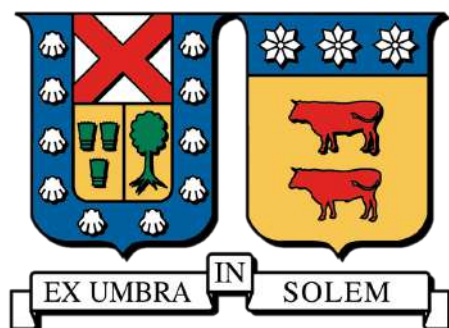




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICA
Y ECONÓMICA DE PROYECTOS DE ENERGÍA UNDIMOTRIZ EN
CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

ALMENDRA DEL PILAR ASTUDILLO CAMILLA

PROFESOR GUÍA

MARÍA PILAR GARATE CHATEAU

PROFESOR CO-REFERENTE

NICOLÁS MAURICIO MANCILLA GODOY

VITACURA, 2026



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: Metodología para la evaluación de viabilidad técnica y económica de proyectos de energía undimotriz en Chile

Nombre del candidato(a): Almendra del Pilar Astudillo Camilla

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: 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 (marcar una opción)

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 02/09/2026

Firma:

Pilar Gárate Ch.

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 02/09/2026

Firma:

Almendra

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

Tabla de Contenidos

1	Agradecimientos	5
2	Resumen	6
3	Abstract	7
4	Introducción	8
5	Problema de Investigación	10
6	Objetivos	11
6.1	Objetivo General	11
6.2	Objetivos específicos	11
7	Alcance	12
8	Marco Teórico	13
8.1	Cambio climático y transición energética	13
8.2	Energías marinas: conceptos y clasificación	13
8.3	Energía Undimotriz	14
8.4	Energía undimotriz en el mundo	15
8.4.1	Técnicas de aprovechamiento de energía undimotriz	15
8.4.2	Variables que influyen en la generación de energía undimotriz	20
8.5	Columna de agua oscilante (Oscillating Water Column)	21
8.5.1	Turbina wells	22
8.6	Modelamiento matemático	23
8.6.1	Modelo estadístico	26
8.7	Identificación de parámetros del recurso undimotriz	27
8.8	Marco normativo	28
8.9	Sistema de Transmisión y Capacidad de la Red Eléctrica	29
8.10	Estructura de Costos	29
8.11	Simulación de Monte Carlo	30
8.12	Coeficiente de Correlación de Spearman en el Análisis de Sensibilidad	30
8.13	Curvas de aprendizaje y reducción de costos tecnológicos	31
9	Metodología	33
9.1	Localización y Selección de Emplazamientos	33
9.2	Caracterización del Recurso y Modelamiento de Datos Oceanográficos	33
9.3	Simulación Técnica y Eficiencia del Sistema OWC	34
9.4	Análisis de Rentabilidad y Riesgo Financiero	34
9.5	Validación Normativa	36

10 Resultados	37
10.1 Diagnóstico de emplazamientos y selección del caso de estudio	37
10.1.1 Escenario de Inyección al SEN comuna de Ancud	37
10.1.2 Escenario de Brecha de Conectividad comuna San Juan de la Costa	38
10.1.3 Selección del caso de estudio para la aplicación del modelo	40
10.2 Parámetros del recurso y base de datos horaria	40
10.2.1 Caracterización estadística mediante distribución de Weibull	41
10.3 Potencia media generada y eficiencia del sistema	42
10.3.1 Potencia de la turbina y ponderación mediante distribución de Weibull	43
10.3.2 Análisis de la eficiencia del sistema	44
10.4 Análisis Financiero y Discusión de Resultados	47
10.4.1 Valor Actual Neto (VAN)	48
10.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	49
10.4.3 Período de Recuperación de la Inversión (Payback)	50
10.4.4 Costo Nivelado de Energía (LCoE)	51
10.4.5 Análisis de sensibilidad	52
10.4.6 Proyección de costos por curva de aprendizaje	55
10.5 Cumplimiento Normativo del Módulo Piloto	58
11 Conclusiones	59
12 Limitaciones	61
Lista de Tablas	
1 Rangos de CAPEX, OPEX y LCoE para proyectos de energía undimotriz según etapa de despliegue. Fuente: Ocean Energy Systems (OES) (2015).	30
2 Estructura del CAPEX base para el módulo piloto OWC. Fuente: Distribución porcentual según MERIC (2021); monto total referenciado en Ocean Energy Systems (2015) actualizado a USD 2024.	35
3 Resumen de variables estocásticas de la Simulación de Monte Carlo. Fuente: Elaboración propia.	36
4 Estadísticas del recurso undimotriz, San Juan de la Costa, 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador de Energía Marina.	41
5 Comparación de indicadores de desempeño: Promedio aritmético vs. Esperanza de Weibull. Fuente: Elaboración propia.	47
6 Proyección de CAPEX, OPEX y LCoE por curva de aprendizaje, según capacidad acumulada instalada. Fuente: Elaboración propia, con base en Hayward (2021) y Ocean Energy Systems (2015).	57
Lista de Figuras	
1 Proceso de extracción de energía undimotriz. Fuente: Elaboración propia.	14
2 Diagrama del funcionamiento de un Atenuador. Fuente: Control Strategies Applied to Wave Energy Converters: State of the Art.	16
3 Diagrama del funcionamiento de un Absorbedor Puntual. Fuente: Dynamics and control of ocean wave energy converters.	16

4	Diagrama del funcionamiento de un Convertidor Oscilante de Oleaje. Fuente: Application of an alternative mesh morphing method on the numerical modeling of oscillating wave surge converters.	17
5	Diagrama del funcionamiento de una Columna de Agua Oscilante. Fuente: Control Strategies Applied to Wave Energy Converters: State of the Art.	17
6	Diagrama del funcionamiento de un Dispositivo de Desbordamiento. Fuente: Dynamics and control of ocean wave energy converters.	18
7	Diagrama del funcionamiento de un Dispositivo de Diferencia de Presión. Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.	18
8	Diagrama del funcionamiento de un dispositivo de Ola de Bulbo. Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.	19
9	Diagrama del funcionamiento de dispositivo de Masa Rotatoria. Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.	19
10	Dispositivo de Columna de Agua Oscilante. Fuente: Elaboración propia.	21
11	Diagrama de funcionamiento de un sistema de columna de agua oscilante. Fuente: Elaboración propia.	22
12	Diagrama de funcionamiento de la Turbina Wells. Fuente: Elaboración propia.	22
13	Esquema del estanque cilíndrico y pistón sinusoidal deformable. Fuente: Elaboración propia.	23
14	Etapas de la metodología para la evaluación de viabilidad técnica y económica del sistema undimotriz OWC. Fuente: Elaboración propia.	33
15	Características del recurso undimotriz en Ancud. Fuente: Explorador de Energía Marina, Ministerio de Energía.	37
16	Mapa de vulnerabilidad energética, Isla Grande de Chiloé. Fuente: Mapa de Vulnerabilidad Energética, Ministerio de Energía.	38
17	Características del recurso undimotriz en San Juan de la Costa. Fuente: Explorador de Energía Marina, Ministerio de Energía.	39
18	Mapa de vulnerabilidad energética, San Juan de la Costa. Fuente: Mapa de Vulnerabilidad Energética, Ministerio de Energía.	40
19	Distribución de Weibull ajustada a la altura significativa H, San Juan de la Costa, 2010. Fuente: Elaboración propia.	42
20	Potencia de la turbina OWC Pt(H) ponderada por la PDF de Weibull, San Juan de la Costa, 2010. Fuente: Elaboración propia.	43
21	Eficiencia global del sistema OWC (η) en función de la altura significativa H, San Juan de la Costa, 2010 Fuente: Elaboración propia.	45
22	Distribución probabilística del VAN — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	48
23	Función acumulada del VAN — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	48
24	Distribución probabilística de la Tasa Interna de Retorno (TIR) — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	49
25	Distribución probabilística del Payback — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	50
26	Distribución del LCOE — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	51
27	Análisis de sensibilidad del VAN respecto al OPEX anual — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	52

28	Análisis de sensibilidad del VAN respecto al CAPEX — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	53
29	Análisis de sensibilidad del VAN respecto a la Energía Anual — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	53
30	Análisis de sensibilidad del VAN respecto al Precio de Venta — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	54
31	Análisis de sensibilidad del VAN respecto a la Tasa de Degradación — Escenario PMGD. Fuente: Elaboración propia.	55
32	Proyección de CAPEX por curva de aprendizaje. Fuente: Elaboración propia.	56
33	Proyección de LCoE por curva de aprendizaje. Fuente: Elaboración propia.	57

1 Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi familia. A mi mamá, por ser un pilar fundamental en esta etapa y ser siempre mi contención, por escucharme en cada crisis y recordarme que sí podía. A mi papá, por su esfuerzo para que yo pudiera estudiar y por hacer todo lo posible para que nunca me faltara nada.

A mi hermana Paz, por sus llamadas al final del día que, sin ella saberlo, me alegraban el día entero, por ser mi confidente incluso en la distancia, y por recordarme, a su manera, que siempre confió en que yo iba a lograrlo, incluso cuando yo misma no lo tenía tan claro. A mi Cesarito, por alegrar mis días desde que llegó a nuestras vidas y ser la motivación que necesitaba para seguir estudiando.

A mis abuelos, por cada domingo que fui a visitarlos antes de volver a la universidad, por cada bendición y cada abrazo de despedida que me llenaban de energía para enfrentar la semana lejos de casa.

A mi familia del corazón: los amigos que hice en la universidad, que llegaron en el momento justo para alegrar mi vida universitaria.

A mis profesores, por ser parte de mi formación a lo largo de la carrera. Al profesor Nicolás y a mi profesora guía, Pilar Gárate, por confiar en mí y por su orientación durante todo este proceso.

Y a mi Benja, por consolarme con cada lágrima que derramé en estos años de carrera, por acompañarme cada día en mis estudios y por apoyarme en todo el proceso.

Quiero terminar con una frase para mi tata Lucho, que siempre me preguntaba cuándo iba a ser doctora, mientras yo estudiaba ingeniería. Tata, ahora soy doctora.

2 Resumen

Chile posee un alto potencial de energía undimotriz, con valores de potencia estimados entre 20 y 50 kW/m a lo largo de su extenso litoral. Sin embargo, su aprovechamiento se mantiene en una etapa experimental y no existe una metodología estructurada que permita evaluar la viabilidad de estos proyectos de forma integrada. Para abordar esta brecha, este trabajo desarrolla y valida una metodología replicable para evaluar la viabilidad técnica, económica y normativa de plantas de energía de olas en el país, aplicándola a un caso piloto de sistema de Columna de Agua Oscilante (OWC) en San Juan de la Costa, Región de Los Lagos.

El enfoque propuesto integra la localización de emplazamientos mediante el cruce de capas de recurso oceanográfico, infraestructura eléctrica y vulnerabilidad energética. Asimismo, incluye el modelamiento matemático del sistema OWC bajo conservación de masa y energía, ponderado por una distribución de Weibull ajustada a datos horarios del recurso, una Simulación de Monte Carlo de 10.000 iteraciones para evaluar la rentabilidad bajo incertidumbre, y una revisión detallada del marco regulatorio chileno aplicable.

Los resultados muestran que el módulo piloto (84,37 kW) es técnicamente viable al alcanzar una eficiencia global esperada de 14,37 %, cifra coherente con los rangos reportados para dispositivos OWC en etapa de demostración. No obstante, el proyecto no resulta financieramente viable bajo el régimen actual de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). La totalidad de las iteraciones de la simulación arrojan un Valor Actual Neto (VAN) negativo, resultado que se explica casi por completo por el elevado costo de capital y operación de la tecnología, y no por el recurso disponible ni por el desempeño del dispositivo.

Por otro lado, una proyección complementaria mediante curva de aprendizaje sugiere que esta falta de rentabilidad es una condición transitoria de la etapa temprana de la tecnología, estimándose que el costo nivelado de la energía (LCoE) podría entrar en el rango de precio PMGD con un nivel de despliegue acumulado a nivel global. Finalmente, en el ámbito normativo, el proyecto es compatible con la institucionalidad chilena vigente, quedando sujeto a la tramitación de los permisos sectoriales correspondientes. De esta manera, la metodología propuesta permite identificar con precisión las barreras que condicionan la viabilidad de estas iniciativas y sienta una base cuantitativa y replicable para su evaluación en otros puntos del litoral nacional.

3 Abstract

Chile has high wave energy potential, with estimated power values ranging from 20 to 50 kW/m along its extensive coastline. However, its utilization remains at an experimental stage, and there is no structured methodology for evaluating the feasibility of these projects in an integrated manner. To address this gap, this study develops and validates a replicable methodology for assessing the technical, economic, and regulatory feasibility of wave power plants in the country, applying it to a pilot case study of an Oscillating Water Column (OWC) system in San Juan de la Costa, Los Lagos Region.

The proposed approach integrates site selection by cross-referencing layers of oceanographic resources, electrical infrastructure, and energy vulnerability. It also includes mathematical modeling of the OWC system based on the conservation of mass and energy, weighted by a Weibull distribution fitted to hourly resource data; a Monte Carlo simulation with 10,000 iterations to assess profitability under uncertainty; and a detailed review of the applicable Chilean regulatory framework.

The results show that the pilot module (84.37 kW) is technically viable, achieving an expected overall efficiency of 14.37 %, a figure consistent with the ranges reported for OWC devices in the demonstration phase. However, the project is not financially viable under the current Small Distributed Generation (PMGD) regime. All simulation iterations yield a negative Net Present Value (NPV), a result that is almost entirely explained by the technology's high capital and operating costs, rather than by the available resource or the device's performance.

On the other hand, a complementary projection using a learning curve suggests that this lack of profitability is a temporary condition inherent to the technology's early stage; it is estimated that the levelized cost of energy (LCoE) could fall within the PMGD price range once a certain level of cumulative global deployment is reached. Finally, from a regulatory perspective, the project is compatible with current Chilean regulations and is subject to the processing of the corresponding sector-specific permits. Thus, the proposed methodology allows for the precise identification of the barriers affecting the viability of these initiatives and establishes a quantitative and replicable basis for their evaluation at other locations along the national coastline.

4 Introducción

El cambio climático es actualmente uno de los desafíos más críticos a nivel global, impulsado principalmente por el uso intensivo de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural. Según datos del IPCC (2023), la temperatura media del planeta ya es $1,1^{\circ}\text{C}$ más alta que a finales del siglo XIX. Esta situación ha forzado a las naciones a buscar alternativas energéticas que reduzcan el impacto ambiental, como la energía hidráulica, solar, eólica y las energías marinas.

En este escenario, la transición hacia fuentes limpias no es solo un objetivo ecológico, sino una necesidad para garantizar la seguridad energética. La dependencia de los combustibles fósiles genera una alta vulnerabilidad económica, especialmente ante crisis internacionales y fluctuaciones de mercado. Por ello, organismos como IRENA (2022) señalan que acelerar este cambio es fundamental para la estabilidad y el desarrollo sostenible de las economías modernas.

Dentro de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), las energías marinas aparecen como una opción estratégica debido a su alta densidad energética y a que son más predecibles que la solar o la eólica. A diferencia de otras fuentes que dependen de factores climáticos muy variables, los recursos oceánicos permiten una generación más constante y planificada. Una de las tecnologías más prometedoras es la energía undimotriz, que aprovecha el movimiento de las olas generado por el viento sobre la superficie del mar. Aunque a nivel internacional ya existen proyectos exitosos en países como Escocia, Portugal y España, en Chile esta fuente aún se encuentra en una etapa de investigación y desarrollo. Dado nuestro extenso borde costero, aprovechar la energía de las olas representa una oportunidad clave para diversificar la matriz energética nacional.

A pesar de los grandes avances en energía solar y eólica, que ya superan el 17 % de participación en la generación eléctrica, el país todavía depende fuertemente de recursos externos. Según el CNE (2024a), más del 57 % de nuestra energía primaria viene del petróleo, carbón y gas natural, de los cuales un 62 % son importados. Esta dependencia genera una vulnerabilidad económica constante. Además, la intermitencia de las energías solar y eólica evidencia la necesidad de incorporar fuentes complementarias que sean más estables, como es el caso de la energía undimotriz. Chile cuenta con condiciones geográficas únicas, con más de 6.400 km de costa y un potencial de potencia de ola estimado entre 20 kW/m y 50 kW/m, lo que nos posiciona como un referente mundial para este tipo de desarrollos.

A pesar del enorme potencial, el aprovechamiento de las olas en Chile todavía es experimental y se limita a proyectos piloto en zonas como Valparaíso. El principal problema es que no existe una metodología estructurada que permita evaluar de forma integrada la viabilidad de estos proyectos, considerando de manera conjunta variables técnicas, económicas y normativas. Para que un proyecto de este tipo sea viable, no basta con tener el recurso natural, es necesario analizar la infraestructura de conexión a la red eléctrica y los costos asociados. Actualmente, los costos de la energía undimotriz son más altos que los de otras renovables, con proyecciones de baja hacia el año 2030. Por lo tanto, evaluar correctamente la estructura de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) es un paso fundamental antes de cualquier implementación real.

Desde la perspectiva de la Ingeniería Civil Industrial, la viabilidad de una planta undimotriz debe abordarse como un análisis de sistemas, donde el uso de herramientas avanzadas es lo que permite reducir la incertidumbre en la toma de decisiones estratégicas. En primer lugar, el modelamiento matemático permite simular el comportamiento físico del sistema de Columna de Agua Oscilante (OWC) bajo las leyes de conservación de masa y energía, lo que facilita el cálculo de su potencia media y eficiencia real en condiciones específicas. A esto se suma la Simulación de

Monte Carlo, la cual resulta esencial para manejar la variabilidad de los costos y el rendimiento de estas tecnologías emergentes, entregando rangos de probabilidad para indicadores financieros clave como el Valor Presente Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Finalmente, la validación normativa asegura que el proyecto cumpla con el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y la Ley General de Pesca y Acuicultura, garantizando que la implementación sea compatible con las exigencias legales y el entorno de las comunidades locales.

Este trabajo busca aportar al desarrollo de las energías marinas en Chile mediante la creación de una metodología replicable que permita evaluar la viabilidad técnica, económica y normativa de una planta undimotriz. El objetivo no es evaluar únicamente el desempeño del dispositivo, sino integrar en un mismo procedimiento el análisis del recurso oceanográfico, la simulación técnica, la evaluación financiera bajo incertidumbre y la validación normativa, de modo que dicha metodología pueda aplicarse a distintos puntos del litoral nacional. Al final, se espera que este análisis sirva como una base sólida y cuantitativa para que la energía de las olas pase de ser un experimento a una solución evaluable y replicable dentro de la matriz energética del país.

5 Problema de Investigación

El cambio climático constituye uno de los problemas más urgentes a nivel mundial, provocado principalmente por la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural (IPCC, 2023). En respuesta, los países han acelerado la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Chile es un claro ejemplo de lo anterior. A pesar de los avances en la incorporación de energías renovables, el país aún depende de los combustibles fósiles. Según el Balance Nacional de Energía 2024 más del 57 % de la energía primaria proviene del petróleo, carbón y gas natural de los cuales un 62 % son importados, generando una alta vulnerabilidad económica y una dependencia de mercados internacionales (CNE, 2024a).

En este contexto, las energías marinas surgen como una alternativa estratégica. A diferencia de la energía solar y eólica, cuya generación es intermitente y variable, los recursos oceánicos ofrecen una mayor previsibilidad y una alta densidad energética (IEA-OES, 2023). Chile cuenta con condiciones geográficas privilegiadas para aprovechar estos recursos: más de 6.400 km de costa en el Océano Pacífico y valores promedio de potencia de ola estimados entre 20 y 50 kW/m (Ministerio de Energía, s. f.), posicionándolo como uno de los territorios con mayor potencial de energía marina a nivel mundial.

A pesar de estas condiciones excepcionales, el desarrollo de la energía de las olas en Chile se mantiene en etapa experimental. Se han realizado proyectos piloto en zonas como Valparaíso, liderados por el Centro Tecnológico MERIC (Ministerio de Energía, 2019). Sin embargo, no existe una metodología estructurada que permita evaluar de forma integrada y replicable la viabilidad técnica, económica y normativa de un proyecto undimotriz en un emplazamiento costero. Ante un potencial proyecto, no hay un procedimiento documentado que oriente la toma de decisiones considerando simultáneamente el recurso oceanográfico disponible, el desempeño del dispositivo, la rentabilidad de la inversión y el cumplimiento del marco regulatorio chileno.

En consecuencia, esta investigación busca aportar al desarrollo de las energías marinas en Chile mediante la formulación de una metodología replicable para evaluar la viabilidad de proyectos de energía undimotriz. Dicha metodología se desarrolla y valida en un caso piloto, con el objetivo de que pueda aplicarse a cualquier punto del litoral nacional. Considerando lo anterior, surgen las siguientes interrogantes: ¿Cómo debe estructurarse una metodología replicable para evaluar la viabilidad técnica, económica y normativa de proyectos de energía undimotriz en el litoral chileno? ¿Bajo qué condiciones técnicas y financieras resulta viable la instalación de un sistema OWC a escala piloto? ¿Qué instrumentos normativos regulan y condicionan la implementación de este tipo de proyectos en Chile?

6 Objetivos

6.1 Objetivo General

Formular una metodología replicable para evaluar la viabilidad de la instalación de plantas de energía undimotriz en Chile, integrando el análisis de potenciales emplazamientos, recursos disponibles y condiciones técnicas, económicas y normativas, validada mediante su aplicación en un caso piloto para determinar su factibilidad como fuente complementaria dentro de la matriz energética nacional.

6.2 Objetivos específicos

- Identificar las variables que influyen en la generación de energía undimotriz, con el fin de reconocer los factores clave que condicionan su aprovechamiento y que orienten el análisis de su viabilidad.
- Determinar los principales recursos y condiciones geográficas del territorio chileno que favorecen el desarrollo de la energía undimotriz, con el fin de definir las zonas con mayor potencial de implementación.
- Seleccionar y justificar el emplazamiento de estudio a partir del análisis de condiciones oceanográficas, infraestructura eléctrica y vulnerabilidad energética.
- Analizar los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema, evaluando su factibilidad económica mediante indicadores de rentabilidad bajo condiciones de incertidumbre.
- Evaluar la compatibilidad del proyecto con el marco normativo y regulatorio chileno, identificando los instrumentos legales que condicionan su viabilidad legal.
- Desarrollar una metodología replicable que integre los criterios oceanográficos, técnicos, económicos y normativos desarrollados, de modo que pueda aplicarse a cualquier emplazamiento del litoral chileno.

7 Alcance

El objetivo de este trabajo es desarrollar y validar una metodología replicable para evaluar la viabilidad técnica, económica y normativa de proyectos de energía undimotriz en Chile, aplicándola a un caso de estudio piloto de sistema de Columna de Agua Oscilante (OWC) en San Juan de la Costa, Región de Los Lagos.

En cuanto a la localización, el análisis se basa exclusivamente en la integración de capas de datos públicos de recurso oceanográfico, infraestructura eléctrica y vulnerabilidad energética para seleccionar el sitio de estudio entre dos opciones de referencia. El trabajo no contempla mediciones ni estudios oceanográficos en terreno.

En el aspecto técnico, el modelo se enfoca únicamente en un sistema OWC acoplado a una turbina Wells con un módulo piloto de 84,37 kW. Para esto se utilizó un modelo analítico de pistón basado en conservación de masa y energía, junto a datos de recurso del año 2010. Quedan fuera de este trabajo las simulaciones de dinámica de fluidos computacional, pruebas de laboratorio, el diseño de ingeniería de detalle para plantas comerciales y otros tipos de convertidores undimotrices.

En la evaluación económica, el estudio toma costos de referencia internacional actualizados a USD 2024 y analiza el proyecto bajo el régimen PMGD mediante una Simulación de Monte Carlo para calcular los principales indicadores financieros (VAN, TIR, Payback y LCoE). No se aborda la búsqueda de financiamiento ni la negociación de contratos reales de energía.

Por su parte, el marco normativo corresponde a una revisión documental de las leyes y reglamentos chilenos aplicables al sector, sin constituir una tramitación formal de permisos. Finalmente, la investigación no contempla la construcción ni la operación real de la planta, ya que su propósito es demostrar la utilidad de una metodología que pueda replicarse en otros puntos de la costa chilena.

8 Marco Teórico

8.1 Cambio climático y transición energética

El cambio climático se refiere a las variaciones a largo plazo en las temperaturas y los patrones climáticos del planeta. Aunque puede tener causas naturales, como las variaciones solares o las erupciones volcánicas, desde el siglo XIX las actividades humanas se han convertido en su principal motor, debido a la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas (Naciones Unidas, s f).

La temperatura media de la Tierra es actualmente 1,1 °C más alta que a finales del siglo XIX, y la década 2011–2020 fue la más cálida registrada desde 1850 (IPCC, 2023). Estos cambios afectan directamente los ecosistemas, las economías y la estabilidad social a nivel global.

En este escenario, la transición energética surge como una respuesta urgente. La dependencia de los combustibles fósiles ha generado vulnerabilidad económica y ambiental, acentuada por crisis recientes como la pandemia y los conflictos internacionales. Según la International Renewable Energy Agency (IRENA, 2022), acelerar la transición hacia energías limpias es esencial para garantizar la seguridad energética y reducir los impactos del cambio climático. Chile enfrenta el desafío de disminuir sus emisiones sin comprometer su desarrollo. A pesar de los avances en energías renovables no convencionales (ERNC), el país sigue dependiendo mayoritariamente de los combustibles fósiles importados, lo que lo hace vulnerable a las fluctuaciones del mercado internacional. En 2024, las ERNC representaron alrededor del 43 % de la generación eléctrica nacional, un logro que refleja el compromiso del país con la sostenibilidad (CNE, 2024a).

El Estado chileno ha establecido políticas para alcanzar la carbono-neutralidad en 2050, destacando la Política Energética Nacional 2050 (Ministerio de Energía, 2020b) y la Estrategia de Transición Energética Justa (Ministerio de Energía, 2022). En este contexto, la exploración de nuevas fuentes renovables, como las energías marinas, representa una oportunidad estratégica para diversificar la matriz energética y fortalecer la independencia energética nacional.

8.2 Energías marinas: conceptos y clasificación

Las energías marinas corresponden al conjunto de tecnologías que aprovechan los recursos del océano para generar energía eléctrica. Estas fuentes son parte de energías renovables no convencionales (ERNC) y representan una alternativa prometedora para diversificar la matriz energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. A diferencia de otras energías renovables, los recursos marinos ofrecen una alta densidad energética y una mayor previsibilidad, lo que permite una generación más constante y complementaria respecto de la energía solar o eólica (IEA-OES, 2023).

Según la International Energy Agency, las energías marinas pueden clasificarse principalmente en cuatro categorías:

- **Energía mareomotriz:** aprovecha el movimiento periódico de las mareas provocado por la interacción gravitacional entre la Tierra, la Luna y el Sol para generar electricidad mediante turbinas o compuertas hidráulicas. Esta tecnología ha alcanzado etapas comerciales en algunos países, aunque su aplicabilidad depende de las características geográficas locales.

- **Energía undimotriz:** obtiene electricidad a partir del movimiento de las olas generado por el viento sobre la superficie del mar. Se encuentra en fase experimental y presenta un alto potencial, especialmente en zonas costeras con fuerte oleaje, como el litoral chileno.
- **Energía térmica oceánica:** se basa en la diferencia de temperatura entre las aguas superficiales cálidas y las profundas frías, transformando esa variación térmica en energía eléctrica.
- **Energía por gradiente salino:** aprovecha la diferencia de salinidad entre el agua dulce de los ríos y el agua salada del mar, utilizando membranas semipermeables o procesos de ósmosis inversa para generar electricidad.

A nivel internacional, las energías marinas han avanzado significativamente en las últimas décadas, con proyectos piloto y sistemas demostrativos que han permitido evaluar la eficiencia, durabilidad y costos de estas tecnologías (IEA-OES, 2023).

En el caso de Chile, el extenso borde costero ofrece un escenario favorable para la inversión y el desarrollo de estas fuentes renovables. Diversos estudios estiman valores promedio de potencia de ola entre 20 y 50 kW/m, lo que posiciona al país como uno de los territorios con mayor potencial de energía marina a nivel mundial (Ministerio de Energía, 2019). El Centro Tecnológico MERIC, en colaboración con instituciones nacionales e internacionales, ha liderado iniciativas experimentales en la Región de Valparaíso, demostrando el interés y la viabilidad de avanzar hacia la implementación futura de estas tecnologías.

Dentro de las distintas fuentes de energía marina, la energía undimotriz destaca por su potencial energético, su estabilidad y su compatibilidad con la geografía del litoral chileno.

8.3 Energía Undimotriz

Las olas se originan debido a diferencias de presión atmosférica que generan el movimiento de masas de aire. Al desplazarse sobre el océano, este flujo transfiere energía cinética mediante fricción, dando lugar al oleaje. La energía undimotriz consiste en el aprovechamiento de esta energía cinética contenida en el movimiento del oleaje para su conversión en energía eléctrica mediante dispositivos especializados, tal como se ilustra en la Figura 1.

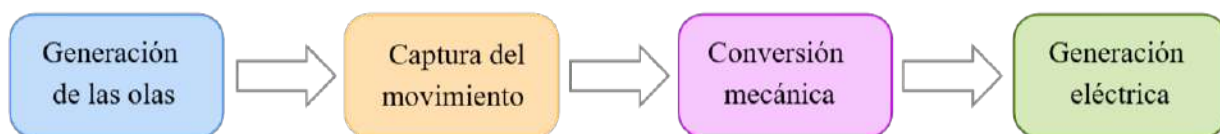


Figura 1: Proceso de extracción de energía undimotriz.

Fuente: Elaboración propia.

El principio de funcionamiento de los sistemas undimotrices se basa en la captura del movimiento vertical y horizontal de las olas, el cual se transforma en energía mecánica a través de dispositivos denominados convertidores de energías de las olas, que pueden ser estructuras flotantes o fijas ancladas al fondo marino. Esta energía mecánica es posteriormente convertida en energía eléctrica mediante turbinas, sistemas hidráulicos o generadores lineales, dependiendo del tipo de tecnología empleada (IRENA, 2022).

8.4 Energía undimotriz en el mundo

A nivel mundial, el desarrollo de proyectos de energía undimotriz ha avanzado progresivamente durante las últimas dos décadas, impulsado por el interés en diversificar las fuentes renovables y reducir las emisiones de carbono en países líderes como Reino Unido, Portugal, España y Australia. Si bien es común observar que gran parte de estas iniciativas se mantienen en etapas piloto o de demostración, esta condición no representa un estancamiento, sino una fase de validación estructural y mitigación de riesgos operativos en ambientes marinos hostiles. Según el reporte de IRENA (2026), la capacidad instalada acumulada de energía marina ha crecido de 517 MW en 2016 a 534 MW al cierre de 2025, lo que demuestra una transición constante hacia tecnologías más robustas y confiables. Ejemplos como el Pelamis en Escocia o el sistema CETO en Australia (ARENA, s f) han sido fundamentales para validar la eficiencia energética a escala real, mientras que la planta de Mutriku en España (Ayuntamiento de Mutriku, s f), en funcionamiento desde 2011 con tecnología OWC, ha probado la viabilidad técnica de inyectar energía de forma continua a una red eléctrica nacional. Estos avances han permitido que el mercado global se valore en 1,71 mil millones de dólares en 2025, proyectando reducciones de costos que seguirán una trayectoria similar a la de la energía solar y eólica. Para Chile, el hecho de que América del Sur registre actualmente 0 MW de capacidad operativa comercial representa una oportunidad estratégica para liderar la región, utilizando estas experiencias internacionales como una base de datos madura para implementar soluciones reales y competitivas en el litoral nacional.

8.4.1. Técnicas de aprovechamiento de energía undimotriz

Para aprovechar la energía del oleaje se utilizan sistemas de conversión diseñados para absorber la energía cinética generada por las olas y transformarla en energía útil, generalmente electricidad. Estos dispositivos capturan el movimiento del agua mediante distintos mecanismos y principios de funcionamiento.

De acuerdo con la clasificación propuesta por el European Marine Energy Centre (EMEC, 2024), los principales tipos de convertidores de energía undimotriz son los siguientes:

- **Atenuador (Attenuator):** dispositivo flotante que opera de forma paralela a la dirección de propagación de las olas. Captura la energía a partir del movimiento relativo de sus secciones o brazos articulados, que se flexionan con el paso del oleaje, como se observa en la Figura 2.

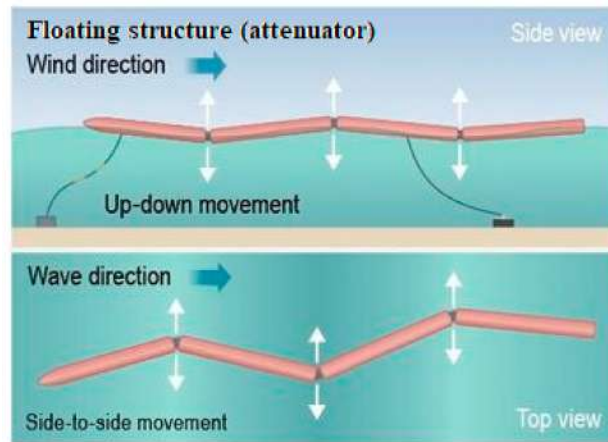


Figura 2: Diagrama del funcionamiento de un Atenuador.

Fuente: Control Strategies Applied to Wave Energy Converters: State of the Art.

- **Absorbedor Puntual (Point Absorber):** estructura flotante que absorbe energía desde todas las direcciones mediante los movimientos verticales del agua. Convierte el desplazamiento relativo entre la parte superior flotante y la base fija en energía eléctrica mediante sistemas hidráulicos o electromecánicos, como se muestra en la Figura 3.

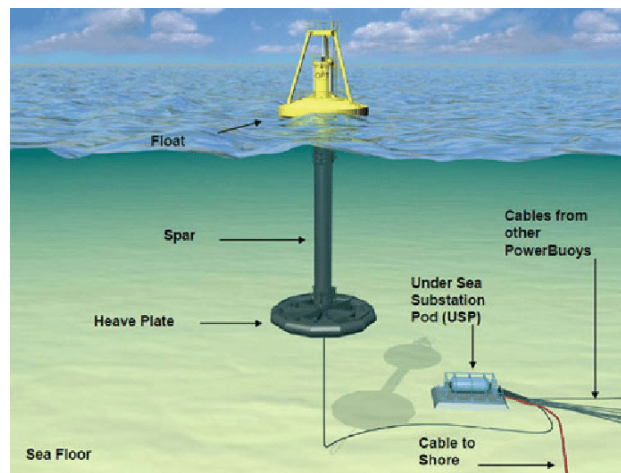


Figura 3: Diagrama del funcionamiento de un Absorbedor Puntual.

Fuente: Dynamics and control of ocean wave energy converters.

- **Convertidor Oscilante de Oleaje (Oscillating Wave Surge Converter):** extrae energía de los impulsos del oleaje y del movimiento de partículas de agua dentro de él. Consiste en un brazo articulado que oscila como un péndulo, montado sobre una base fija, respondiendo al movimiento del agua provocado por las olas, cuyo principio de funcionamiento se esquematiza en la Figura 4.

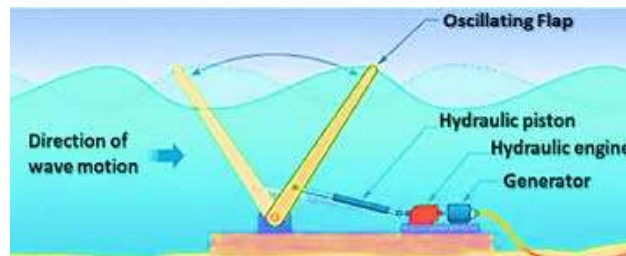


Figura 4: Diagrama del funcionamiento de un Convertidor Oscilante de Oleaje.

Fuente: Application of an alternative mesh morphing method on the numerical modeling of oscillating wave surge converters.

- **Columna de Agua Oscilante (Oscillating Water Column):** estructura hueca parcialmente sumergida, abierta al mar bajo la línea de flotación, que encierra una columna de aire sobre una columna de agua. El movimiento del oleaje hace que la columna de agua suba y baje, comprimiendo y descomprimiendo el aire. Este aire fluye a través de una turbina unidireccional, cuya rotación se utiliza para generar electricidad, según se aprecia en la Figura 5.

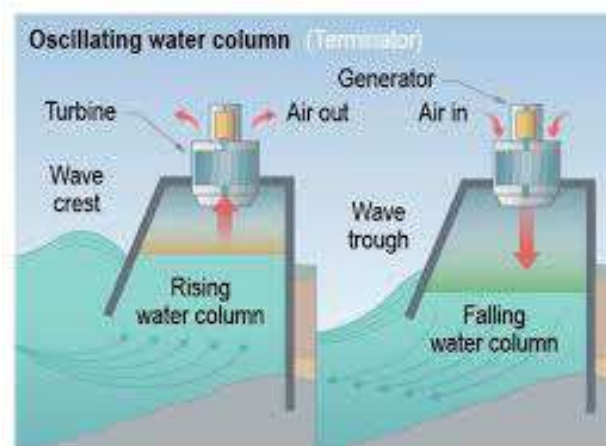


Figura 5: Diagrama del funcionamiento de una Columna de Agua Oscilante.

Fuente: Control Strategies Applied to Wave Energy Converters: State of the Art.

- **Dispositivo de Desbordamiento (Overtopping):** sistema que captura agua cuando las olas rompen dentro de un depósito de almacenamiento. Posteriormente, el agua es devuelta al mar mediante una turbina de baja altura, generando energía eléctrica, según se muestra en la Figura 6.

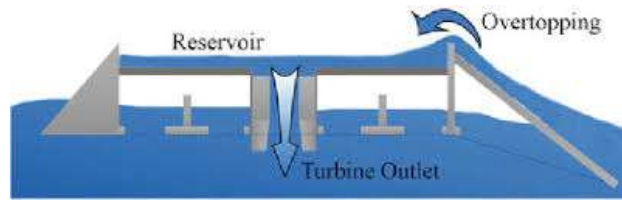


Figura 6: Diagrama del funcionamiento de un Dispositivo de Desbordamiento.

Fuente: Dynamics and control of ocean wave energy converters.

- **Dispositivo de Diferencia de Presión sumergido (Submerged Pressure Differential):** se ubica generalmente cerca de la costa y fijado al fondo marino. El paso de las olas provoca variaciones en el nivel del mar sobre el dispositivo, generando un diferencial de presión que bombea un fluido a través del sistema, accionando un generador eléctrico, como se observa en la Figura 7.

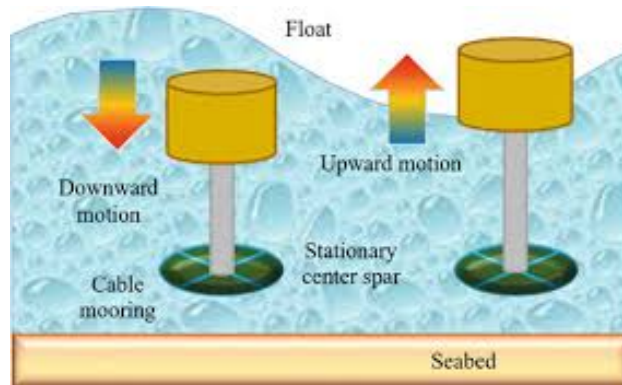


Figura 7: Diagrama del funcionamiento de un Dispositivo de Diferencia de Presión.

Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.

- **Ola de Bulbo (Bulge Wave):** consiste en un tubo de goma lleno de agua, anclado al fondo marino y orientado hacia las olas. El paso del oleaje genera variaciones de presión que crean un “bulto” o pulso a lo largo del tubo. Este movimiento acumula energía que finalmente se utiliza para accionar una turbina de baja altura, devolviendo el agua al mar, tal como se diagrama en la Figura 8.

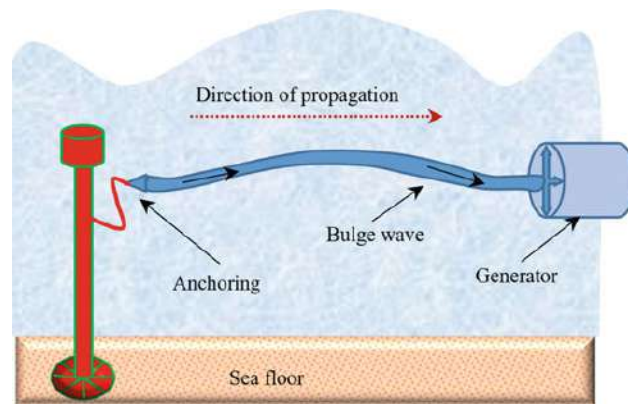


Figura 8: Diagrama del funcionamiento de un dispositivo de Ola de Bulbo.

Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.

- **Masa Rotatoria (Rotating Mass):** este sistema utiliza el principio de rotación para capturar la energía del movimiento oscilante del dispositivo. El balanceo producido por las olas impulsa un peso excéntrico o un giroscopio, generando un movimiento de precesión que se transfiere a un generador eléctrico interno, según se esquematiza en la Figura 9.

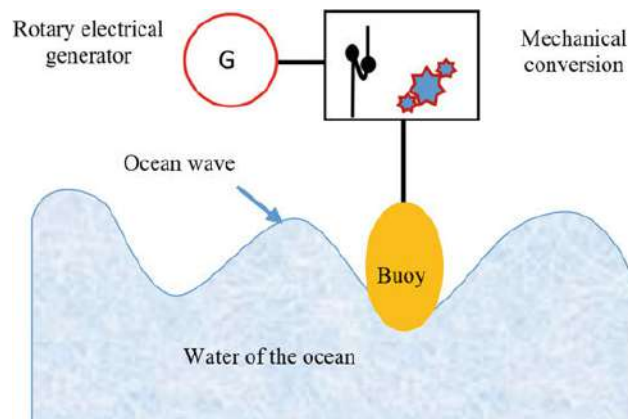


Figura 9: Diagrama del funcionamiento de dispositivo de Masa Rotatoria.

Fuente: Introduction to the Principles of Wave Energy Conversion.

Dentro de la variedad de convertidores de energía de las olas presentados, el dispositivo de Columna de Agua Oscilante (OWC) destaca por ser una de las tecnologías con mayor nivel de madurez técnica y desarrollo a nivel global. Su diseño mecánico, caracterizado por no tener partes móviles en contacto directo con el agua de mar gracias al uso de la Turbina Wells, reduce significativamente los costos de mantenimiento y aumenta la vida útil del sistema frente a la corrosión marina.

En el contexto nacional, esta tecnología es particularmente relevante, ya que ha sido la base de iniciativas experimentales clave en el país. Un ejemplo de esto son las pruebas realizadas en la Región de Valparaíso por el Centro Tecnológico MERIC, las cuales han servido para validar la factibilidad de capturar el recurso undimotriz en el litoral central de Chile. Por estas razones se

selecciona el sistema de Columnas de Agua Oscilantes como el núcleo tecnológico para el presente estudio de viabilidad.

8.4.2. Variables que influyen en la generación de energía undimotriz

La formación y aprovechamiento de la energía undimotriz dependen de diversos factores físicos y oceanográficos que determinan la cantidad de energía contenida en las olas y, por ende, su potencial para la generación eléctrica.

Las principales variables consideradas para este análisis son las siguientes:

- **Viento:** el viento es el principal causante de las olas, ya que transfiere su energía cinética al mar a través de la fricción entre el aire y la superficie del agua (Baldeón Vives and Ríos Reyes, 2025). Su influencia se relaciona con tres variables fundamentales:
 - **Velocidad del viento:** a mayor rapidez, aumenta la cantidad de energía que se transmite al agua, generando olas más altas y energéticas.
 - **Duración del viento:** cuanto más tiempo sopla el viento sobre una zona determinada, mayor es la energía acumulada en el oleaje y más desarrolladas se vuelven las olas.
 - **Fetch o recorrido total:** hace referencia a la extensión del área sobre la cual el viento actúa sobre el mar. Un fetch más amplio permite la formación de olas más grandes, uniformes y con mayor contenido energético.
- **Profundidad del agua:** la profundidad marina influye significativamente en la propagación y transformación del oleaje (Baldeón Vives and Ríos Reyes, 2025). Según la profundidad, las olas pueden clasificarse en:
 - **Olas en aguas profundas:** se presentan cuando la profundidad del mar es superior a la mitad de la longitud de onda. En este caso, la base de la ola no interactúa con el fondo marino, lo que permite su propagación sin alteraciones significativas.
 - **Olas en aguas intermedias:** a medida que disminuye la profundidad, la base de la ola comienza a rozar el fondo marino, lo que modifica su velocidad y forma.
 - **Olas en aguas someras o de fondo:** al acercarse a la costa, el rozamiento con el fondo reduce su velocidad y aumenta su altura, provocando que rompan y liberen su energía.
- **Mareas:** las mareas, generadas por la atracción gravitacional entre la Tierra, la Luna y el Sol, influyen de manera indirecta en la generación y propagación de las olas (Ramírez Baquerizo, 2025). Este efecto se manifiesta principalmente en:
 - **Altura del mar:** durante la pleamar (marea alta), el agua cubre zonas más profundas, lo que puede modificar la amplitud y distribución de la energía disponible para su aprovechamiento.
 - **Interacción con las corrientes oceánicas:** las mareas generan corrientes que pueden intensificar o debilitar la fuerza de las olas, dependiendo de su dirección y magnitud.
- **Parámetros físicos del oleaje:** los parámetros que caracterizan las olas son esenciales para comprender su comportamiento y estimar el potencial energético que pueden transportar (Ramírez Baquerizo, 2025). Entre los principales se incluyen:

- **Altura de ola:** corresponde a la distancia vertical entre la cresta (punto más alto) y el valle (punto más bajo) de una ola. La altura es un indicador clave de la energía que puede transportar, ya que olas más altas contienen más energía.
- **Frecuencia:** indica cuántas olas pasan por un punto determinado en un intervalo de tiempo específico, generalmente expresado en olas por segundo. Está relacionada con la velocidad del viento y la longitud de la ola.
- **Amplitud:** representa la mitad de la altura de la ola, es decir, la distancia desde la posición de equilibrio hasta la cresta. Este parámetro refleja la cantidad de energía potencial almacenada.
- **Período:** es el tiempo que tarda una ola en pasar por un punto determinado. Es un factor crítico para el diseño de los dispositivos de captura de energía, ya que influye en la sincronización del sistema de conversión eléctrica.

8.5 Columna de agua oscilante (Oscillating Water Column)

Un dispositivo de Columna de Agua Oscilante (OWC) basa su funcionamiento en la interacción entre la hidrodinámica oceánica y del aire comprimido o en movimiento de una cámara cerrada. Físicamente, el sistema se compone de una estructura hueca que se encuentra parcialmente sumergida en el mar, capturando un volumen de aire por encima de la superficie libre del agua, tal como se muestra en la Figura 10. La parte inferior de esta cámara permanece abierta a la acción de las olas, mientras que la parte superior se conecta a una turbina y un generador eléctrico a través de un ducto de aire.

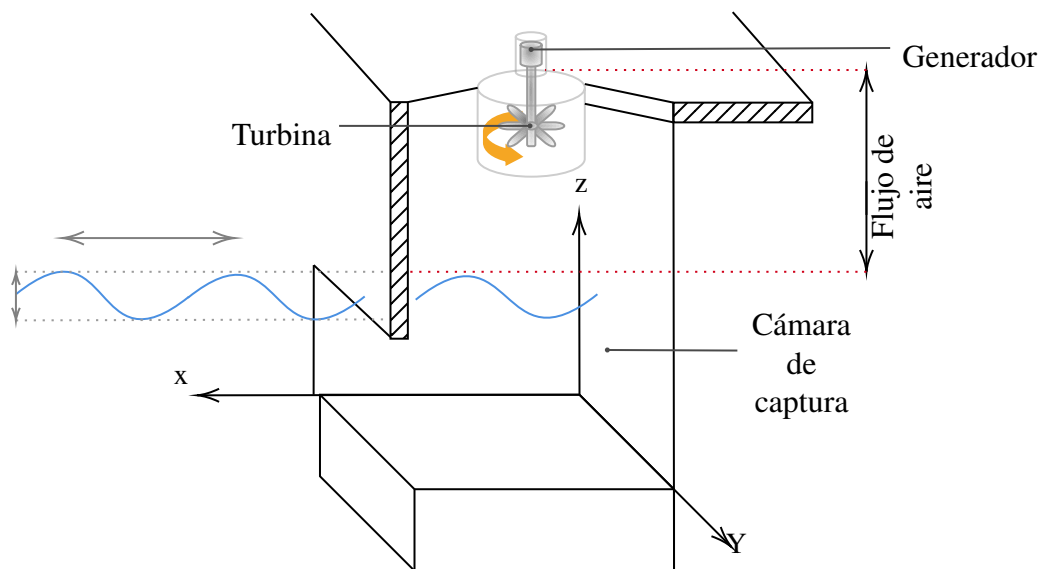


Figura 10: Dispositivo de Columna de Agua Oscilante.
Fuente: Elaboración propia.

El funcionamiento se puede describir como un proceso cíclico donde el nivel del agua dentro de la cámara asciende y desciende siguiendo el movimiento del oleaje, actuando como un pistón, tal como se esquematiza en la Figura 11, donde (1) representa la fase descendente y (2) la

fase ascendente. Cuando la cresta de una ola impacta el dispositivo, el nivel del agua sube comprimiendo el aire atrapado, forzándolo a salir a alta velocidad hacia la turbina. Inversamente, cuando la ola se retira, el nivel del agua baja y genera un efecto de succión que aspira aire del exterior hacia la cámara. Esta oscilación constante crea un flujo de aire bidireccional que es aprovechado para la generación eléctrica (Heath, 2012).

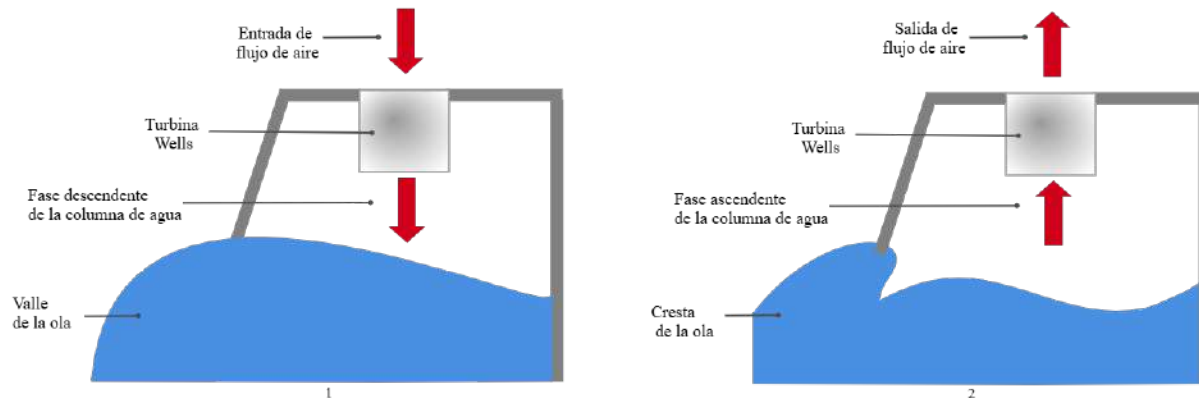


Figura 11: Diagrama de funcionamiento de un sistema de columna de agua oscilante.

Fuente: Elaboración propia.

8.5.1. Turbina wells

La turbina Wells es el componente principal de los sistemas de Columna de Agua Oscilante (OWC), funcionando como una turbina de aire que mantiene un sentido de giro unidireccional a pesar de la dirección del flujo de aire generado por el movimiento del agua dentro de la cámara, como se observa en la Figura 12. Esta capacidad de mantener una rotación constante es posible gracias a que su rotor posee álabes simétricos con un ángulo de ataque fijo, generalmente con un diseño de perfil aerodinámico, los cuales se disponen de manera equidistante y perpendicular al eje de rotación (Martínez Arcos, 2023).

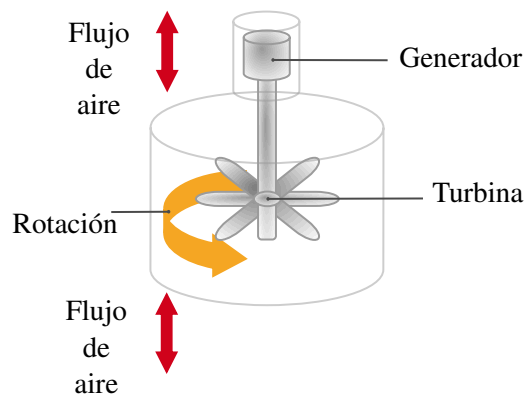


Figura 12: Diagrama de funcionamiento de la Turbina Wells.

Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de regular el flujo es solo de manera mecánica, sin la necesidad de implementar válvulas intermedias para controlar la dirección del aire, lo que optimiza significativamente la

conversión de la energía cinética del oleaje en energía mecánica rotacional. Al aprovechar tanto la fase de compresión como la de succión del ciclo del oleaje, el dispositivo logra una transferencia energética continua hacia el eje, facilitando su conexión a un generador eléctrico para la producción de energía renovable de manera eficiente.

Sin embargo, la capacidad de extracción de energía de cualquier turbina de flujo, incluida la Wells está acotada por el límite de Betz, el cual establece que ningún dispositivo puede capturar más del $16/27 \approx 59,3\%$ de la energía cinética disponible en el flujo de aire que la atraviesa (Betz, 1926). Este límite es una consecuencia directa de la conservación de masa y momentum, si la turbina detuviera completamente el flujo, no podría ingresar aire nuevo a la cámara, colapsando el proceso. El máximo teórico se alcanza cuando la velocidad del flujo aguas abajo es un tercio de la velocidad de entrada. En el sistema OWC, este techo opera exclusivamente sobre el flujo de aire ya comprimido dentro de la cámara, por lo que la eficiencia global del sistema será necesariamente inferior a este valor, al acumular además las pérdidas de las etapas de captura hidrodinámica y conversión neumática previas.

8.6 Modelamiento matemático

Uno de los modelos más usados para captar energía a partir del movimiento ascendente y descendente de las olas consiste en un sistema de cilindro y pistón invertido donde el pistón flotante se desplaza verticalmente siguiendo el movimiento de las olas, cuyo esquema se presenta en la Figura 13. Dado que la superficie del agua en la cámara no presenta la misma forma que la onda sinusoidal del océano, el modelo del pistón puede aproximarse como un pistón sinusoidal deformable. Para simplificar el análisis, se asume que el aire se comporta como un fluido incompresible y que las pérdidas por fricción son despreciables.

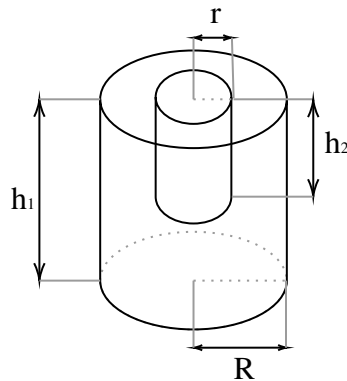


Figura 13: Esquema del estanque cilíndrico y pistón sinusoidal deformable.

Fuente: Elaboración propia.

El movimiento de la superficie del agua se aproxima mediante una ola viajera sinusoidal, cuyo desplazamiento vertical se puede expresar como:

$$y(x, t) = a \sin \left(\frac{2\pi}{\lambda} (x - ct) \right), \quad (1)$$

donde a es la amplitud de la ola, λ la longitud de la onda y c la velocidad de fase. Dado que la altura de la ola se puede escribir como $H=2a$, la ecuación anterior se puede reescribir en términos

de la frecuencia angular ω y el número de ondas k

$$y(x, t) = \frac{H}{2} \sin(kx - \omega t). \quad (2)$$

El volumen instantáneo de aire dentro de la cámara $V(t)$ se define como la diferencia entre el volumen total de la cámara V_c y el volumen ocupado por el agua $V_w(t)$

$$V(t) = V_c - V_w(t), \quad (3)$$

donde $V_w(t)$ se puede expresar como

$$V_w(t) = \iint y(x, t) dA = \iint \frac{H}{2} \sin(kx - \omega t) dA, \quad (4)$$

reemplazando la ecuación (4) en (3) queda

$$V(t) = V_c - \iint \frac{H}{2} \sin(kx - \omega t) dA. \quad (5)$$

Se asume que la sección transversal es rectangular, con una longitud w perpendicular a la dirección de propagación de la ola y una longitud l paralela a la dirección de la ola. De este modo, la integral múltiple de la ecuación (5) se transforma en una integral simple y el volumen de aire puede calcularse como:

$$V(t) = V_c - w \int_{-\frac{l}{2}}^{\frac{l}{2}} \frac{H}{2} \sin(kx - \omega t) dx = V_c + \frac{wH}{k} \sin\left(\frac{kl}{2}\right) \sin(\omega t). \quad (6)$$

Asumiendo un flujo incompresible, la ecuación de conservación de la masa aplicada al volumen de control se expresa como:

$$\dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} = \frac{dm_{CV}}{dt}. \quad (7)$$

Dado que la densidad del aire se considera constante, la tasa de cambio del volumen de aire corresponde directamente al caudal volumétrico de aire que atraviesa la turbina. Por lo tanto, el caudal volumétrico instantáneo se obtiene derivando el volumen respecto al tiempo:

$$\dot{V}_a(t) = \frac{dV(t)}{dt} = wHc \sin\left(\frac{kl}{2}\right) \cos(\omega t). \quad (8)$$

La turbina acoplada al sistema OWC extrae energía cinética del flujo de aire inducido. La potencia mecánica máxima que puede extraerse está limitada por el límite de Betz (referencia), el cual establece que como máximo puede aprovecharse el $\frac{16}{27}$ de la energía cinética disponible. De este modo, la potencia mecánica instantánea entregada por la turbina se expresa como:

$$\dot{E}_t = \frac{16}{27} \dot{m}_a v^2. \quad (9)$$

Reescribiendo la ecuación (9) en función del caudal volumétrico del aire, del área transversal de la turbina A_c y la densidad ρ .

$$\dot{E}_t = \frac{8\rho}{27A_c^2} \dot{V}_a^3(t). \quad (10)$$

Sustituyendo la ecuación (8) en la expresión anterior, la potencia instantánea puede expresarse como:

$$\dot{E}_t = \frac{8\rho}{27A_c^2} w^3 H^3 c^3 \sin^3 \left(\frac{kl}{2} \right) \cos^3(\omega t). \quad (11)$$

La energía mecánica total generada durante un ciclo completo de la ola se obtiene integrando la potencia instantánea a lo largo del período T . Debido a la simetría del fenómeno, la integración puede realizarse sobre un cuarto del período:

$$E_t = 4 \int_0^{T/4} \dot{E}_t dt. \quad (12)$$

Dado que $\omega T = 2\pi$, la energía periódica E_t puede calcularse de la siguiente manera:

$$E_t = \frac{32}{81\pi A_c^2} \rho T w^3 H^3 c^3 \sin^3 \left(\frac{kl}{2} \right). \quad (13)$$

A partir de esta expresión, la potencia media generada por el sistema se define como:

$$P_t = \frac{E_t}{T}. \quad (14)$$

Reemplazando la ecuación (13) en (14) la potencia media queda expresada como:

$$P_t = \frac{32\rho}{81\pi A_c^2 T} w^3 H^3 \lambda^3 \sin^3 \left(\frac{\pi l}{\lambda} \right). \quad (15)$$

La eficiencia global del convertidor de energía de olas permite evaluar el desempeño del dispositivo y cuantificar la fracción de la energía disponible en el oleaje que es efectivamente convertida en potencia útil. Matemáticamente, la eficiencia se expresa como:

$$\eta = \frac{P_t}{P_w}. \quad (16)$$

Para el caso de una ola viajera sinusoidal, la potencia transportada por la ola puede expresarse como:

$$P_w = \frac{\rho g^2}{32\pi} H^2 T w. \quad (17)$$

donde g es la aceleración de gravedad

Al sustituir las expresiones de P_t y P_w en la ecuación (16), y tras simplificar términos comunes y reagrupar constantes queda la siguiente expresión

$$\eta = 0,131 \frac{\omega^2 w^2 h^3 \lambda^3}{\rho A_c^2 T^4} \sin^3 \left(\frac{\pi l}{\lambda} \right). \quad (18)$$

Esta expresión de eficiencia (18) es un indicador fundamental para determinar la viabilidad técnica del proyecto, más allá de evaluar el desempeño del dispositivo OWC, la eficiencia permite establecer una métrica para comparar el potencial energético entre distintos sectores geográficos, permitiendo identificar aquellas zonas de la costa chilena que ofrecen las condiciones más favorables para la generación de energía undimotriz.

8.6.1. Modelo estadístico

En la superficie del mar, el oleaje no sigue un patrón determinista. Por lo contrario, el oleaje está compuesto por la superposición de múltiples frentes de ondas con distintas amplitudes, frecuencias y direcciones.

Si se asumiera un comportamiento lineal y se utilizaran promedios aritméticos simples para evaluar las alturas de las olas, la estimación del potencial energético resultaría imprecisa y poco representativa. Esto ocurre porque las olas de mayor tamaño, aunque sean menos frecuentes, concentran la mayor parte de la energía aprovechable.

Para resolver este problema y dimensionar correctamente el potencial energético, se utilizan datos estocásticos. En lugar de buscar un valor representativo único, se analiza la probabilidad de ocurrencia de los distintos rangos de altura y periodo del oleaje a lo largo del tiempo, empleando para ello la distribución de Weibull.

La elección de este modelo probabilístico se fundamenta por la capacidad de describir con precisión la asimetría del oleaje. La distribución de Weibull permite ajustar la curva para capturar tanto la concentración masiva de oleaje de baja y mediana altura, como la ocurrencia de eventos extremos (Lawless, 2003).

Matemáticamente, la función de densidad de Weibull se define de la siguiente manera:

$$f(x; k, \lambda) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k}, \quad x \geq 0. \quad (19)$$

En el contexto de la energía undimotriz, esta función de densidad se ajusta a las mediciones de altura (H). Donde el parámetro de forma k define el grado de dispersión y la asimetría de los datos, un valor bajo de k indica un mayor sesgo hacia valores pequeños, mientras que valores que superan el umbral de 3 indican un comportamiento similar a una distribución normal. Por otro lado, el parámetro de escala (λ) actúa como un indicador de magnitud energética, en zonas oceánicas con un mayor potencial de recursos el valor de λ será más alto.

Una vez ajustada la distribución de Weibull a los datos de altura significativa, es posible calcular el valor esperado de cualquier variable que dependa de H , ponderando su comportamiento por la probabilidad de ocurrencia de cada estado de mar. Esto se realiza mediante la esperanza matemática de la distribución, definida como:

$$E[g(H)] = \int_0^{\infty} g(H) \cdot f(H; k, \lambda) dH, \quad (20)$$

donde $g(H)$ es la función que describe la variable de interés en función de la altura significativa y $f(H; k, \lambda)$ es la función de densidad de probabilidad de Weibull definida en la ecuación 19.

En el contexto de este estudio, esta expresión se aplica para obtener el valor esperado de la potencia generada por la turbina $E[Pt(H)]$ y de la eficiencia global del sistema $E[(H)]$, ponderando cada valor calculado por la probabilidad de que la altura significativa tome ese valor según la distribución ajustada al emplazamiento.

Este enfoque probabilístico entrega una estimación más representativa del desempeño real del dispositivo que el promedio aritmético simple, ya que pondera correctamente la contribución de los estados de mar de mayor altura, que aunque menos frecuentes concentran una fracción significativa de la energía aprovechable.

8.7 Identificación de parámetros del recurso undimotriz

Para determinar cuánta energía podemos obtener de las olas, es necesario identificar sus parámetros físicos. Para ello, se recurre a herramientas de visualización oceanográfica y a bases de datos batimétricas que permiten representar y analizar las variables fundamentales asociadas a la energía marina. En este contexto, el Explorador Marino desarrollado por el Ministerio de Energía constituye una referencia relevante para comprender cómo se representan y relacionan dichos parámetros (Ministerio de Energía, s fa).

El Explorador Marino integra información proveniente de modelos numéricos y bases de datos oceanográficas, presentando las variables del oleaje mediante mapas temáticos. Entre los principales parámetros utilizados para describir el recurso undimotriz se encuentran la altura significativa de ola, el período energético, la dirección de propagación del oleaje y la potencia del oleaje. Estas variables permiten describir el estado energético del mar y son ampliamente utilizadas en la literatura para el análisis y modelación de sistemas de aprovechamiento undimotriz.

La utilización de herramientas como el Explorador Marino permite avanzar en la identificación y comprensión de los parámetros que describen el recurso undimotriz. Estos parámetros constituyen la base teórica sobre la cual se desarrollan posteriormente los modelos matemáticos y los cálculos energéticos asociados al aprovechamiento de la energía de las olas.

8.8 Marco normativo

En Chile, todo proyecto de inversión, ya sea de carácter público o privado, debe someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el cual se encuentra regulado por la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Este sistema tiene como finalidad identificar, predecir y evaluar los posibles impactos ambientales que un proyecto pueda generar sobre el entorno. La normativa establece dos vías de evaluación ambiental, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) (Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 1994).

La vía de evaluación dependerá de la magnitud del proyecto. Si la planta genera algunos de los efectos adversos significativos descritos en el Artículo 11 de la Ley N° 19.300, como alteración de los sistemas de vida de las comunidades locales o un impacto visual severo que afecte el turismo y el paisaje de la zona, requerirá un Estudio de Impacto Ambiental. En caso de plantas a escala piloto o proyectos de menor envergadura, la evaluación podrá realizarse mediante una Declaración de Impacto Ambiental.

En el ámbito ambiental-marino, la Ley General de Pesca y Acuicultura establece restricciones a la ejecución de actividades que puedan dañar los recursos marítimos o interferir con áreas destinadas a la pesca. En este contexto, un proyecto de energía undimotriz debe respaldarse en informes técnicos que aseguren que su implementación no afecta negativamente a caletas pesqueras, áreas de manejo u otros recursos pesqueros relevantes (Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, 1991).

Desde el punto de vista energético, la actividad de generación de energía en Chile es libre. Sin embargo, la conexión y sincronización de la planta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos. Se debe demostrar mediante estudios de conexión realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional que la red eléctrica de la zona posee capacidad técnica para recibir la energía sin comprometer la estabilidad y seguridad del sistema (Ministerio de Minería, 1982).

Desde una perspectiva financiera, si la planta undimotriz posee una capacidad de instalación igual o inferior a 9 MW, puede acogerse a la normativa de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Bajo el amparo del Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía, el proyecto puede acceder a un régimen de precio estabilizado, un mecanismo financiero que reduce la incertidumbre, permitiendo vender energía a un valor fijado por el Ministerio de energía en lugar del costo marginal instantáneo (Ministerio de Energía, 2020a).

La obtención de una Concesión Marítima representa el instrumento legal indispensable para la ejecución y ocupación espacial de cualquier proyecto de energía marina. Dado que el proyecto requiere del uso del fondo marino para la instalación de tecnología de Columna de Agua Oscilante (OWC) y de una porción de playa para el tendido del cable submarino, se debe solicitar esta concesión al Ministerio de Defensa Nacional, siendo tramitada a través de la Subsecretaría para las Fuerzas Armadas y fiscalizada por DIRECTEMAR. La adjudicación de este permiso otorga el derecho de uso exclusivo sobre estos bienes nacionales, lo que asegura la permanencia de las instalaciones durante su vida útil.

Por último, los proyectos de energía undimotriz deben cumplir con la Política Nacional de Uso del Borde Costero, la cual regula los distintos usos que se desarrollan en las zonas costeras del país. El emplazamiento del proyecto debe considerar la Zonificación del Borde Costero vigente en la región, asegurando que la instalación de los dispositivos de captación undimotriz y el ca-

bleado submarino no interfieran con usos como la pesca artesanal, las áreas de manejo de recursos biológicos o las zonas de interés turístico (Ministerio de Defensa Nacional, 1994).

8.9 Sistema de Transmisión y Capacidad de la Red Eléctrica

Para la viabilidad de un proyecto de generación de energía undimotriz no basta únicamente con evaluar el recurso energético disponible, es necesario analizar la factibilidad técnica y económica de integrar dicha energía a la red. En Chile, el sistema interconectado principal es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual concentra la demanda industrial y residencial del país.

En este sentido, es vital considerar la capacidad de red eléctrica disponible en los puntos de conexión costeros. Aunque el país dispone de líneas de transmisión principal de alta tensión que recorre el territorio, la infraestructura eléctrica desplegada hacia los sectores costeros frecuentemente enfrenta restricciones de capacidad, esto significa que el ingreso de nueva energía undimotriz a la red podría requerir inversiones adicionales en obras de expansión de las líneas.

En este contexto, se requiere de estudios eléctricos que simulen el impacto de la energía undimotriz en la red para dimensionar correctamente la infraestructura de conexión, evitar la sobrecarga de las líneas existentes y garantizar que la viabilidad técnica del proyecto.

8.10 Estructura de Costos

Para determinar la viabilidad económica de un proyecto de energía undimotriz, es fundamental estructurar adecuadamente el modelo de costos. Al tratarse de una tecnología en etapa de desarrollo temprano, los costos estimados superan actualmente a los de otras fuentes de generación convencional y renovable (MERIC, 2021). El costo nivelado de energía (LCoE) se encuentra actualmente por sobre los 450 USD/MWh, con proyecciones de reducción hacia un rango de 100 a 200 USD/MWh para el año 2030 (Ocean Energy Systems (OES), 2015). La estructura económica de un proyecto undimotriz se divide en dos grandes componentes:

- **Costos de Capital (CAPEX):** Engloba todos los gastos necesarios desde el diseño hasta la puesta en marcha de la planta, incluyendo estudios de impacto ambiental y social, fabricación, instalación, fondeos y tendido de cables. De acuerdo con estudios de referencia para proyectos de energía marina en Chile (MERIC, 2021), aproximadamente el 53 % del CAPEX corresponde a manufactura de tecnología e integración, el 23 % a instalación, el 12 % a desarrollo del proyecto, el 9 % a balance de planta y el 3 % restante a otros gastos como seguros y certificaciones.
- **Costos de Operación (OPEX):** Durante la vida útil del proyecto, los gastos operativos constituyen un desafío crítico debido a las exigentes condiciones del ambiente oceánico. De acuerdo con MERIC (2021), el OPEX comprende la operación y mantenimiento tanto en tierra como offshore, incluyendo inspecciones periódicas, reemplazo de componentes sometidos a fatiga por oleaje y despliegue de embarcaciones especializadas, además del monitoreo medioambiental permanente y la renovación de permisos. La correcta estimación del OPEX es especialmente sensible a las condiciones locales de acceso al sitio y disponibilidad de infraestructura portuaria de apoyo.

En términos de valores de referencia internacional, Ocean Energy Systems (OES) (2015) presenta rangos de CAPEX, OPEX y LCoE según la etapa de madurez del proyecto, los cuales se resumen en la Tabla 1. Se observa que a mayor escala de despliegue, los costos unitarios disminuyen significativamente, reflejando el efecto de las economías de escala propias de tecnologías en etapa de maduración. La proyección adecuada de ambos componentes es indispensable para el cálculo del LCoE y la determinación de indicadores de rentabilidad que permitan concluir sobre la factibilidad económica del proyecto.

Etapa	Capacidad (MW)	CAPEX	OPEX	LCoE
		(USD/kW)	(USD/kW·año)	(USD/MWh)
Primer <i>array</i> / proyecto	1 – 3	4.000 – 18.100	140 – 1.500	210 – 670
Segundo <i>array</i> / proyecto	1 – 10	3.600 – 15.300	100 – 500	210 – 670
Primer proyecto comercial	2 – 75	2.700 – 9.100	70 – 380	120 – 470

Tabla 1: Rangos de CAPEX, OPEX y LCoE para proyectos de energía undimotriz según etapa de despliegue.

Fuente: Ocean Energy Systems (OES) (2015).

8.11 Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es una técnica matemática computacional que permite considerar incertidumbre en procesos de toma de decisiones y predicción mediante uso de distribuciones de probabilidad. En el contexto de proyectos de energía undimotriz, donde las variables de costos y rendimiento presentan una alta variabilidad por tratarse de tecnologías emergentes, esta herramienta se vuelve indispensable para transformar estimaciones estáticas en rangos de probabilidad realistas. A diferencia de los modelos deterministas que utilizan valores promedio, el método de Monte Carlo realiza miles de iteraciones, asignando en cada ejecución valores aleatorios a las variables críticas según su comportamiento histórico o proyectado (Rubinstein and Kroese, 2016).

El eje de esta simulación se encuentra en la identificación de las variables de entrada que presentan mayor riesgo, tales como el costo de manufactura de la tecnología OWC, la eficiencia de conversión y el potencial del recurso energético del emplazamiento. Al ejecutar el modelo repetidamente, se genera una distribución de resultados posibles para los indicadores de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Esto permite no solo conocer el resultado más probable, sino también entender qué tan robusto es el proyecto frente a cambios inesperados en los costos o en la disponibilidad del recurso.

8.12 Coeficiente de Correlación de Spearman en el Análisis de Sensibilidad

En el contexto de una Simulación de Monte Carlo, una vez generadas las distribuciones de probabilidad de los indicadores de rentabilidad, resulta fundamental identificar cuáles variables de entrada ejercen mayor influencia sobre los resultados. Para esto se utiliza el coeficiente de correlación de Spearman (r_s), una medida estadística no paramétrica que cuantifica la fuerza y dirección de la relación monotónica entre dos variables (Saltelli et al., 2008).

A diferencia del coeficiente de correlación de Pearson, que asume una relación lineal entre variables con distribución normal, el coeficiente de Spearman opera sobre los rangos de los datos,

lo que lo hace especialmente adecuado para el análisis de sensibilidad en simulaciones de Monte Carlo, donde las variables de entrada pueden seguir distintos tipos de distribuciones de probabilidad (triangular, uniforme, normal truncada) y la relación entre ellas no necesariamente es lineal.

Matemáticamente, el coeficiente se define como:

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum D^2}{N(N^2 - 1)}, \quad (21)$$

donde D corresponde a la diferencia entre los rangos asignados a cada par de observaciones y N es el número total de iteraciones.

El valor de r_s se encuentra acotado en el intervalo $[-1, 1]$ y su interpretación es la siguiente: un valor cercano a +1 indica que a medida que aumenta la variable de entrada, el indicador de rentabilidad tiende a aumentar, un valor cercano a -1 indica la relación inversa, y un valor cercano a 0 indica que no existe una relación monotónica relevante entre ambas variables. En términos de magnitud, valores absolutos superiores a 0,5 se consideran correlaciones fuertes, entre 0,3 y 0,5 correlaciones moderadas, y menores a 0,3 correlaciones débiles (Saltelli et al., 2008).

En el análisis de sensibilidad de proyectos de inversión bajo incertidumbre, este coeficiente permite jerarquizar las variables de entrada según su impacto sobre el Valor Actual Neto u otros indicadores financieros, orientando los esfuerzos de gestión de riesgo hacia los factores que realmente determinan la viabilidad del proyecto.

8.13 Curvas de aprendizaje y reducción de costos tecnológicos

El principio de aprendizaje tecnológico o learning by doing indica que el costo de capital de una tecnología disminuye en un factor constante cada vez que se duplica su capacidad acumulada producida o instalada (Wright, 1936). Este comportamiento ha sido usado en diversas tecnologías energéticas emergentes, como la fotovoltaica y la eólica, donde la curva de aprendizaje permite proyectar la trayectoria de reducción de costos en función del despliegue tecnológico acumulado. Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$IC_i = IC_0 \left(\frac{CC_i}{CC_0} \right)^{-b}, \quad (22)$$

donde IC_i corresponde al costo de inversión proyectada a una capacidad acumulada CC_i , IC_0 y CC_0 son los costos de inversión y la capacidad acumulada de referencia respectivamente y b es el índice de aprendizaje. Este índice se relaciona con la tasa de aprendizaje (Learning Rate), es decir, el porcentaje de reducción de costo por cada duplicación de capacidad acumulada, la cual se expresa como:

$$LR = 1 - 2^{-b} \quad (23)$$

Para la energía undimotriz, la escasez de datos históricos de costo-despliegue a escala comercial dificulta la estimación directa de una tasa de aprendizaje propia. Ante esta limitación, Hayward (2021), en un estudio desarrollado por el Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) para Wave Swell Energy Limited, propone un enfoque para estimar la tasa de aprendizaje de un dispositivo de Columna de Agua Oscilante (OWC), desagregando su costo de capital en componentes (sistema de conversión de energía, fundación, estructura, conexión a red e instalación) y ponderando la tasa de aprendizaje histórica de cada uno, tomada de la

industria eólica en su fase temprana de desarrollo, por su participación relativa en el costo total del dispositivo. Este método arroja una tasa de aprendizaje de 18,23 % para la tecnología OWC.

Esta tasa de aprendizaje permite proyectar la evolución esperada del CAPEX y, en consecuencia, del Costo Nivelado de Energía (LCoE) del sistema OWC conforme aumenta la capacidad acumulada instalada a nivel global, complementando el análisis financiero.

9 Metodología

La metodología de esta investigación se diseña para determinar la viabilidad técnica y económica de la energía undimotriz como fuente complementaria en la matriz energética de Chile, cuyas etapas se resumen en la Figura 14. El procedimiento se estructura para evaluar el desempeño de la tecnología donde la red de transmisión eléctrica presenta limitaciones, permitiendo cuantificar su potencial real de generación y competitividad frente a fuentes convencionales.

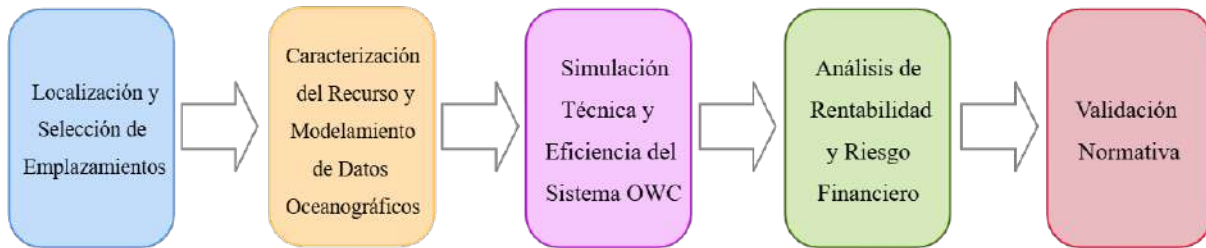


Figura 14: Etapas de la metodología para la evaluación de viabilidad técnica y económica del sistema undimotriz OWC.

Fuente: Elaboración propia.

9.1 Localización y Selección de Emplazamientos

El proceso de investigación se inicia con la identificación de sectores estratégicos del litoral chileno que presentan un alto potencial energético, evaluando su viabilidad bajo dos enfoques diferenciados. Utilizando el visor de capas de IDE Energía, se realiza un procesamiento al superponer la infraestructura de transmisión existente con los mapas de potencial undimotriz del Explorador Marino.

Este análisis permite, en primer lugar, localizar áreas con brechas de conectividad, las cuales se validan mediante el Mapa de Vulnerabilidad Energética. Esta herramienta es fundamental para identificar con precisión los hogares y localidades costeras que presentan carencias en el suministro eléctrico, lo que permite justificar el desarrollo de proyectos de escala. En estos casos, la energía undimotriz surge como una alternativa limpia y eficiente para el autoabastecimiento donde la infraestructura convencional no ha logrado llegar, sin requerir una distribución masiva.

Por otro lado, el procesamiento de estas capas permite identificar zonas de alto potencial que sí cuentan con acceso a la infraestructura de transmisión. Este segundo escenario se orienta a la evaluación de proyectos de gran envergadura, diseñados para una inyección significativa de energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aprovechando la cercanía a las redes existentes para asegurar la competitividad técnica y económica de la planta.

9.2 Caracterización del Recurso y Modelamiento de Datos Oceanográficos

Una vez definida la ubicación, la investigación se enfoca en el análisis del comportamiento del mar en ese punto específico. Se extraen variables fundamentales como la altura significativa y el período energético de las olas desde el Explorador Marino. Dado que el mar no es un sistema determinista, se utiliza un modelo estadístico basado en la Distribución de Weibull, lo que permite transformar registros históricos en probabilidades reales de generación.

9.3 Simulación Técnica y Eficiencia del Sistema OWC

Con los datos del terreno claros, el estudio procede a modelar el potencial del dispositivo utilizando las ecuaciones de conservación de masa y energía. A través de los algoritmos desarrollados en Python, se automatiza el cálculo de potencia media y la eficiencia global del sistema, considerando el ciclo de compresión y succión de aire que impulsa la turbina Wells. Esta etapa permite verificar la factibilidad técnica del dispositivo de transformar la energía mecánica del oleaje en electricidad útil, evaluando si el diseño propuesto es capaz de satisfacer una demanda energética representativa bajo las condiciones específicas del emplazamiento seleccionado.

9.4 Análisis de Rentabilidad y Riesgo Financiero

La viabilidad económica se evalúa mediante la construcción de un modelo de costos que desglosa el CAPEX y el OPEX para proyectos en ambiente marino. Reconociendo la incertidumbre de trabajar con tecnologías en etapa precomercial, se implementa una Simulación de Monte Carlo en Python con 10.000 iteraciones para evaluar múltiples escenarios de inversión y generación. Este enfoque entrega rangos de probabilidad para indicadores clave de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el período de recuperación de la inversión (Payback) y el Costo Nivelado de Energía (LCoE), permitiendo concluir sobre la factibilidad financiera del proyecto y su nivel de competitividad frente a otras fuentes de energía renovable en el mercado energético nacional.

- **Parámetros base del modelo:** El horizonte de evaluación se fija en 20 años, parámetro estándar para proyectos de energía renovable en Chile según el Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento de la CNE (2024b), coherente además con la experiencia de proyectos OWC de referencia como la planta de Mutriku en España, en operación continua desde 2011. La tasa de descuento adoptada es del 8 % anual, valor que refleja el costo de oportunidad del capital para proyectos ERNC de mediana escala, fundamentado en el rango reportado por la CNE (8–10 %), los valores internacionales para energía marina (7–12 %, (IRENA, 2022)) y la tasa social de descuento del Ministerio de Desarrollo Social (6 %), siendo el 8 % un valor conservador apropiado para tecnología con riesgo precomercial.
- **Estructura de costos:** Los valores de referencia internacional para CAPEX y OPEX se obtienen del informe Ocean Energy Systems (2015), que establece rangos por etapa de madurez tecnológica en USD constantes de 2014. Dichos valores se actualizan a USD 2024 mediante el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI), criterio estándar para la actualización de costos de tecnologías de energía marina expresados en dólares corrientes a nivel internacional, aplicando un factor de actualización de 1,37 correspondiente a la inflación acumulada del período 2014–2024 según el Bureau of Labor Statistics (Bureau of Labor Statistics, 2024). El módulo piloto propuesto (84,37 kW) se clasifica dentro de la etapa First Array de la tabla OES, cuyo rango actualizado es de 5.480 a 24.797 USD/kW. Dado que no se dispone de antecedentes de mercado específicos para un proyecto de esta escala tan reducida dentro de dicha categoría, se optó por un criterio conservador y se utilizó el valor medio del rango como CAPEX base, evitando tanto una subestimación optimista propia de proyectos con economías de escala (extremo inferior) como una sobreestimación excesiva

(extremo superior) (Ocean Energy Systems, 2015). En consecuencia, los tres escenarios de la distribución triangular del CAPEX se construyen a partir de los extremos y valor medio del rango actualizado, resultando en un CAPEX base de 1.265.000 USD (15.000 USD/kW). Su distribución porcentual sigue la estructura referencial para proyectos de energía marina en Chile reportada por MERIC (2021), presentada en la Tabla 2.

El OPEX anual se estima a partir del rango First Array actualizado de Ocean Energy Systems (2015) (192–2.055 USD/kW·año), resultando en un rango de 16.200 a 173.000 USD/año para el módulo de 84,37 kW.

Partida de Costo	Porcentaje	Monto referencial (USD)
Manufactura de tecnología e integración	53 %	670.450
Instalación marina (fondeos, cables)	23 %	290.950
Desarrollo del proyecto (estudios, EIA)	12 %	151.800
Balance de planta	9 %	113.850
Otros (seguros, certificados)	3 %	37.950
TOTAL CAPEX base	100 %	1.265.000

Tabla 2: Estructura del CAPEX base para el módulo piloto OWC.

Fuente: Distribución porcentual según MERIC (2021); monto total referenciado en Ocean Energy Systems (2015) actualizado a USD 2024.

- **Variables estocásticas:** Cada variable del modelo se representa mediante una distribución de probabilidad que refleja su naturaleza y nivel de incertidumbre, como se detalla en la Tabla 3. El CAPEX se modela con distribución triangular (mínimo, moda, máximo), apropiada cuando se dispone de tres escenarios concretos sin datos históricos suficientes para ajustar una distribución paramétrica. El OPEX y el precio de venta se modelan con distribución uniforme, dado que solo se conocen los límites del rango sin razón para favorecer un valor intermedio. La energía anual generada se modela con distribución normal truncada centrada en los 739 MWh obtenidos del modelamiento OWC con Weibull, con una desviación estándar del 12 % que refleja la variabilidad interanual del recurso undimotriz. La degradación anual se modela con distribución uniforme entre 0,5 % y 1,5 %, reflejando el rango asociado a biofouling y corrosión marina (MERIC, 2021). El precio de venta corresponde al precio estabilizado del régimen PMGD (Ministerio de Energía, 2025), aplicable al proyecto dado que su capacidad instalada (84,37 kW) es inferior al límite de 9 MW establecido por la normativa.

Variable	Distribución	Rango / Parámetros	Fuente
CAPEX	Triangular	462.000 – 1.265.000 – 2.093.000 USD	Ocean Energy Systems (2015)
OPEX	Uniforme	16.200 – 173.000 USD/año	Ocean Energy Systems (2015)
Energía anual	Normal trunca-da	$\mu = 739 \text{ MWh}, \sigma = 12 \%$	Modelamiento Weibull OWC
Precio de venta	Uniforme	60 – 80 USD/MWh	Ministerio de Energía (2025)
Degradación anual	Uniforme	0,5 % – 1,5 %/año	MERIC (2021)

Tabla 3: Resumen de variables estocásticas de la Simulación de Monte Carlo.

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para complementar este análisis estático con una mirada a futuro en el tiempo, se aplica un modelo de curva de aprendizaje que proyecta la reducción esperada del CAPEX y del LCoE conforme aumenta la capacidad acumulada instalada de tecnología OWC a nivel global, usando la tasa de aprendizaje calculada por Hayward (2021).

9.5 Validación Normativa

El cierre de la investigación consiste en asegurar que el proyecto se ajuste al mercado legal y ambiental vigente en Chile. Se realiza un análisis detallado de la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente para definir la estrategia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Asimismo se revisan los requisitos para la obtención de la Concesión Marítima y el cumplimiento de la Política Nacional de Uso de Borde Costero. Se busca garantizar que la implementación sea compatible con la normativa para Pequeños Medios de Generación Distribuida y no interfiera con otras actividades económicas locales como la pesca artesanal o el turismo.

10 Resultados

En este capítulo se presentan y discuten los hallazgos derivados de la implementación de la metodología de evaluación desarrollada en la presente investigación. El análisis se estructura a través de una secuencia lógica, la cual abarca la localización de emplazamientos, la caracterización del recurso oceanográfico, la simulación técnica del sistema OWC, el análisis de rentabilidad financiera y finalmente, la validación normativa del proyecto.

10.1 Diagnóstico de emplazamientos y selección del caso de estudio

Siguiendo el proceso de investigación propuesto, se realizó un procesamiento de datos mediante la superposición de la infraestructura de transmisión del visor IDE Energía con los mapas de potencial undimotriz del Explorador Marino y el Mapa de Vulnerabilidad Energética. Este análisis permitió evaluar la viabilidad de la tecnología bajo los dos enfoques diferenciados en la metodología, identificando escenarios que responden tanto a necesidades de inyección masiva como de autoabastecimiento local.

Con el fin de validar la versatilidad del procesamiento de capas, se analizaron dos sectores estratégicos del litoral chileno.

10.1.1. Escenario de Inyección al SEN comuna de Ancud

El primer escenario corresponde a la comuna de Ancud, en el norte de la Isla Grande de Chiloé. Este sitio permite validar la metodología en un entorno de alta demanda industrial y recurso energético máximo.

- **Caracterización del recurso:** El punto evaluado presenta una potencia de oleaje media de 81,97 kW/m, con una altura significativa de 3,88 m y un periodo de oleaje medio de 9,78 s, tal como se aprecia en la Figura 15. Representa un escenario de oferta energética máxima para el sistema OWC.



Figura 15: Características del recurso undimotriz en Ancud.

Fuente: Explorador de Energía Marina, Ministerio de Energía.

- **Diagnóstico de Demanda:** El consumo anual registra 57.685.759 kWh, donde el 69,2 % corresponde a consumo residencial.
- **Infraestructura:** La zona cuenta con una base de 15.479 clientes (15.231 residenciales y 248 no residenciales) y cercanía a líneas de transmisión de 110 kV y 220 kV, lo que facilita la evaluación de proyectos de gran escala orientados a la descarbonización (Ministerio de Energía, s fc).
- **Análisis de Vulnerabilidad:** Al aplicar el filtro de vulnerabilidad energética, representado en la Figura 16, se observa que, aunque Ancud presenta un bajo déficit de suministro formal en su núcleo urbano (0-2 viviendas), los sectores del centro y sur de la Isla Grande de Chiloé concentran los mayores déficits, alcanzando entre 126 y 2.041 viviendas sin energía en la categoría de máxima prioridad. En este escenario, la metodología identifica que una planta undimotriz en Ancud actuaría principalmente como apoyo a la estabilidad de la red regional, con potencial para extender su beneficio hacia las localidades más vulnerables de toda la isla.

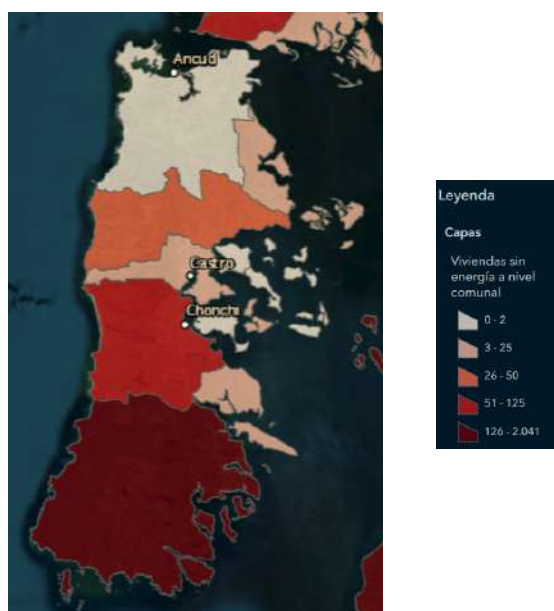


Figura 16: Mapa de vulnerabilidad energética, Isla Grande de Chiloé.

Fuente: Mapa de Vulnerabilidad Energética, Ministerio de Energía.

10.1.2. Escenario de Brecha de Conectividad comuna San Juan de la Costa

El segundo escenario se sitúa en la Provincia de Osorno permitiendo testear la metodología en un contexto de vulnerabilidad energética y demanda residencial dispersa.

- **Caracterización del recurso:** Se identifica un potencial de oleaje de 64,01 kW/m, con una altura de ola de 3,35 m y un periodo de 10,20 s, como se observa en la Figura 17. Si bien es menor al escenario anterior, constituye un recurso de alta densidad energética para sistemas OWC.

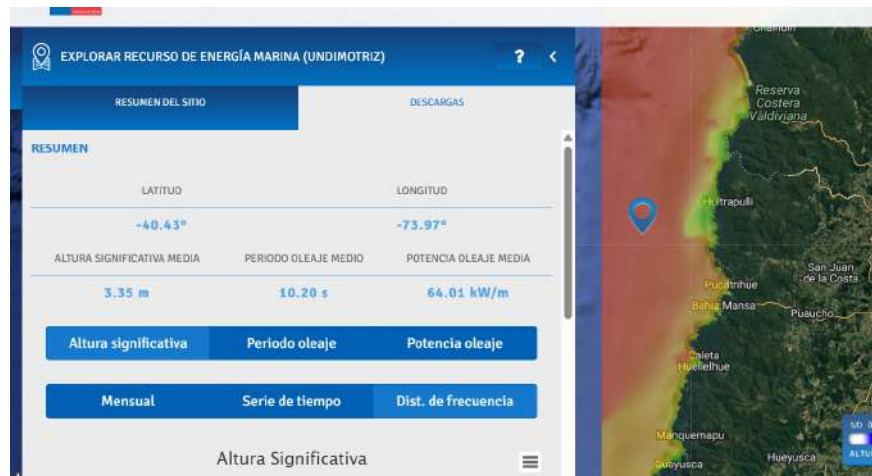


Figura 17: Características del recurso undimotriz en San Juan de la Costa.

Fuente: Explorador de Energía Marina, Ministerio de Energía.

- **Diagnóstico de Demanda:** El consumo anual registra 4.008,06 MWh, donde el 77,1 % corresponde a demanda puramente residencial.
- **Infraestructura:** La comuna posee 3.382 clientes, de los cuales solo 134 pertenecen al sector no residencial. El emplazamiento permite evaluar la integración de energía undimotriz en redes de 66 kV y 220 kV cercanas a Osorno para fortalecer el suministro en zonas rurales aisladas (Ministerio de Energía, s fc).
- **Análisis de Vulnerabilidad:** Al aplicar el filtro de vulnerabilidad energética, representado en la Figura 18, se observa que la comuna de San Juan de la Costa se encuentra en la categoría de máxima prioridad, con un rango de entre 126 y 2.041 viviendas con carencia de suministro eléctrico formal. Este dato es el que permite a la metodología justificar un proyecto de escala local con un impacto social directo en la calidad de vida de la comunidad, donde la energía undimotriz surge como una alternativa limpia y eficiente para cubrir las brechas de conectividad en zonas donde la infraestructura convencional no ha logrado llegar.

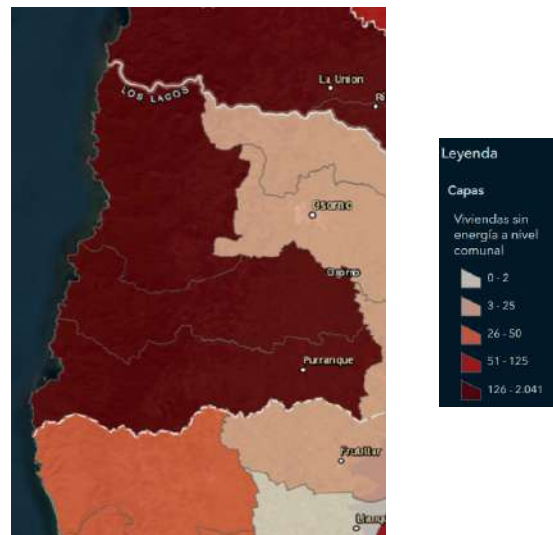


Figura 18: Mapa de vulnerabilidad energética, San Juan de la Costa.

Fuente: Mapa de Vulnerabilidad Energética, Ministerio de Energía.

10.1.3. Selección del caso de estudio para la aplicación del modelo

Tras el diagnóstico de ambos escenarios, se determinó seleccionar la comuna de San Juan de la Costa como el caso de estudio definitivo para la ejecución de las etapas siguientes de la investigación.

Esta decisión se fundamenta en que dicho emplazamiento permite validar de forma más exhaustiva el filtro de vulnerabilidad energética definido en la metodología. Mientras que el escenario industrial se limita a la eficiencia de inyección, San Juan de la Costa ofrece la oportunidad de justificar el desarrollo de un proyecto de escala donde la energía undimotriz surge como una alternativa real para cubrir brechas de conectividad. Al centrar el estudio en esta localidad, se busca demostrar que el modelo es capaz de proponer soluciones técnicas y económicamente viables en áreas donde la infraestructura convencional no ha logrado llegar de manera eficiente.

10.2 Parámetros del recurso y base de datos horaria

Tras definir San Juan de la Costa como la zona de estudio para el caso piloto, se procedió a recopilar la información técnica del oleaje necesaria para alimentar el modelo. Para esto, se utilizaron los registros del año 2010 obtenidos del Explorador de Energía Marina. Se trabajó con este periodo debido a que ofrece un ciclo anual completo y sin interrupciones, lo que permite observar el comportamiento del mar durante todo un año.

La base de datos analizada consiste en un conjunto de 8.760 registros horarios. Esto significa que se dispone de una medición de altura, periodo y potencia por cada hora de los 365 días del año. Trabajar con este nivel de datos permite que la simulación técnica sea mucho más precisa, ya que logra capturar las variaciones reales y las oscilaciones del oleaje, evitando los sesgos que se producirían al utilizar promedios generales diarios o mensuales. De este volumen de información, se extrajeron las tres variables fundamentales que definen el potencial energético en la zona de estudio.

- **Altura significativa de la ola (H):** Expresada en metros, mide el promedio del tercio superior de las olas registradas.
- **Periodo del oleaje (T):** Expresado en segundos, indica el tiempo que transcurre entre el paso de dos crestas sucesivas por un punto fijo.
- **Potencia del oleaje (P_w):** Expresada en kW/m , representa la energía bruta disponible en el recurso marino.

Parámetro	Valor	Unidad
Altura significativa media (H)	3,351	m
Desviación estándar de H	0,973	m
Altura mínima registrada	1,377	m
Altura máxima registrada	7,124	m
Período medio (T)	10,195	s
Desviación estándar de T	1,165	s

Tabla 4: Estadísticas del recurso undimotriz, San Juan de la Costa, 2010.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Explorador de Energía Marina.

El comportamiento estadístico de estas variables para el año 2010 se resume en la Tabla 4, la altura significativa media anual alcanzó los 3,351 m, con una desviación estándar de 0,973 m, lo que refleja una variabilidad considerable a lo largo del año. El período medio del oleaje fue de 10,195 s con una desviación estándar de 1,165 s, indicando un oleaje de largo período. Este parámetro es de especial relevancia para el dimensionamiento de la Turbina Wells, ya que el período influye directamente en la sincronización del ciclo de compresión y succión del sistema OWC.

10.2.1. Caracterización estadística mediante distribución de Weibull

Dado que el oleaje es un fenómeno de naturaleza estocástica, el empleo de promedios aritméticos simples resulta insuficiente, ya que tiende a subestimar la energía real aprovechable al no ponderar adecuadamente las olas de mayor altura, las cuales concentran la mayor densidad energética del recurso. Para corregir esta limitación y obtener una proyección de generación más real, se procedió a modelar los 8.760 registros horarios de altura significativa (H) mediante una distribución de probabilidad de Weibull, utilizando el método de Máxima Verosimilitud (MLE) para la estimación de sus parámetros. Los resultados obtenidos permiten caracterizar el sitio de la siguiente manera:

- **Parámetro de forma ($k = 3,553$):** Al superar el umbral crítico de 3,0, la distribución transita hacia un comportamiento simétrico similar a una distribución normal. Este hallazgo es fundamental para la viabilidad del proyecto, ya que describe un recurso homogéneo y predecible. La baja asimetría indica que el dispositivo OWC operará bajo un régimen constante, sin estar sujeto a una frecuencia excesiva de eventos extremos que pudiesen comprometer la integridad estructural o la continuidad operativa.

- **Parámetro de escala ($\lambda = 3,712m$):** Este valor actúa como el principal indicador de la magnitud energética del emplazamiento. Al situarse por encima de la media aritmética (3,351 m), el parámetro λ confirma que el recurso en San Juan de la Costa posee una consistencia energética superior, concentrando la mayor probabilidad de ocurrencia en rangos de altura con alto potencial de conversión.

En la Figura 19 se observa el contraste entre el histograma empírico y la curva de Weibull ajustada. Se aprecia un ajuste robusto, donde la curva teórica (naranja) replica con precisión la morfología de los datos reales. Mientras la media (verde) se posiciona en los 3,35 m, la distribución revela una moda levemente inferior, lo que valida matemáticamente el valor de k obtenido y asegura que el diseño del dispositivo se fundamente en un régimen de oleaje estable y estadísticamente representativo.

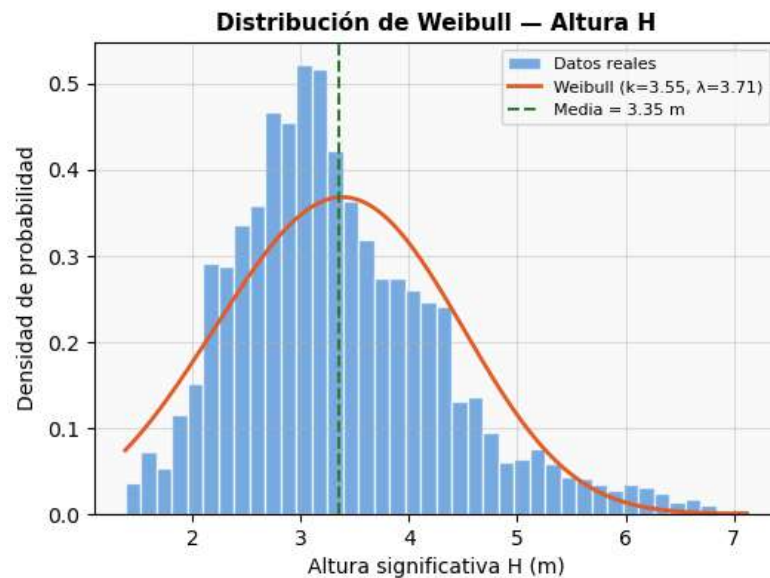


Figura 19: Distribución de Weibull ajustada a la altura significativa H, San Juan de la Costa, 2010.

Fuente: Elaboración propia.

10.3 Potencia media generada y eficiencia del sistema

Para la ejecución de la simulación técnica, se desarrolló una herramienta de cálculo en Python que permitió automatizar la resolución de las ecuaciones de conservación de masa y energía (Ecuaciones 15 y 17) para la totalidad de los 8.760 registros horarios del periodo de estudio. Este enfoque computacional fue fundamental para gestionar la alta resolución de la base de datos y ejecutar la integración numérica requerida por la esperanza de Weibull con precisión y eficiencia.

10.3.1. Potencia de la turbina y ponderación mediante distribución de Weibull

Tras procesar la serie temporal de datos, la herramienta de cálculo permitió cuantificar el flujo energético desde el recurso bruto hasta la entrega final en el eje de la turbina. Bajo las condiciones operativas de San Juan de la Costa, se determinó que la potencia disponible en el oleaje (P_w) alcanza un promedio anual de 628,06 kW. Al someter este recurso al proceso de conversión neumática y mecánica del sistema OWC, se obtuvo una potencia media generada (P_t) de 84,37 kW.

Con el fin de refinar esta estimación y capturar la variabilidad real del emplazamiento, se integró la esperanza matemática ponderada por la distribución de Weibull.

Este procedimiento estadístico arrojó un valor esperado de 87,84 kW, lo que representa un incremento del 4,1 % respecto al promedio aritmético convencional. Esta diferencia es relevante, ya que demuestra que el promedio simple tiende a subestimar la contribución de los estados de oleaje más energéticos. Al emplear la ponderación probabilística, se logra una caracterización más fiel del desempeño del dispositivo, asegurando que el análisis refleje la capacidad real de captura del sistema frente a la distribución de frecuencias del oleaje de la zona.

La Figura 20 ilustra este fenómeno de transferencia energética. Se observa que la curva de potencia $P_t(H)$ exhibe un crecimiento no lineal (proporcional al cubo de la altura, H^3), mientras que la función de densidad de probabilidad (PDF) de Weibull concentra la mayor probabilidad de ocurrencia entre los 2 m y 5 m. La zona de mayor contribución energética efectiva se localiza en el intervalo de 3 m a 5 m. En este rango, la convergencia entre una alta probabilidad de ocurrencia y una potencia ya significativa optimiza la captura de energía. Por el contrario, las olas superiores a los 5 m, a pesar de su elevada densidad energética, poseen una frecuencia tan reducida que su aporte a la esperanza matemática resulta marginal.

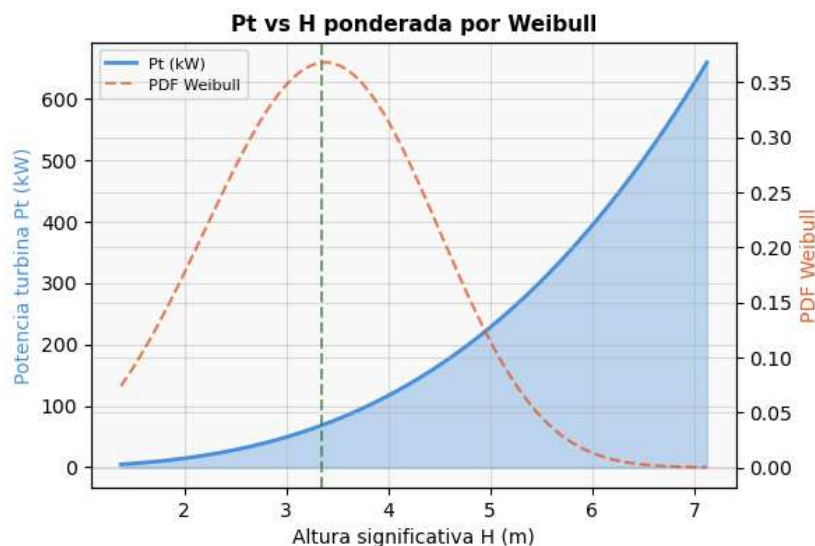


Figura 20: Potencia de la turbina OWC $P_t(H)$ ponderada por la PDF de Weibull, San Juan de la Costa, 2010.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, a partir del procesamiento horario automatizado, se estimó una energía anual acumulada de 739,04 MWh. Este valor permite cuantificar el potencial de generación de una unidad piloto en San Juan de la Costa bajo las condiciones reales del litoral chileno, proporcionando la base de datos necesaria para el posterior análisis de eficiencia del sistema.

10.3.2. Análisis de la eficiencia del sistema

La evaluación del rendimiento operativo determinó que la eficiencia global media del sistema OWC es de $\eta = 12,28\%$ ($\sigma = 3,20\%$), alcanzando un valor esperado mediante la ponderación de Weibull de $14,37\%$. Estos resultados son coherentes con los rangos reportados en la literatura técnica para dispositivos de columna de agua oscilante en etapas de demostración, los cuales se sitúan típicamente entre el 10% y el 25% (Heath, 2012).

La brecha entre el límite teórico de Betz ($\eta_{Betz} = 16/27 = 59,3\%$) y la eficiencia global obtenida ($\eta = 12,28\%$) no constituye una anomalía del modelo, sino el resultado esperado de la conversión en cascada que caracteriza al sistema OWC. Esta diferencia de aproximadamente 45 puntos porcentuales se distribuye entre tres etapas de pérdidas físicamente distintas:

- **Captura hidrodinámica:** El modelo asume un pistón sinusoidal deformable sobre una cámara de sección rectangular, lo que implica que solo una fracción de la energía de la ola es efectivamente capturada por la columna de agua. Las olas que no interactúan directamente con la apertura de la cámara, así como las pérdidas por difracción y radiación en la interfaz agua-estructura, reducen la energía disponible antes de que el proceso de compresión de aire siquiera comience.
- **Conversión neumática:** Al comprimir y descomprimir el aire dentro de la cámara, se producen pérdidas termodinámicas. El modelo asume flujo incompresible y desprecia la fricción en las paredes del ducto, lo que representa una simplificación, en condiciones reales, la compresibilidad del aire y las pérdidas viscosas en el ducto reducen el caudal volumétrico efectivo que llega a la turbina respecto al calculado por la ecuación 8.
- **Conversión mecánica en la turbina Wells:** Es en esta etapa donde se aplica el límite de Betz. Sin embargo, este límite opera sobre la energía cinética del flujo de aire que ya llega a la turbina, por lo que el $59,3\%$ teórico es relativo a un flujo que ya ha experimentado las pérdidas de las etapas anteriores. Adicionalmente, la turbina Wells presenta pérdidas propias por resistencia aerodinámica en los álabes y por la recirculación del flujo en condiciones de operación fuera del punto de diseño óptimo.

En conjunto, si se asume que cada etapa opera con una eficiencia parcial conservadora, hidrodinámica del orden del $40\text{-}50\%$, neumática del $60\text{-}70\%$, y mecánica limitada por Betz al $59,3\%$, el producto en cascada entrega una eficiencia global teórica del orden de $14\text{-}22\%$, rango dentro del cual se inscribe el valor obtenido de $= 12,28\%$ (promedio aritmético) y $= 14,37\%$ (esperanza de Weibull). Esto confirma que el modelo matemático es internamente consistente y que la eficiencia calculada es físicamente razonable para un dispositivo OWC en etapa de demostración.

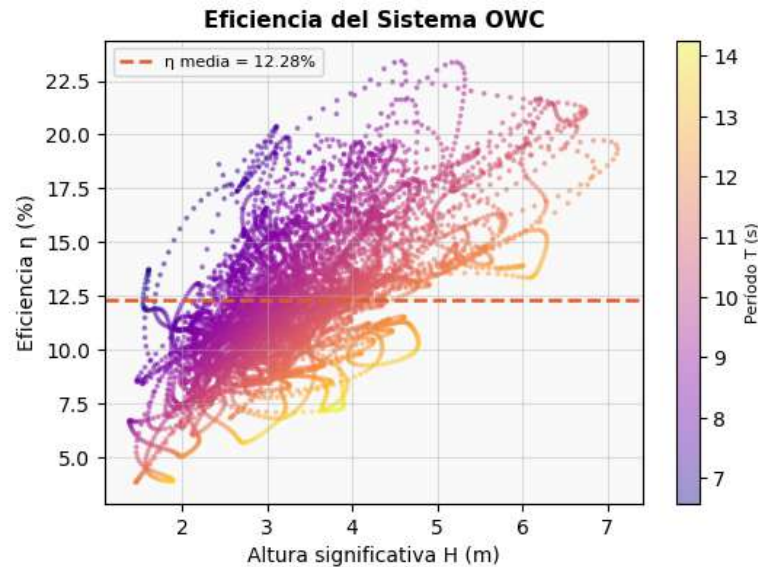


Figura 21: Eficiencia global del sistema OWC (η) en función de la altura significativa H , San Juan de la Costa, 2010

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 21 presenta la dispersión de la eficiencia en función de la altura significativa (H), categorizada por el periodo (T), permitiendo identificar tres patrones fundamentales en el comportamiento del dispositivo:

- **Correlación positiva con la altura de ola:** La eficiencia global del sistema exhibe una tendencia creciente respecto a la altura significativa H , comportamiento que responde directamente a la asimetría en el escalamiento de las ecuaciones de transferencia energética. Mientras que la potencia disponible en el oleaje P_w crece proporcionalmente a H^2 según la ecuación (17), la potencia capturada por la turbina P_t escala con H^3 según la ecuación (15). Esta diferencia en el exponente implica que, a medida que aumenta la altura de la ola, la turbina captura una fracción proporcionalmente mayor de la energía disponible, elevando la eficiencia global del sistema. Sin embargo, este efecto tiene un límite práctico: olas de altura excesiva pueden saturar la capacidad de la cámara o generar flujos de aire que superen el rango operativo óptimo de la turbina Wells, produciendo pérdidas por desprendimiento de capa límite en los álabes. En el rango de alturas característico de San Juan de la Costa (1,4 m – 7,1 m), este fenómeno de saturación no se observa, lo que confirma que el dispositivo opera dentro de su ventana de diseño durante prácticamente la totalidad del año.
- **Sensibilidad al periodo predominante (T):** El análisis de la Figura 21 revela que la variable con mayor influencia sobre la eficiencia del sistema no es la altura de la ola sino su periodo. Los estados de mar con períodos prolongados ($T > 12$ s), representados en tonalidades amarillas, se posicionan consistentemente en el límite superior de eficiencia, mientras que olas de igual altura pero período corto generan rendimientos notoriamente menores. Este comportamiento no es coincidental sino que está dictado por la física del sistema: en la ecuación (15), la potencia media P_t depende de λ^3 , y dado que la longitud de onda se relaciona

con el período mediante

$$\lambda = \frac{gT^2}{2\pi}, \quad (24)$$

la potencia escala proporcionalmente a T^6 . Esto significa que duplicar el período de una ola tiene un impacto energético enormemente superior a duplicar su altura.

Esta distinción es fundamental para la selección de emplazamientos y redefine el criterio de búsqueda del recurso óptimo: no se trata de encontrar zonas con las olas más grandes, sino con las olas más regulares y de largo período. Un mar con olas moderadas de 3 m pero período constante de 12 s es energéticamente más valioso para un sistema OWC que un mar con olas de 5 m pero período corto e irregular, ya que en el segundo caso el ciclo de compresión y succión de la cámara no logra sincronizarse con el oleaje, reduciendo drásticamente la eficiencia de conversión neumática. En este sentido, San Juan de la Costa, con un período medio de 10,2 s y baja dispersión ($\sigma = 1,165$ s), representa precisamente el tipo de recurso que maximiza el rendimiento de la turbina Wells: no el más energético en términos brutos, sino el más aprovechable para esta tecnología específica.

- **Estabilidad del rendimiento operativo:** La reducida desviación estándar de la eficiencia ($\sigma = 3,20\%$) es quizás el indicador más relevante desde una perspectiva de ingeniería de operación, ya que describe la robustez y predictibilidad del sistema frente a la variabilidad natural del recurso. A diferencia de otras tecnologías de conversión energética marina donde la eficiencia colapsa ante condiciones de oleaje fuera del punto de diseño, el sistema OWC en San Juan de la Costa mantiene un rendimiento consistente a lo largo de todas las alturas registradas. Este comportamiento se explica por la combinación de dos factores: primero, la naturaleza bidireccional de la turbina Wells, que aprovecha tanto la fase de compresión como la de succión sin requerir válvulas de control, eliminando discontinuidades operativas en el ciclo, y segundo, la regularidad estadística del recurso en el emplazamiento, caracterizada por un parámetro de forma de Weibull $k = 3,553$ que describe un oleaje homogéneo sin predominancia de eventos extremos. En conjunto, estos factores posicionan al sistema OWC no solo como técnicamente viable, sino como operacionalmente confiable, una distinción crítica para justificar la inversión en una tecnología emergente donde la predictibilidad del retorno energético es tan importante como su magnitud.

Los indicadores de eficiencia obtenidos confirman que el diseño propuesto logra una conversión energética efectiva y estable dentro del régimen de oleaje analizado. El hecho de que el valor esperado de eficiencia ($\eta = 14,37\%$) sea superior al promedio aritmético refleja que el rendimiento del sistema converge con los eventos de mayor peso energético del emplazamiento. Esta coherencia en el rendimiento, sumada a la respuesta favorable ante periodos largos, posiciona al sistema OWC como una tecnología resiliente frente a la variabilidad intrínseca del recurso ondimotriz, estableciendo una base sólida para el estudio de su comportamiento temporal y estadístico.

Indicador	Promedio anual	$E[\cdot]$ Weibull
Potencia turbina (P_t)	84,37 kW	87,84 kW
Potencia disponible (P_w)	628,06 kW	611,42 kW
Eficiencia global (η)	12,28 %	14,37 %
Energía anual estimada	739,04 MWh	–

Tabla 5: Comparación de indicadores de desempeño: Promedio aritmético vs. Esperanza de Weibull.

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados consolidados en la Tabla 5 permiten contrastar el impacto del enfoque probabilístico frente al promedio aritmético. Se observa que, si bien la potencia disponible (P_w) calculada vía Weibull es ligeramente menor (611,42 kW), la eficiencia global del sistema (η) aumenta significativamente hasta alcanzar un 14,37 %. Este incremento evidencia que el diseño del sistema logra un desempeño superior al converger con los eventos de mayor peso energético del emplazamiento, maximizando la conversión de energía en los rangos operativos de mayor importancia estadística para San Juan de la Costa.

10.4 Análisis Financiero y Discusión de Resultados

A continuación, se evalúa la viabilidad financiera y el perfil de riesgo del módulo piloto OWC en San Juan de la Costa mediante el procesamiento de las 10.000 iteraciones de la simulación de Monte Carlo. Con el objetivo de realizar un análisis exhaustivo, los resultados se estructuran de forma secuencial a través de los principales indicadores económicos de evaluación de proyectos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Período de Recuperación del Capital (Payback) y Costo Nivelado de la Energía (LCoE). Cada uno de estos indicadores, junto con sus respectivos estadísticos descriptivos y el análisis de sensibilidad estocástica, se discuten en detalle a partir de las Figuras 22 a 26.

10.4.1. Valor Actual Neto (VAN)

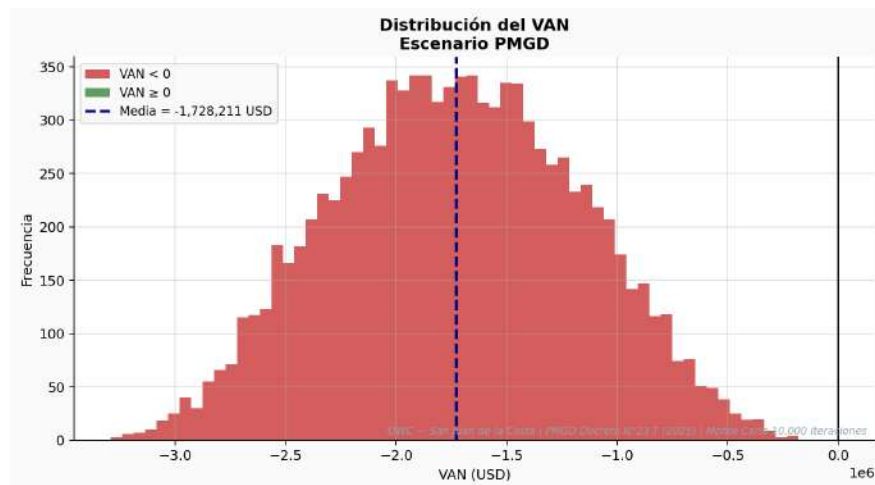


Figura 22: Distribución probabilística del VAN — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

La distribución probabilística del Valor Actual Neto (VAN), obtenida mediante la simulación de Monte Carlo, evidencia un comportamiento estrictamente negativo, tal como se muestra en el histograma de la Figura 22. El 100 % de las 10.000 iteraciones ejecutadas arroja un $VAN < 0$, registrando un valor medio esperado de -1.728.211 USD. Este resultado demuestra una condición de inviabilidad bajo los parámetros evaluados, bajo ninguna de las combinaciones de escenarios simulados el proyecto logra recuperar el capital invertido a la tasa de descuento del 8 % adoptada.

La distribución presenta una geometría aproximadamente simétrica, desplegándose desde un mínimo de -3.300.000 USD en el percentil más adverso hasta valores próximos a los -200.000 USD en las trayectorias más optimistas, sin que ninguna iteración logre converger hacia el umbral de rentabilidad ($VAN = 0$).

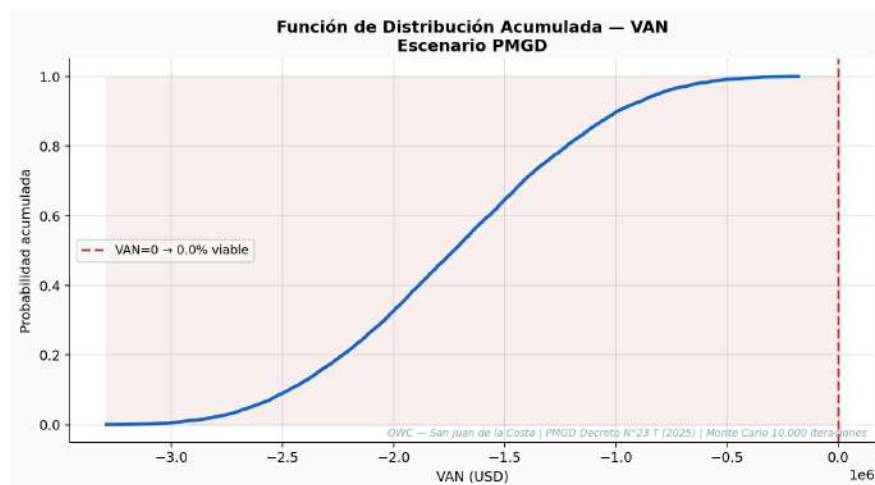


Figura 23: Función acumulada del VAN — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

La Función de Distribución Acumulada (CDF) del VAN, presentada en la Figura 23, ratifica la inviabilidad financiera del proyecto bajo este marco tarifario. El perfil estocástico muestra que el 100 % de las iteraciones simuladas se concentra estrictamente en el dominio negativo del VAN, alcanzando el valor unitario de probabilidad acumulada antes de intersectar el umbral de rentabilidad ($\text{VAN} = 0$). Esto certifica de forma matemática que la probabilidad de obtener un rendimiento positivo es nula ($P(\text{VAN} \geq 0) = 0,0\%$). Desde la perspectiva del análisis de riesgo, este enfoque estocástico sustituye las estimaciones deterministas puntuales por un perfil de variabilidad completo que, en este caso, descarta el escenario PMGD de forma robusta.

Este comportamiento es consecuencia directa de un desacople estructural entre el precio de mercado regulado y el costo nivelado de una tecnología en fase precomercial. Mientras que el precio de venta estabilizado bajo el Decreto N°23 T se sitúa en el rango de 60 a 80 USD/MWh, el costo nivelado de la energía (LCOE) mediano del proyecto asciende a 325 USD/MWh, generando una brecha donde el costo de producción supera entre 4 y 5 veces la remuneración del mercado.

Dicha discrepancia no responde a supuestos conservadores en la caracterización del recurso oceanográfico o en la eficiencia del dispositivo, sino al elevado gasto de capital (CAPEX) que caracteriza a la tecnología de Columna de Agua Oscilante (OWC) en su estado actual de madurez, el cual supera globalmente los 450 USD/MWh de acuerdo con los registros de Ocean Energy Systems (OES) (2015).

10.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

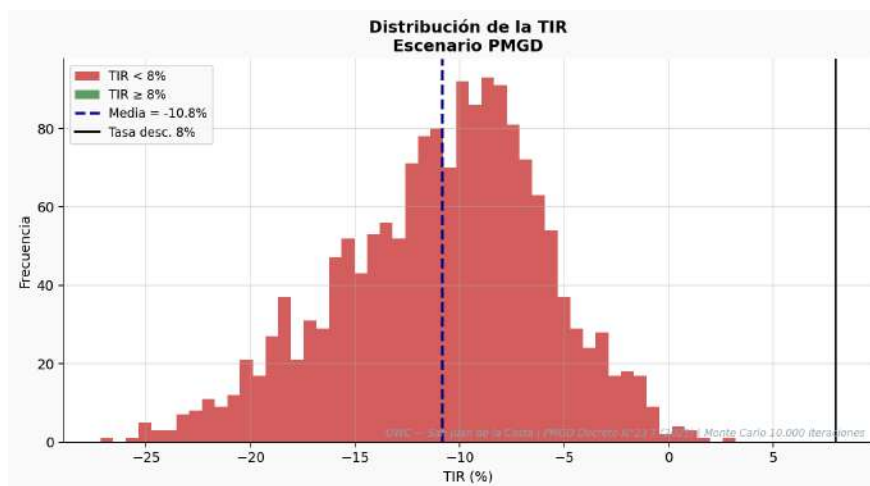


Figura 24: Distribución probabilística de la Tasa Interna de Retorno (TIR) — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) media proyectada es de $-10,8\%$, posicionándose aproximadamente 19 puntos porcentuales por debajo de la tasa de corte de referencia (8%). Como se observa en la Figura 24, la distribución de la TIR se sitúa en la zona de destrucción de valor; ninguna de las 10,000 iteraciones logra superar el umbral mínimo exigido ($P(\text{TIR} \geq 8\%) = 0,0\%$). El espectro de resultados se extiende desde valores inferiores al -25% en los escenarios de mayor estrés, hasta valores cercanos al 0% en las fronteras más optimistas, confirmando que el proyecto es incapaz de equiparar el costo de oportunidad del capital.

Este resultado contrasta marcadamente con el panorama de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) consolidadas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde las tasas de retorno de referencia para proyectos eólicos y solares a gran escala oscilan típicamente entre el 10 % y el 14 % (CNE, 2024c). Esta brecha no refleja una deficiencia en el potencial energético marino del emplazamiento en San Juan de la Costa, sino el sobre costo estructural que impone el CAPEX de una planta piloto sobre un esquema de ingresos regulados diseñado para remunerar tecnologías comercialmente maduras.

10.4.3. Período de Recuperación de la Inversión (Payback)

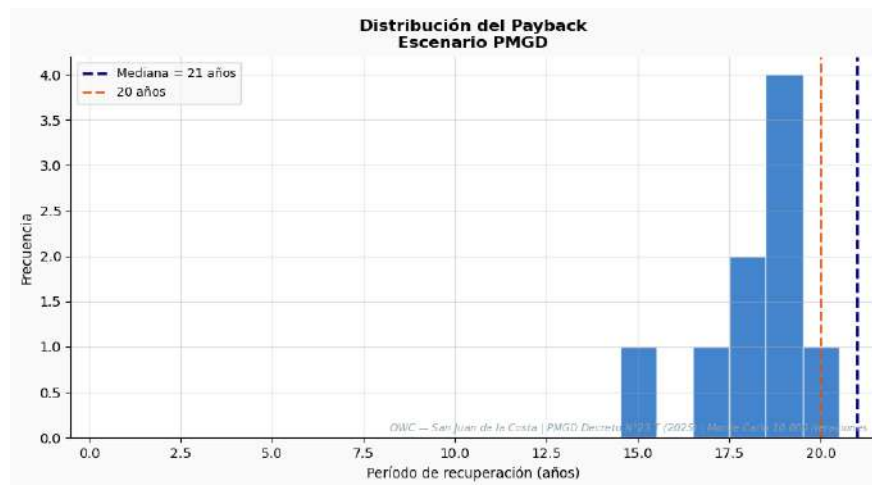


Figura 25: Distribución probabilística del Payback — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

El período de recuperación simulado bajo el escenario PMGD registra una mediana de 21 años (correspondiente al percentil 50), una cifra que excede el horizonte de evaluación y la vida útil técnica adoptada para el proyecto (20 años). De acuerdo con la Figura 25, la distribución del payback exhibe una alta concentración en el tramo final del periodo de evaluación, con una fracción prácticamente nula de iteraciones logrando mitigar el riesgo de capital antes del año 15.

Este comportamiento implica que el flujo de caja operativo acumulado es insuficiente para amortizar la inversión inicial dentro del ciclo de vida útil del activo en la gran mayoría de los escenarios. Esto constituye un indicador crítico de la inviabilidad del marco PMGD para apalancar dispositivos OWC en su etapa actual de desarrollo.

10.4.4. Costo Nivelado de Energía (LCoE)

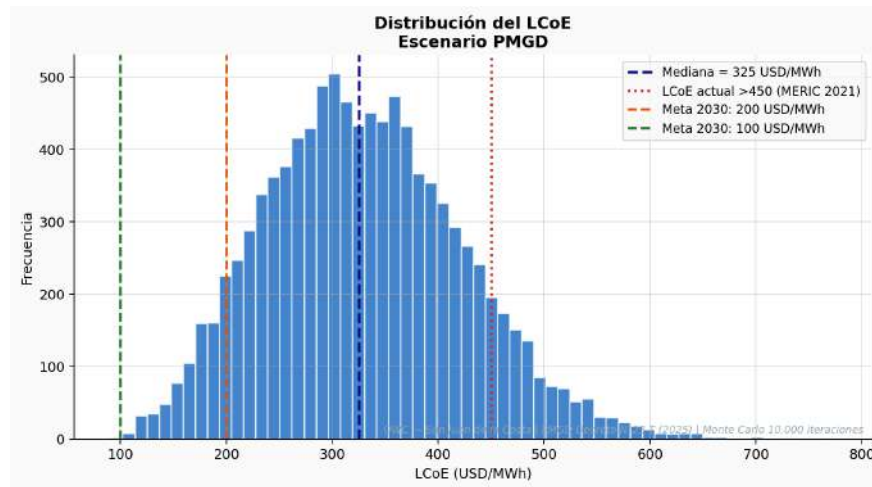


Figura 26: Distribución del LCOE — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

El LCOE constituye el parámetro estándar para evaluar la competitividad de la planta en el mercado eléctrico. La mediana calculada se sitúa en 325 USD/MWh, con un rango intercuartílico concentrado entre los 270 y los 390 USD/MWh. Al contrastar este costo de manufactura con el precio de venta regulado (60 a 80 USD/MWh), se ratifica que el proyecto opera con un margen neto negativo bajo las reglas del régimen PMGD.

La comparación con las metas globales de reducción de costos dimensiona la magnitud del desafío tecnológico. Las curvas de aprendizaje más optimistas proyectadas por la Ocean Energy Systems estiman un LCOE objetivo de 200 USD/MWh hacia el año 2030 y de 100 USD/MWh en el largo plazo (Ocean Energy Systems (OES), 2015), referencias que se trazan en la Figura 26. Incluso bajo el supuesto de alcanzar la meta intermedia de 200 USD/MWh, (condición que actualmente registra un 0 % de probabilidad de ocurrencia en la simulación), el precio estabilizado PMGD seguiría siendo insuficiente para garantizar un margen operativo positivo. Por otra parte, la mediana simulada de 325 USD/MWh resulta consistente y competitiva frente al valor promedio global de 450 USD/MWh reportado por MERIC (Tampier et al., 2021), lo que valida la calidad del recurso oceanográfico local pero reafirma la necesidad de un esquema de incentivos diferenciado.

Para que el marco tarifario PMGD fuese viable, se requeriría una contracción de costos del orden del 80 % respecto a la mediana simulada. Dada la magnitud de esta brecha económica, el escenario PMGD queda descartado de forma definitiva como mecanismo de remuneración viable para un módulo OWC piloto en el estado actual de desarrollo de la tecnología.

10.4.5. Análisis de sensibilidad

Con el propósito de determinar la criticidad y el grado de influencia de las variables de entrada sobre el desempeño financiero del proyecto, se calcularon los coeficientes de correlación de rangos de Spearman (r) respecto al Valor Actual Neto (VAN). Este análisis permite identificar cuáles parámetros influyen en el riesgo económico bajo condiciones de alta incertidumbre frente a un escenario comercial sujeto al régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

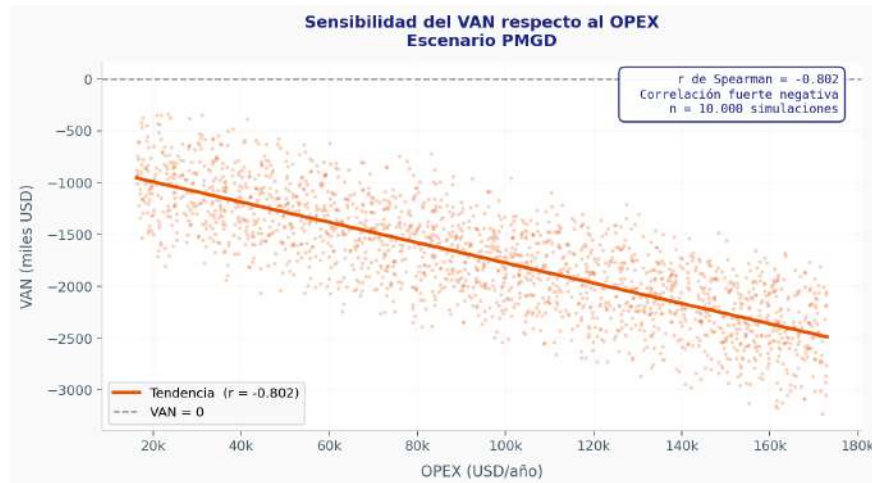


Figura 27: Análisis de sensibilidad del VAN respecto al OPEX anual — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

El parámetro con mayor impacto adverso sobre la rentabilidad resulta ser el costo operativo anual (OPEX), el cual registra la correlación más fuerte y negativa del modelo ($r = -0,802$). Como se observa en la dispersión de la Figura 27, el VAN experimenta un deterioro lineal sumamente pronunciado a medida que el OPEX se desplaza desde su límite inferior hacia los escenarios de mayor estrés económico. Esta alta vulnerabilidad operativa responde, en primer lugar, a la asimetría en la matriz de flujos del proyecto, los ingresos están regulados por el régimen tarifario regulado, lo que impide ajustar los precios de venta si los costos suben. Al carecer de esta capacidad de traspaso, el modelo no tiene amortiguadores económicos, transformando cada peso extra invertido en operación y mantenimiento en un impacto negativo directo sobre las utilidades de la empresa. En segundo lugar, este fenómeno captura la severa penalización que impone la logística marina local ante la falta de economías de escala y de embarcaciones especializadas de asistencia en zonas abiertas como San Juan de la Costa, lo que encarece exponencialmente los costos de fletamento y restringe las ventanas de trabajo marítimo para mantenimientos correctivos mayores, demostrando que la viabilidad es críticamente sensible a la curva de confiabilidad de los componentes mecánicos expuestos al océano.

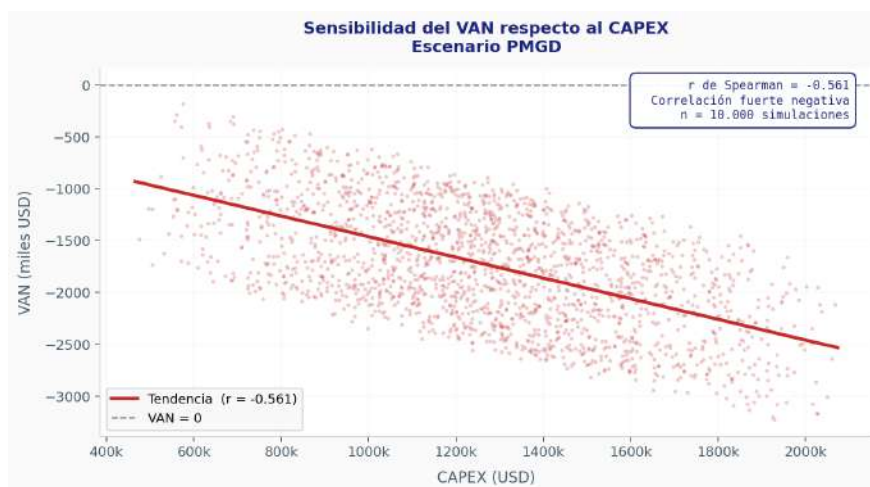


Figura 28: Análisis de sensibilidad del VAN respecto al CAPEX — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

El gasto de capital inicial (CAPEX) se posiciona como la segunda sensibilidad más alta del modelo estadístico, registrando una correlación de $r = -0,561$. La tendencia descendente de la Figura 28 demuestra que el proyecto es muy sensible al costo de construcción e implementación que caracteriza a las tecnologías energéticas marinas en fase precomercial. Debido a la falta de una cadena de suministro local consolidada para la fabricación de turbinas y la construcción de la cámara de oscilación civil costera, el proyecto depende fuertemente de componentes importados y obras de alta ingeniería especializada, lo que confirma que el apalancamiento financiero es inviable frente al mercado regulado si no se incorporan subsidios directos a la inversión inicial o mecanismos de cofinanciamiento estatal orientados a mitigar el riesgo de primera instalación.

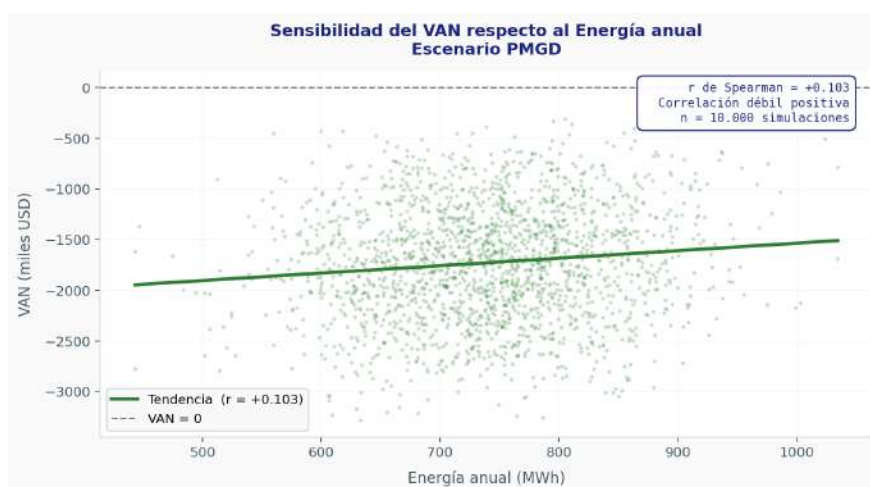


Figura 29: Análisis de sensibilidad del VAN respecto a la Energía Anual — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

A diferencia del fuerte impacto que tienen los costos, las variables vinculadas a los ingresos técnicos y comerciales muestran un comportamiento casi indiferente. Esto se debe a la enorme diferencia económica negativa que arrastra el proyecto. En primer lugar, la generación de energía

anual presenta una correlación positiva muy débil de apenas $r = +0,103$, mostrando una pendiente casi plana en la Figura 29. El hallazgo más importante para la evaluación del proyecto es que, incluso en el escenario de máxima producción técnica, todas las simulaciones terminan en pérdidas. Esto demuestra matemáticamente que el problema principal no se debe a fallas de la tecnología ni a la falta de olas en la costa chilena, sino a que la energía se paga a un precio demasiado bajo. En términos financieros, el beneficio de generar un MWh adicional no alcanza a cubrir lo que cuesta operarlo y mantenerlo. Por lo tanto, concentrarse solo en mejorar la eficiencia del módulo es una estrategia que no dará resultados si no se soluciona primero el problema del bajo precio de la tarifa.

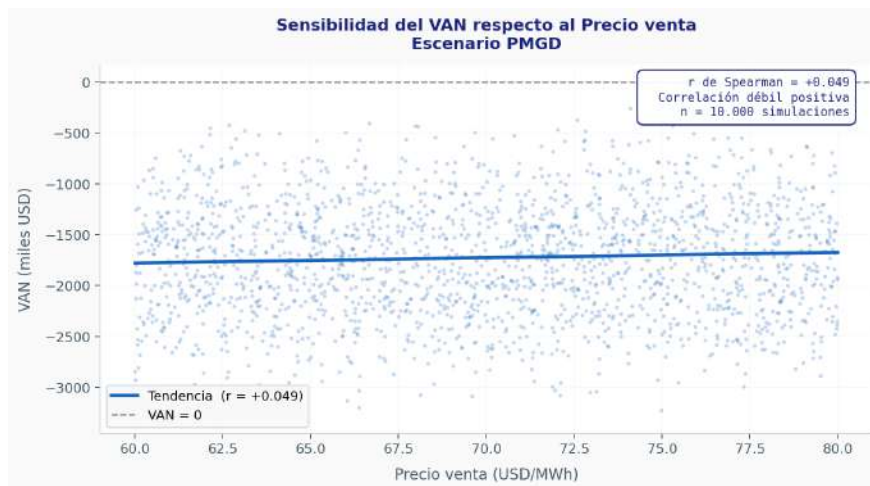


Figura 30: Análisis de sensibilidad del VAN respecto al Precio de Venta — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

Esta misma falta de respuesta financiera se observa al analizar el precio de venta, el cual registra una correlación prácticamente nula de $r = +0,049$. La disposición horizontal de los datos en la Figura 30 confirma que la rentabilidad del proyecto es insensible a las variaciones del mercado regulado. Esto es debido a que los precios actuales para los PMGD (60 a 80 USD/MWh) se crearon para dar estabilidad a tecnologías ya consolidadas y baratas, como la solar y la eólica, por lo que está completamente fuera de la realidad de lo que necesita la energía undimotriz. Al comparar esto con el costo real de producción (LCOE) de 325 USD/MWh, la diferencia es tan grande que los pequeños cambios de precio en el mercado regulado son irrelevantes y no logran cambiar las pérdidas. El análisis demuestra, por lo tanto, que el proyecto no es inviable por variables comerciales internas, sino porque el sistema tarifario actual no es compatible con la energía undimotriz.

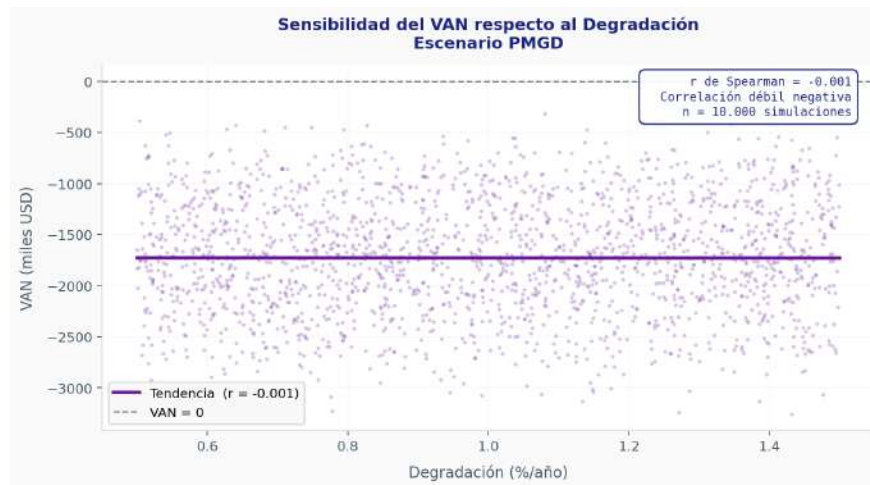


Figura 31: Análisis de sensibilidad del VAN respecto a la Tasa de Degradación — Escenario PMGD.

Fuente: Elaboración propia.

Debido a que las pérdidas económicas se concentran en los primeros años, la tasa de degradación anual de los equipos pasa a ser la variable que menos afecta al modelo, con una correlación casi inexistente de $r = -0,001$. Tal como se muestra en la Figura 31, la pérdida gradual de eficiencia por el desgaste de los materiales o la corrosión marina a lo largo de los 20 años pasa a ser un problema secundario. Desde el punto de vista financiero, esto pasa porque el proyecto pierde dinero tan rápido en el horizonte temprano debido a que los costos de operación superan por mucho a los ingresos, que cualquier pérdida de rendimiento en el futuro lejano pierde importancia al traer los flujos de caja al presente.

En síntesis, los resultados del análisis de sensibilidad revelan un comportamiento polarizado entre las variables del modelo. Por un lado, los factores asociados a los costos (OPEX y CAPEX) muestran una alta capacidad para modificar el VAN, consolidándose como los elementos de mayor riesgo para el proyecto. Por otro lado, las variables vinculadas a la captura de valor (generación, precio y degradación) registran correlaciones cercanas a cero, mostrando pendientes prácticamente planas en sus respectivos gráficos. Esta combinación de datos confirma que el desempeño financiero del escenario evaluado se encuentra condicionado casi exclusivamente por su estructura de costos.

10.4.6. Proyección de costos por curva de aprendizaje

Para complementar el análisis financiero de la Simulación de Monte Carlo, se aplicó el modelo de curva de aprendizaje de Wright (1936), usando la tasa de aprendizaje de 18,23 % calculada por Hayward (2021) para dispositivos OWC. Se tomó como punto de partida el CAPEX del módulo piloto y se proyectó su reducción a medida que crece la capacidad acumulada instalada a nivel global, evaluando los casos de 1, 10, 100 y 1000 MW.

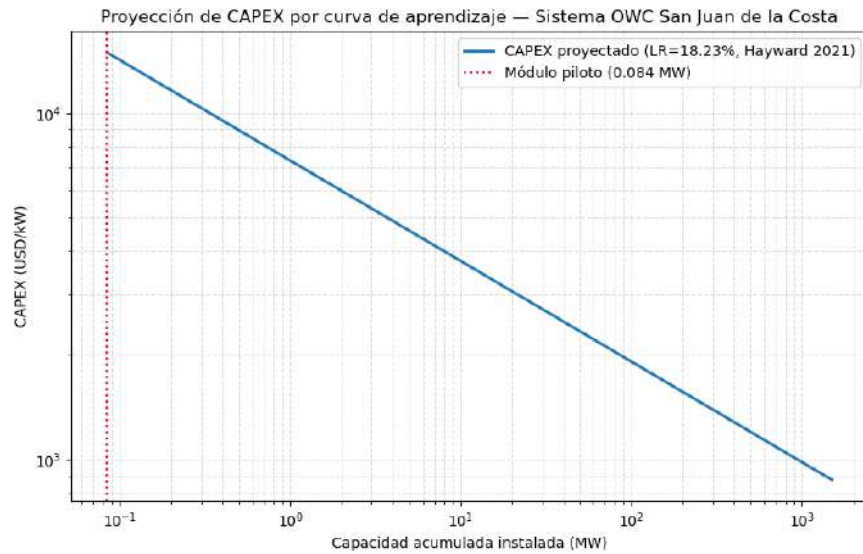


Figura 32: Proyección de CAPEX por curva de aprendizaje.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 32 muestra esta proyección. El CAPEX baja de forma sostenida conforme aumenta la capacidad acumulada, llega a 7.316 USD/kW en 1 MW, 3.749 USD/kW en 10 MW, 1.921 USD/kW en 100 MW y 985 USD/kW en 1.000 MW, lo que representa una reducción de más del 93 % respecto al costo actual del piloto. Esto tiene sentido considerando que la tecnología OWC todavía no cuenta con una cadena de suministro consolidada ni con economías de escala en la fabricación de sus componentes, lo que explica su alto costo actual.

Para proyectar el LCoE en cada uno de estos hitos, se combinó el CAPEX proyectado con un valor de OPEX tomado directamente de los rangos por etapa de la Tabla 1. Para esto, se promedió el rango de OPEX de cada etapa (Primer array, Segundo array y Primer proyecto comercial) y se interpoló entre ellas, dejando el valor fijo fuera de esos rangos. El LCoE se calculó con el mismo horizonte (20 años) y tasa de descuento (8 %) usados en el modelo base, y con la energía anual del módulo piloto (739,04 MWh), sin considerar degradación, para mantener el cálculo simple y comparable entre los distintos hitos.

Los resultados se muestran en la Tabla 6 y en la Figura 33.

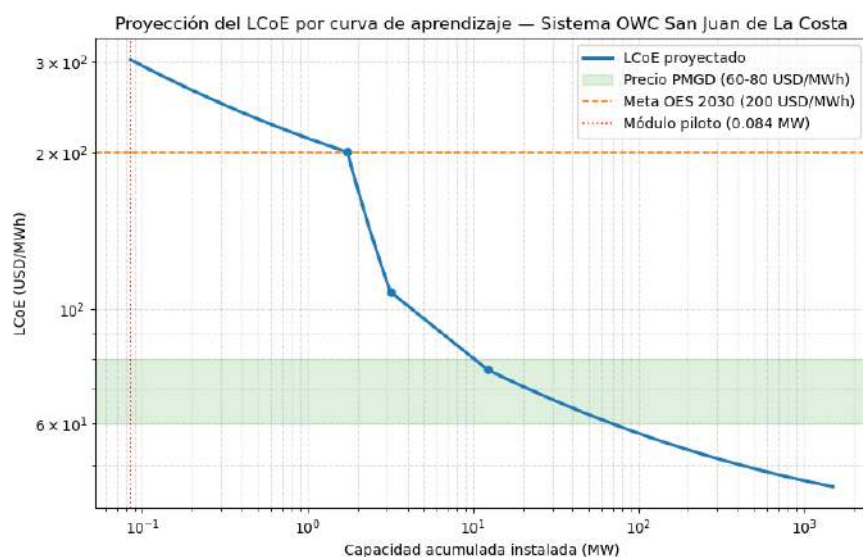


Figura 33: Proyección de LCoE por curva de aprendizaje.

Fuente: Elaboración propia.

Capacidad acumulada (MW)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/año)	LCoE (USD/MWh)
1	7.316	94.781	213,3
10	3.749	27.152	80,3
100	1.921	26.007	57,5
1.000	985	26.007	46,6

Tabla 6: Proyección de CAPEX, OPEX y LCoE por curva de aprendizaje, según capacidad acumulada instalada.

Fuente: Elaboración propia, con base en Hayward (2021) y Ocean Energy Systems (2015).

De esta proyección se puede destacar que el LCoE baja de los 200 USD/MWh (meta de OES para 2030) con apenas 1,74 MW de capacidad acumulada, un nivel bajo frente a la escala global actual de la industria de energías marinas. Por otro lado, el costo nivelado ingresa al rango de precios estabilizados del régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en Chile (60–80 USD/MWh) al alcanzarse los 10,17 MW de capacidad acumulada, convergiendo hacia el límite inferior de dicha banda regulatoria al llegar a los 69,69 MW. Este comportamiento demuestra que la falta de viabilidad financiera detectada en el escenario del PMGD no obedece a una limitación estructural del recurso undimotriz en San Juan de la Costa ni a deficiencias en el diseño del dispositivo OWC, sino que responde a una condición transitoria característica de tecnologías en etapa inicial.

Sin embargo, la materialización de este escenario favorable depende estrictamente de que la industria global mantenga el ritmo de instalación y de inversión en investigación y desarrollo, variables que escapan al control de un proyecto localizado de manera individual en Chile. Adicionalmente, el modelo de aprendizaje empleado resulta conservador al no contabilizar potenciales incrementos en la eficiencia de conversión del dispositivo, los cuales reducirían el LCoE de forma independiente a la caída del CAPEX.

10.5 Cumplimiento Normativo del Módulo Piloto

El desarrollo del módulo piloto en San Juan de la Costa requiere revisar detalladamente cómo se adapta el proyecto a las leyes y normas técnicas chilenas. En primer lugar, respecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), la pequeña escala del dispositivo (84,37 kW) y su objetivo de ser un proyecto piloto significan que no genera los efectos negativos graves que menciona el Artículo 11 de la Ley N° 19.300. Por lo tanto, el proyecto puede tramitarse a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), un proceso mucho más rápido y directo que un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Desde el punto de vista pesquero, la Ley General de Pesca y Acuicultura exige un informe técnico que demuestre que la instalación de la estructura OWC no interfiere con las caletas de pescadores ni con las áreas de manejo y explotación de recursos de la zona. Este requisito se relaciona estrechamente con la Política Nacional de Uso de Borde Costero, lo que obliga a que el diseño del proyecto respete la Zonificación del Borde Costero de la Región de Los Lagos, asegurando que conviva sin problemas con la pesca artesanal, el turismo y las demás actividades económicas de la costa.

En el aspecto eléctrico, conectar el módulo al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es viable gracias a la cercanía de líneas de transmisión de 66 kV y 220 kV cerca de Osorno. Sin embargo, para concretar la conexión se debe presentar un estudio ante el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el cual debe certificar que la red local puede recibir esta energía sin poner en riesgo la estabilidad ni la seguridad del suministro. Como la potencia del piloto (84,37 kW) está muy por debajo del límite de 9 MW que fija el Decreto Supremo N° 88, el proyecto clasifica perfectamente como un Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). Esto le da el derecho legal de vender su energía al precio estabilizado que define el Decreto N° 23 T (Ministerio de Energía, 2025), lo que valida los ingresos calculados en el análisis financiero.

Finalmente, como el proyecto necesita ocupar el fondo marino para la cámara OWC, es obligatorio tramitar una Concesión Marítima ante la Subsecretaría para las Fuerzas Armadas, bajo la fiscalización de DIRECTEMAR. Este permiso es indispensable para obtener el derecho de uso exclusivo de estos espacios públicos durante todo el tiempo que opere el proyecto.

El análisis normativo confirma que el módulo piloto es totalmente compatible con las leyes e instituciones chilenas para proyectos de energía marina, siempre que se gestionen a tiempo los permisos correspondientes. La presentación de la DIA, el informe de compatibilidad pesquera, el estudio de conexión eléctrica, la clasificación como PMGD, la Concesión Marítima y el respeto a la zonificación costera son trámites normales que, bajo las condiciones analizadas, no representan una barrera legal insuperable para realizar el proyecto en San Juan de la Costa.

11 Conclusiones

Este trabajo desarrolló y validó una metodología replicable para evaluar la viabilidad técnica, económica y normativa de proyectos de energía undimotriz en Chile, aplicándola a un caso piloto de sistema OWC en San Juan de la Costa. El análisis inició identificando las variables físicas y oceanográficas que determinan el potencial energético del oleaje, como el viento, la profundidad, las mareas y los parámetros propios de las olas. Este estudio confirmó que la altura significativa y el período del oleaje son los factores más importantes para el rendimiento de un sistema OWC, dado que la potencia capturada escala con la sexta potencia del período. Lo anterior lleva a un criterio de selección de lugares muy diferente al habitual, ya que no se trata de buscar las olas más grandes, sino las más regulares y con mayor tiempo entre una ola y otra.

A nivel geográfico, se confirmó que Chile cuenta con un recurso de alta densidad energética, con valores de entre 20 y 50 kW/m a lo largo de su extenso litoral, aunque su aprovechamiento todavía se encuentra en una etapa experimental. Al cruzar los datos del recurso undimotriz con la infraestructura de transmisión y los niveles de vulnerabilidad energética, fue posible diferenciar dos escenarios claros de aplicación: los proyectos de inyección masiva al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los proyectos de escala local orientados a cerrar brechas de conectividad. Bajo esta mirada, San Juan de la Costa se seleccionó como caso de estudio precisamente por combinar un recurso constante (con una potencia media de 64,01 kW/m, altura significativa de 3,35 m y período medio de 10,20 s) con una condición de alta vulnerabilidad energética. Esto permitió poner a prueba la metodología en un escenario donde la energía de las olas cumple un rol de autoabastecimiento más que de venta masiva de electricidad.

Por su parte, el modelamiento técnico del sistema OWC, validado mediante la conservación de masa y energía y ponderado por una distribución de Weibull ajustada al recurso local, arrojó una potencia media esperada de 87,84 kW y una eficiencia global de 14,37 %. Estos valores son totalmente coherentes con los rangos de entre 10 % y 25 % reportados en la literatura para dispositivos OWC en etapa de demostración, lo que confirma que el diseño evaluado es técnicamente viable y opera de forma estable dentro de su ventana de diseño.

Sin embargo, el análisis de rentabilidad mostró que el proyecto no es financieramente viable bajo el régimen actual de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). En las 10.000 pruebas realizadas en la Simulación de Monte Carlo, el 100 % de las iteraciones arrojó un VAN negativo, registrando una TIR media de -10,8 % y un LCoE mediano de 325 USD/MWh, valores que están muy por sobre el precio estabilizado de 60-80 USD/MWh. El análisis de sensibilidad aclaró que esta falta de rentabilidad se explica casi en su totalidad por la estructura de costos del proyecto (tanto CAPEX como OPEX), y no por el recurso disponible ni por el desempeño del equipo, ya que variables como la energía generada, el precio de venta y la tasa de degradación resultaron prácticamente irrelevantes para el resultado financiero final. A pesar de esto, la proyección de costos por curva de aprendizaje entregó una lectura complementaria muy positiva, bajo una tasa de aprendizaje del 18,23 %, el LCoE del proyecto bajaría del rango de precio PMGD con apenas 10 MW de capacidad acumulada instalada a nivel global. Esta cifra es baja en comparación con la energía marina ya desplegada en el mundo, lo que sugiere que la inviabilidad financiera detectada hoy corresponde a una condición transitoria de una tecnología nueva, y no a una limitación definitiva del recurso chileno.

En el plano normativo, se concluyó que el módulo piloto es compatible con el marco legal e institucional vigente en Chile, por lo que podría tramitarse mediante una Declaración de Impacto

Ambiental (DIA) y clasificar sin problemas para el régimen PMGD. Este camino queda sujeto a la gestión oportuna de los permisos sectoriales correspondientes, que incluyen el informe de compatibilidad pesquera, el estudio de conexión eléctrica, la Concesión Marítima y el ajuste a la zonificación del borde costero.

El análisis general confirma que los resultados obtenidos validan por completo el objetivo de este trabajo, demostrando que la metodología propuesta, que integra localización de emplazamientos, caracterización del recurso, simulación técnica, análisis financiero bajo incertidumbre y validación normativa, es perfectamente aplicable de forma estructurada a un caso real del litoral chileno. Si bien el piloto evaluado no resulta viable económicamente bajo las condiciones actuales de mercado, este enfoque permite identificar con precisión las barreras específicas a superar, principalmente el costo de capital y operación de la tecnología OWC y ofrece una base cuantitativa sólida para volver a evaluar el proyecto a medida que la industria global avance y sus costos disminuyan.

12 Limitaciones

Es importante mencionar que este trabajo consiste en el desarrollo y la validación de una metodología de evaluación técnica y económica, y no representa un proyecto de implementación del modelo OWC. El caso de San Juan de la Costa se usó solo como un ejemplo práctico para probar el modelo propuesto. Por esta razón los resultados obtenidos deben entenderse como una demostración de como funciona la metodología y no como diseños definitivos. La instalación real de un equipo OWC en este lugar o en cualquier otro exigiría estudios detallados que quedan fuera del alcance de esta memoria, tales como mediciones del fondo marino, ensayos en laboratorios, ingeniería básica y de detalle, y cotizaciones reales con proveedores.

Por otro lado, el modelo matemático que se usó para el sistema OWC incluye simplificaciones importantes para que los cálculos se pudieran resolver de forma simple. Entre ellas están el asumir que el aire no se comprime, que las olas son perfectas y regulares, que la cámara de captura es rectangular y que no hay pérdidas por roce. Estas decisiones significan que la potencia y la eficiencia calculadas son aproximaciones teóricas, por lo que no reemplazan a las simulaciones computacionales avanzadas ni a los datos reales de un prototipo físico a escala. Además, para medir el potencial de las olas se usó un solo año de datos horarios, lo que impide ver cómo cambia el oleaje de un año a otro en San Juan de la Costa. Aunque la Simulación de Monte Carlo intenta reflejar esta incertidumbre, usar datos de varios años habría entregado un cálculo mucho más seguro de la energía disponible.

En la parte económica, los costos de instalación y mantenimiento (CAPEX y OPEX) se tomaron de estudios internacionales (Ocean Energy Systems (OES) (2015)) y se actualizaron a dólares de 2024 utilizando el Índice de Precios al Consumidor (CPI) de Estados Unidos, por ser el último período con datos anuales consolidados al momento de hacer este análisis. Cabe notar que usar cifras más recientes del CPI podría ajustar levemente el factor calculado, pero sin alterar las conclusiones generales del estudio. Los costos reales en San Juan de la Costa podrían ser distintos, sobre todo en las tareas que requieren barcos e instalación en el mar, donde contar con puertos cercanos de apoyo es clave. Asimismo, la Simulación de Monte Carlo asume que variables como los costos, la energía anual, el precio de venta y el desgaste del equipo no dependen entre sí. Al no considerar que estas variables podrían estar conectadas, la variedad de los resultados financieros reales podría ser mayor o menor a la calculada.

Finalmente, la proyección de costos por curva de aprendizaje depende de que la industria mundial de energía de olas siga instalando proyectos e invirtiendo en investigación, algo que no se puede asegurar y que no depende de Chile. Además, la tasa de aprendizaje que se usó, de Hayward (2021) se calculó para el caso australiano, de modo que aplicarla a la realidad chilena es una suposición lógica pero que no está probada con datos locales. De la misma forma, el análisis del marco normativo es solo una revisión de documentos vigentes, por lo que no es una aprobación formal de las autoridades ni reemplaza a los trámites obligatorios (ambientales, de pesca, eléctricos y de concesión marítima) que un proyecto real tendría que presentar antes de empezar a construirse.

Referencias

- Aquatera Ltd. (2014). Recommendations for Chile's marine energy strategy. Technical report, Scottish Development International.
- ARENA (s. f.). Carnegie CETO 6 technology. Australian Renewable Energy Agency. Recuperado el 29 de octubre de 2025.
- Ayuntamiento de Mutriku (s. f.). Planta de olas. Mutriku.eus. Recuperado el 29 de octubre de 2025.
- Baldeón Vives, E. A. and Ríos Reyes, P. P. (2025). Diseño de un sistema de generación eléctrica mediante energía undimotriz. Proyecto de titulación, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador.
- Betz, A. (1926). Wind-energy und ihre ausnutzung durch windmühlen. *Vandenhoeck & Ruprecht*.
- Bureau of Labor Statistics (2024). CPI inflation calculator. https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm. U.S. Department of Labor.
- CNE (2024a). Balance de energía. Energía Abierta. Recuperado el 10 de octubre de 2025.
- CNE (2024b). Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento. Technical report, Comisión Nacional de Energía.
- CNE (2024c). Reporte energético nacional 2024. Technical report, Comisión Nacional de Energía.
- CNE (s. f.). Clientes regulados por distribuidora. Energía Abierta. Recuperado en 2025.
- Drew, B., Plummer, A. R., and Sahinkaya, M. N. (2009). A review of wave energy converter technology. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(8):887–902.
- EMEC (2024). Wave devices. European Marine Energy Centre.
- EMEC (s. f.). Pelamis wave power. European Marine Energy Centre. Recuperado el 29 de octubre de 2025.
- Falcão, A. F. O. (2010). Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(3):899–918.
- Hayward, J. (2021). Wave energy cost projections: A report for wave swell energy limited. Technical report, CSIRO, Australia.
- Heath, T. V. (2012). A review of oscillating water columns. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, 370:235–245.
- IEA-OES (2023). Annual report 2023: Ocean energy systems. Technical report, International Energy Agency – Ocean Energy Systems.
- IPCC (2023). Climate change 2023: Synthesis report. Technical report, Intergovernmental Panel on Climate Change.

- IRENA (2022). World energy transitions outlook 2022. Technical report, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2026). Renewable energy statistics 2026. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Lawless, J. F. (2003). *Statistical Models and Methods for Lifetime Data*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2 edition.
- Martínez Arcos, L. F. (2023). Optimización de turbina Wells para el aprovechamiento de energía del oleaje. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México.
- MERIC (2021). Estudio de costos LCoE de energía marina en Chile. Technical report, MERIC / Universidad Austral de Chile.
- Ministerio de Defensa Nacional (1994). Política nacional de uso del borde costero. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Economía, Fomento y Turismo (1991). Ley general de pesca y acuicultura. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Energía (2019). El centro tecnológico MERIC instala en Chile el primer convertidor de energía marina a escala real. Ministerio de Energía.
- Ministerio de Energía (2020a). Decreto supremo N°88: Reglamento de la ley N°20.936 sobre pequeños medios de generación distribuida (PMGD). Diario Oficial de la República de Chile.
- Ministerio de Energía (2020b). Política energética nacional 2050. Gobierno de Chile.
- Ministerio de Energía (2022). Estrategia de transición energética justa. Gobierno de Chile.
- Ministerio de Energía (2025). Decreto N°23 T: Fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala (PMG y PMGD). Diario Oficial de la República de Chile.
- Ministerio de Energía (s. f.a). Explorador de energía marina. <https://marino.minenergia.cl/>. Recuperado en 2025.
- Ministerio de Energía (s. f.b). Mapa de vulnerabilidad energética. <https://energia.gob.cl/mini-sitio/mapa-de-vulnerabilidad-energetica>. s.f. Recuperado en 2025.
- Ministerio de Energía (s. f.c). Visor IDE energía. IDE Energía. Recuperado en 2025.
- Ministerio de Minería (1982). Ley general de servicios eléctricos. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio Secretaría General de la Presidencia (1994). Ley n° 19.300: Bases generales del medio ambiente. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Naciones Unidas (s. f.). ¿qué es el cambio climático? Naciones Unidas. Recuperado el 10 de octubre de 2025.

- Ocean Energy Systems (2015). Annual report: Ocean energy systems 2015. Technical report, IEA Ocean Energy Systems.
- Ocean Energy Systems (OES) (2015). International levelised cost of energy for ocean energy technologies. Technical report, IEA Technology Collaboration Programme for Ocean Energy Systems, Lisbon, Portugal. 48 p.
- Ramírez Baquerizo, F. C. (2025). Estudio de frecuencia undimotriz mediante tecnologías avanzadas de electrónica y automatización. Tesis de maestría, Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Ringwood, J. V., Bacelli, G., and Fusco, F. (2014). Control strategies applied to wave energy converters: State of the art. *IEEE Control Systems Magazine*, 34(5):30–55.
- Rubinstein, R. Y. and Kroese, D. P. (2016). *Simulation and the Monte Carlo Method*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 3 edition.
- Saltelli, A., Ratto, M., Andres, T., Campolongo, F., Cariboni, J., Gatelli, D., Saisana, M., and Tarantola, S. (2008). *Global Sensitivity Analysis: The Primer*. John Wiley & Sons, Chichester, UK.
- Tampier, G., Cifuentes, C., and Parra, C. (2021). Tecnologías de energía undimotriz para Chile: Análisis crítico. White paper, Marine Energy Research and Innovation Center (MERIC) / Universidad Austral de Chile.
- Wright, T. P. (1936). Factors affecting the cost of airplanes. *Journal of the Aeronautical Sciences*, 3(2):122–128.