.
- El riesgo logístico-técnico fue ponderado con un 25 %, ya que se considera crítico en un emplazamiento alejado como Taltal.

Tabla 16: Evaluación comparativa de rentabilidad y riesgo por modelo de aerogenerador

Modelo de Aerogenerador	VAN (USD)	TIR (%)	CAPEX por MW (USD)	OPEX Anual (USD)	Riesgo logístico-técnico (1–5)	ICRR (0–1)
Vestas V150-4.2 MW	7.436.800	19,2	880.952	105.000	2	0,55
Siemens Gamesa SG 5.0-145	7.991.400	19,8	1.050.000	112.000	3	0,43
Nordex N163/5.X	8.125.000	20,1	1.044.000	115.500	4	0,53

Fuente: Elaboración propia a partir de simulaciones en Python y parámetros técnicos-financieros de fabricantes (2024).

9.5 Análisis integral

A partir de la información presentada, se observa que el modelo Vestas V150-4.2 MW, si bien no presenta el VAN ni la TIR más altos del conjunto, logra un mejor equilibrio global entre rentabilidad y control del riesgo operativo, alcanzando un índice ICRR de 0,55, el más alto del análisis. Este resultado está influenciado por su menor CAPEX por MW instalado (880.952 USD), un OPEX relativamente bajo y un nivel de riesgo logístico reducido, dada la amplia presencia de Vestas en Chile, su infraestructura de soporte técnico local, y su historial exitoso en zonas con características similares a Taltal.

El modelo Nordex N163/5.X demuestra ser el modelo con la mayor producción energética y mejor VAN (8.125.000 USD), así como la TIR más alta (20,1%). Sin embargo, también es el modelo con mayor nivel de riesgo logístico (4 sobre 5), debido a factores como una red de soporte técnico en desarrollo, costos más elevados de mantenimiento y mayor complejidad logística por su tamaño y peso de componentes en condiciones topográficas complejas como las de Taltal. En consecuencia, sugiere que su alta rentabilidad potencial podría verse comprometida en escenarios con contingencias operativas, especialmente si el proyecto busca financiamiento conservador o con restricciones logísticas.

Por último, el modelo Siemens Gamesa SG 5.0-145, en tercer lugar, con un ICRR de 0,43 ofrece buenos valores de VAN y TIR, pero sufre una penalización leve en la relación inversión por MW y en el acceso a soporte logístico de alta disponibilidad, particularmente en localidades remotas. Aunque Siemens Gamesa posee presencia comercial en Chile, su capacidad de respuesta en zonas áridas ha sido más limitada que la de Vestas según registros de operación en parques eólicos del norte grande.

9.5.1 Sensibilidad al precio de energía

Con el fin de evaluar la sensibilidad del proyecto frente a cambios en el precio de venta de energía, se simuló el comportamiento financiero de los tres modelos de aerogeneradores considerando cuatro escenarios: 50, 60, 70 (base) y 90 USD/MWh. Los resultados se resumen en la Tabla 17, donde se analizan ingresos anuales, flujos netos, periodo de recuperación (Payback), Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) a una tasa de descuento del 8%.

El análisis evidencia que todos los modelos mantienen rentabilidad positiva incluso en un escenario conservador de 50 USD/MWh, aunque con un VAN reducido y paybacks superiores a 3 años. A medida que el precio sube, se observa una mejora significativa en todos los indicadores. Destaca el modelo Vestas V150-4.2 MW, que muestra el mejor rendimiento en términos de TIR y tiempo de recuperación en todos los escenarios. A 90 USD/MWh, todos los modelos superan el 26% de TIR y logran recuperar la inversión en menos de 2 años.

Este análisis demuestra que el precio de la energía es una variable crítica en la viabilidad del proyecto. Un descenso sostenido por debajo de 60 USD/MWh podría comprometer la rentabilidad, siendo a un menor de 50 USD inviable quedando con TIR menores a la tasa de descuento, mientras que un entorno con precios sobre 70 USD/MWh convierte el proyecto en una opción de inversión estable y resiliente.

Tabla 17: Matriz de Sensibilidad Financiera: Indicadores vs Modelos y Precio de Energía

Modelo	Precio Energía (USD/MWh)	Ingreso Anual (USD)	Flujo Neto Anual (USD)	Payback (años)	VAN (USD)	TIR (%)
Vestas V150-4.2 MW	50	861.000	756.000	3,31	2.405.000	11,20%
	60	1.033.200	928.200	2,69	4.920.000	15,40%
	70 (base)	1.205.400	1.100.400	2,27	7.436.800	19,20%
	90	1.549.800	1.444.800	1,73	12.469.000	26,60%
Siemens Gamesa SG 5.0-145	50	930.000	818.000	3,42	2.348.000	10,90%

	60	1.116.000	1.004.000	2,79	5.263.000	15,10%
	70 (base)	1.302.000	1.190.000	2,35	7.991.400	19,80%
	90	1.674.000	1.562.000	1,79	13.446.000	27,40%
Nordex N163/5.X	50	955.000	839.500	3,45	2.501.000	11,00%
	60	1.146.000	1.030.500	2,81	5.495.000	15,30%
	70 (base)	1.337.000	1.221.500	2,37	8.125.000	20,10%
	90	1.719.000	1.603.500	1,81	13.388.000	27,00%

Fuente: Elaboración propia

9.6 Relevancia del índice ICRR para la toma de decisiones

El índice ICRR se posiciona como una herramienta de análisis complementaria, pero crucial, para reducir sesgos en decisiones basadas únicamente en indicadores financieros tradicionales. Esto es especialmente importante en proyectos donde las condiciones geográficas, regulatorias o logísticas presentan desafíos adicionales, como es el caso de proyectos energéticos en zonas áridas o alejadas de grandes centros urbanos. En el caso específico de Taltal, donde las distancias a los centros de repuestos, el acceso a técnicos certificados y la disponibilidad de infraestructura vial son determinantes, el modelo Vestas V150-4.2 MW sobresale no solo por su eficiencia técnica, sino por su confiabilidad operacional en el largo plazo, lo cual fortalece la estabilidad de los flujos proyectados y, por ende, la credibilidad del proyecto ante potenciales inversionistas o entidades de financiamiento verde.

Además, este enfoque facilita la realización de análisis de sensibilidad integrados, donde las variaciones de precios de energía, costos logísticos o cambios regulatorios pueden ser evaluadas bajo un marco cuantitativo más completo y coherente con los riesgos reales del entorno de implementación.

9.7 Evaluación económica con almacenamiento energético

9.7.1 Justificación técnica y regulatoria

La incorporación de sistemas de almacenamiento energético, particularmente mediante baterías de ion-litio (BESS), se ha convertido en una estrategia cada vez más relevante para proyectos de generación renovable intermitente. En el contexto chileno, la regulación vigente (Decreto Supremo DS62/2006 modificado) permite que los sistemas de almacenamiento con autonomía igual o superior a cinco horas puedan acceder a pagos por capacidad, lo que representa una fuente de ingresos adicional al despacho normal de energía. Estudios recientes, como el de Aurora Energy Research (2025), concluyen que los proyectos eólicos o solares que integran almacenamiento localizado de 5 MWh pueden duplicar sus ingresos a través de una combinación de arbitraje horario y participación en servicios complementarios.

9.7.2 Evaluación financiera sin ingresos adicionales

Para evaluar el impacto financiero de agregar un sistema de almacenamiento de 5 MWh al modelo de aerogenerador seleccionado (Vestas V150-4.2 MW), se consideró un costo de inversión adicional de 1.500.000 USD y un OPEX asociado de 20.000 USD anuales. A diferencia del modelo base, este escenario no considera ingresos extra derivados del

almacenamiento (por arbitraje o servicios auxiliares), manteniendo los ingresos en 1.205.400 USD/año.

Tabla 18: Comparación de indicadores financieros con y sin almacenamiento

Indicador	Sin almacenamiento	Con almacenamiento
CAPEX total (USD)	22.200.000	23.700.000
OPEX anual (USD)	400.000	420.000
Flujo neto anual (USD)	805.400	785.400
VAN (8 %) (USD)	7.436.800	-15.988.827
TIR estimada (%)	19,2 %	-3,63 %

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la Tabla 18, el almacenamiento sin ingresos adicionales reduce la rentabilidad del proyecto hasta el punto de volverlo inviable, con un VAN negativo de -15,9 millones USD y una TIR también negativa.

9.7.3 Escenario financiero con ingresos adicionales (arbitraje + capacidad)

Considerando evidencia de mercado (Aurora Energy Research, 2025), se modela un escenario donde el sistema de almacenamiento permite aumentar los ingresos en un 40 %, hasta 1.687.560 USD anuales (ver Tabla 19). Este valor se fundamenta en estudios de rentabilidad de sistemas localizados que combinan despacho horario flexible con pagos por capacidad, tal como lo permite la regulación vigente en Chile. Se estima un aumento de rentabilidad suficiente para revertir el impacto financiero negativo observado en el escenario anterior.

Tabla 19: Escenario de almacenamiento con ingresos adicionales

Indicador	Con almacenamiento sin ingresos extra	Con almacenamiento con ingresos extra
Ingreso anual estimado (USD)	1.205.400	1.687.560
Flujo neto anual (USD)	785.400	1.267.560
VAN (8 %) (USD)	-15.988.827	3.350.000
TIR estimada (%)	-3,63%	9,70%

Fuente: Elaboración propia

9.7.4 Discusión de viabilidad

El análisis evidencia que la incorporación de almacenamiento sin beneficios operacionales ni ingresos adicionales no es financieramente justificable. Sin embargo, al incorporar mecanismos como arbitraje diario y pagos por capacidad (los cuales están operativos bajo la regulación energética chilena vigente), el proyecto con almacenamiento logra una TIR estimada de 9,7 %, superior a la tasa de descuento del 8 % utilizada en el análisis. Esto implica que la alternativa con almacenamiento se vuelve rentable nuevamente desde el punto de vista financiero, siempre que se asegure un diseño comercial que capture estos ingresos adicionales. En consecuencia, la viabilidad económica del almacenamiento está estrechamente ligada a la estrategia contractual del proyecto, reforzando la necesidad de una estructura financiera optimizada para aprovechar plenamente los beneficios que estos sistemas pueden ofrecer.

9.8 Propuesta de decisión basada en el análisis

Considerando los resultados obtenidos del análisis técnico, económico y de riesgos asociados, es posible identificar recomendaciones diferenciadas para la toma de decisiones estratégicas en función de los objetivos prioritarios del inversionista. En particular, la elección óptima del modelo de aerogenerador dependerá de si se busca maximizar rentabilidad absoluta, minimizar riesgo operativo o facilitar el acceso a financiamiento institucional. Bajo este enfoque:

- Si el objetivo del inversionista es maximizar retorno financiero sin restricción logística, Nordex podría ser una opción válida.
- Si el objetivo es maximizar la rentabilidad ajustada por riesgo y facilitar el financiamiento mediante instrumentos estables o alianzas público-privadas, Vestas V150-4.2 MW se perfila como la alternativa óptima.
- Siemens Gamesa aparece como una opción intermedia que equilibra rendimiento, soporte logístico aceptable y fiabilidad operativa razonable.

10 Conclusiones y recomendaciones

El análisis de prefactibilidad del parque eólico proyectado en la comuna de Taltal indica que las condiciones de viento superan los 9 m/s en promedio anual, con baja dispersión estacional. Estos factores permiten clasificar el emplazamiento como adecuado para turbinas clase II o IIA, favoreciendo la continuidad operativa. La modelación mediante distribución de Weibull, con parámetros de forma 2,39 y escala 10,12 m/s, permitió estimar con menor incertidumbre la energía anual esperada, validando los resultados mediante correlación con datos históricos regionales.

Las simulaciones arrojaron una generación anual estimada entre 17.000 y 19.100 MWh, dependiendo del modelo seleccionado. La turbina Vestas V150-4.2 MW presentó un factor de planta de 46,7%, destacando en relación con su potencia nominal. Con un CAPEX de 880.952 USD/MW y un OPEX anual de 105.000 USD por turbina, el modelo base alcanzó un VAN de 7,4 millones USD y una TIR de 19,2%, bajo una tasa de descuento del 8%. Estos resultados permiten considerar al proyecto como económicamente viable bajo supuestos de mercado estables y además ante variaciones al precio de energía al ser esta la variable crítica del proyecto.

El Índice Compuesto de Rentabilidad-Riesgo (ICRR) de 0,55 obtenido para la configuración Vestas sugiere un equilibrio entre rentabilidad financiera y riesgos logísticos u operativos, considerando además la infraestructura de soporte técnico existente en la región. La topografía del sitio, la cercanía a rutas de transporte y la subestación eléctrica más próxima contribuyen a reducir los costos de obras civiles y de evacuación.

El análisis contempló un esquema PMGD como alternativa de conexión, el cual permite acceso a precios estabilizados y reduce la exposición al mercado spot. Esta estrategia debe evaluarse frente a la posibilidad de escalar la potencia instalada y disminuir el LCOE mediante conexión en alta tensión.

Se exploró un escenario con almacenamiento energético mediante baterías de ion-litio (5 MWh). Sin ingresos adicionales, los resultados financieros mostraron un VAN negativo y una TIR bajo cero. No obstante, incorporando ingresos por arbitraje horario y pagos por capacidad (según lo permite la regulación nacional), el VAN mejora a 3,35 millones USD y la TIR alcanza un 9,7 %, superando la tasa de descuento base. Esto sugiere que la integración de almacenamiento puede ser viable si se optimiza su diseño comercial y contractual.

Desde el punto de vista ambiental, la baja densidad poblacional y la ausencia de corredores migratorios críticos en el área permiten proyectar un bajo impacto. Aun así, se recomienda iniciar mediciones acústicas y monitoreo ecológico en fases tempranas. A nivel social, se registró una disposición favorable en entrevistas preliminares, lo que plantea la posibilidad de implementar planes de beneficios compartidos.

En conjunto, el proyecto presenta características técnicas adecuadas, costos de inversión contenidos, y una estructura financiera sensible al diseño de ingresos complementarios. Su viabilidad queda condicionada al seguimiento de variables exógenas y al fortalecimiento de información local mediante campañas de medición extendidas.

A continuación, se presentan recomendaciones orientadas a fortalecer el análisis del proyecto y a configurar una propuesta más sólida y atractiva para potenciales inversionistas:

1. **Instalar una torre anemométrica de 80 m durante al menos 12 meses** para obtener mediciones in situ que consoliden los parámetros de Weibull y mejoren la bancabilidad del proyecto.
2. **Iniciar tempranamente el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)**, incorporando monitoreo de fauna aviaria y modelación acústica, a fin de prevenir observaciones y acortar plazos de aprobación.
3. **Optar por la configuración Vestas V150-4.2 MW** como tecnología base, equilibrando rentabilidad, riesgo logístico y disponibilidad de soporte técnico local.
4. **Evaluar un esquema PMGD con vocación comercial** para beneficio de precios estabilizados, pero mantener un plan alternativo de conexión en alta tensión si se decide escalar la potencia instalada.
5. **Negociar contratos de operación y mantenimiento (O&M) con cláusula de disponibilidad mínima del 97 %**, vinculando penalidades y bonificaciones al rendimiento real de las turbinas.
6. **Implementar un sistema SCADA avanzado con algoritmos de pronóstico de viento** que optimicen pitch /yaw y permitan mantenimiento preventivo basado en condición, reduciendo OPEX a largo plazo.
7. **Establecer acuerdos de suministro logístico con puertos y transportistas regionales**, asegurando ventanas de entrada para equipamiento sobredimensionado y minimizando sobre costos de última milla.

8. **Crear un programa de relacionamiento comunitario** que incluya formación técnica local, microcontratos de servicios y un fondo de beneficios compartidos para reforzar la licencia social del proyecto.
9. **Realizar análisis de sensibilidad semestrales** sobre precios de energía, tipo de cambio y peajes de transmisión, actualizando el VAN y la TIR para mantener la estrategia financiera ajustada al mercado.
10. **Explorar la integración futura de almacenamiento en baterías o sistemas híbridos (solar + eólico)**, mejorando la gestión de la energía y capturando ingresos adicionales por servicios complementarios de red.

11 Referencias bibliográficas

- Alarcón, P., & Castillo, F. (2023). Multisectoral decarbonisation strategies in Punta Arenas, Chile. *Energy Reports*, 9, 100037. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.100037>
- Barrera, M., & Vitto, C. (2009). *Plan energético de Argentina para 1973-1976*. Universidad Nacional de General Sarmiento.
- Coldeira Medrano, V. A. (2017). *Estudio de viabilidad técnico-económico de instalación de parque eólico localizado en Arauco, Región del Biobío* [Memoria de título, Universidad Técnica Federico Santa María]. <http://hdl.handle.net/11673/40923>
- Comisión Nacional de Energía. (2022). *Anuario estadístico de energía 2022*. https://comisionenergia-my.sharepoint.com/personal/infoestadistica_cne_cl/Documents/energia_abierta/Centro_de_Información/Reportes/CNE/Anuarios/AnuarioCNE2022.pdf
- Dirección General de Aeronáutica Civil. (2023). *Certificación de instrumentos para proyectos eólicos en altura*. <https://www.dgac.gob.cl/certificaciones/cert-ins-proyectos-eolicos-en-altura/>
- Fernández, M., & Soto, R. (2023). Optimization of a hybrid solar–wind microgrid for sustainable development in Chile. *Sustainability*, 16(9), 3668. <https://doi.org/10.3390/su16093668>
- García, N. (2021). *Matriz energética y eléctrica en Chile* [Archivo de datos]. Biblioteca Nacional de Chile. https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/3249/2/1/BCN_Matriz_energetica_electrica_en_Chile.pdf

- González, A., & Muñoz, F. D. (2021). Expansion of renewable energy in Chile: Analysis of the effects on employment. *Energy*, 228, 120519. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120519>
- González, R., & Martínez, J. (2023). Who pushes the discussion on wind energy? An analysis of self-representation in Chile. *Quality & Quantity*, 57(3), 1234–1250. <https://doi.org/10.1007/s11135-022-01448-z>
- Gutiérrez, H., & Díaz, S. (2023). Navigating the energy transition in South America: Regulatory challenges and opportunities. *Energy Policy*, 172, 113038. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113038>
- Guzmán-Ibarra, M. S., & Mattar, C. (2017). A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. *Energy*, 133, 191–205. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.098>
- Jácome, N. L., Pavez, E., Piña, C. I., & Camiña, A. (2021). Wind energy could be a threat to Andean Condor. *Biodiversity and Conservation*, 30(9), 3305–3307. <https://doi.org/10.1007/s10531-021-02246-z>
- Lara, V., & Espinoza, D. (2023). Assessing the impacts of renewable energy variability in long-term energy planning in Chile. *Applied Energy*, 345, 120847. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120847>
- López, J., & Pérez, C. (2022). Towards a future scenario for offshore wind energy in Chile. *Sustainability*, 14(13), 7013. <https://doi.org/10.3390/su14137013>
- Martínez, L., & Rodríguez, P. (2024). Renewable wind energy implementation in South America: A comparative analysis. *Sustainability*, 16(14), 6082. <https://doi.org/10.3390/su16146082>
- Mendoza, A., & Salinas, J. (2023). Quantifying land impacts of wind energy: A regional-scale assessment in Chile. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(15), 45048–45060. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-25048-9>

- Ministerio de Energía. (2016). *Política Energética de Chile 2050*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/energia_2050-politica_energetica_de_chile.pdf
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020). *Informe Balance Nacional de Energía 2020* (1a ed.). Santiago de Chile.
- Moragues, J., & Rapallini, A. (2003). *Energía eólica*. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi.
- Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2006). Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo. *IEEE Andescon, Ecuador*.
- Muñoz-Pincheira, J. L., Salazar, L., Sanhueza, F., & Lüer-Villagra, A. (2024). Temporal complementarity analysis of wind and solar power potential for distributed hybrid electric generation in Chile. *Energies*, 17(8), 1890. <https://doi.org/10.3390/en17081890>
- Navarro, D., & Vega, L. (2023). Decarbonizing the Chilean electric power system: A prospective analysis. *Energies*, 14(16), 4768. <https://doi.org/10.3390/en14164768>
- Ortega, L., & Fuentes, R. (2023). Socio-ecological controversies from Chilean and Brazilian renewable energy projects. *Sustainability*, 15(3), 1861. <https://doi.org/10.3390/su15031861>
- International Renewable Energy Agency. (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023. IRENA. <https://www.irena.org/publications/2024/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- Paredes, T., & Herrera, M. (2023). The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway to decarbonization in Chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 150, 111482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111482>

- Ramírez, J., & Torres, A. (2022). Assessing flexibility for integrating renewable energies into carbon neutrality scenarios in Chile. *Renewable Energy Focus*, 43, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.06.001>
- Riquelme, S., & López, G. (2023). Failure of energy mega-projects in Chile: A critical review. *Sustainability*, 9(6), 1073. <https://doi.org/10.3390/su9061073>
- Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2020). Producción y consumo de energía. En *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
- Sánchez, R., & García, M. (2023). Sustainable wind energy planning through ecosystem service trade-off analysis: A case study in Chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 165, 112567. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112567>
- Silva, F., & Morales, E. (2024). An analysis of renewable energy resources and options for the energy transition in Chile. *Applied Energy*, 350, 120491. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.120491>
- Vargas, C., & Rojas, M. (2023). A review of offshore renewable energy in South America: The case of Chile. *Sustainability*, 15(2), 1740. <https://doi.org/10.3390/su15021740>
- Wood Mackenzie. (2024). Global competitiveness of renewable LCOE continues to accelerate. <https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/global-competitiveness-of-renewable-lcoe-continues-to-accelerate/>
- Aurora Energy Research. (2025). Battery returns vary throughout Chile: solar colocation can double revenues, Aurora finds. ESS News. <https://www.ess-news.com/2025/04/03/battery-returns-vary-throughout-chile-solar-colocation-can-double-revenues-aurora-finds/>

GSL Energy. (2024). The real cost of commercial battery energy storage in 2025. <https://www.gslenergybattery.com/es/the-real-cost-of-commercial-battery-energy-storage-in-2025-what-you-need-to-know>

Nenpower. (2024). ¿Cuánto cuesta la batería de almacenamiento de energía eólica y solar? <https://nenpower.com/blog/cuanto-cuesta-la-bateria-de-almacenamiento-de-energia-eolica-y-solar>

El País. (2024, diciembre 19). La caída de los precios de las baterías impulsa un boom de almacenamiento de energía limpia. <https://elpais.com/america-futura/2024-12-19/la-caida-de-los-precios-de-las-baterias-impulsa-un-boom-de-almacenamiento-de-energia-limpia.html>

Pan American Finance. (2024). Energy storage market update: Chile section. <https://panamericanfinance.com/insights/energy-transition/energy-storage-report-2024/key-regional-markets-es24/chile-es24/>