

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



**MODELO ESTOCÁSTICO DE DOS ETAPAS PARA LA PLANIFICACIÓN DE
EXPANSIÓN Y OPERACIÓN DE UNA MICRORRED AISLADA EN LA ISLA ALEJANDRO
SELKIRK**

BENJAMIN IGNACIO AYALA MORENO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : PROFESOR VICTOR MANUEL ALBORNOZ SANHUEZA
PROFESOR CORREFERENTE : PROFESORA MARÍA PILAR GÁRATE CHATEAU

SEPTIEMBRE 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: **Modelo Estocástico de dos etapas para la planificación de expansión y operación de una microred aislada en la isla Alejandro Selkirk.**

Nombre del candidato(a): **Benjamín Ignacio Ayala Moreno**

Carrera / Grado: **Ingeniería Civil Industrial**

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

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor M. Albornoz Sanhueza, 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: 30-09-2026 Firma: Víctor M. Albornoz S.

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 30-09-2026 Firma: B
AYALA

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.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que, de una u otra manera, hicieron posible el desarrollo de esta memoria.

En primer lugar, agradezco a mi profesor guía por su orientación, disposición y observaciones a lo largo de este proceso, las cuales fueron fundamentales para dar mayor rigurosidad y sentido al trabajo realizado.

Agradezco también a mi madre por su apoyo constante, comprensión y motivación durante esta etapa, especialmente en los momentos de mayor exigencia académica y personal.

Asimismo, agradezco a mis cercanos y amistades, quienes me acompañaron durante este proceso y contribuyeron, directa o indirectamente, a que pudiera avanzar y finalizar esta investigación.

RESUMEN EJECUTIVO

El suministro eléctrico en territorios aislados constituye un desafío estratégico debido a la alta dependencia de combustibles fósiles, los elevados costos logísticos y la vulnerabilidad operacional asociada a interrupciones de abastecimiento. Esta situación es particularmente crítica en la Isla Alejandro Selkirk, ubicada en el Archipiélago Juan Fernández, donde el abastecimiento energético depende históricamente de generación diésel y donde las condiciones geográficas, climáticas y de aislamiento dificultan tanto la continuidad del servicio como la incorporación de infraestructura convencional.

En este contexto, la presente memoria desarrolla un modelo estocástico de dos etapas para la planificación de expansión y operación de una microrred aislada, con el propósito de evaluar trayectorias de transición desde una matriz basada en diésel hacia una mayor participación de energías renovables. La formulación considera decisiones de inversión intertemporales en generación fotovoltaica, generación eólica discreta y almacenamiento en baterías, manteniendo al diésel únicamente como capacidad existente durante una vida útil acotada. Adicionalmente, se incorpora la posibilidad de evaluar energía marina undimotriz como una sensibilidad tecnológica exploratoria. La incertidumbre se representa mediante 30 escenarios contruidos a partir de datos horarios de recurso renovable, agregados en ventanas robustas de 7 días por estación, junto con variaciones en demanda, disponibilidad del diésel y costo del combustible. El problema se implementa en Pyomo y se resuelve como equivalente determinista monolítico mediante HiGHS.

Los resultados del caso base muestran que la transición del sistema no ocurre de manera

uniforme a lo largo del horizonte, sino que está fuertemente condicionada por la permanencia del diésel existente. Durante los primeros cinco años, el sistema conserva el respaldo térmico disponible y lo complementa con inversiones renovables acotadas. Una vez finalizada la vida útil del diésel existente, la solución reconfigura la matriz mediante una expansión conjunta de generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento en baterías. En el caso base, la capacidad final alcanza 30,82 kW fotovoltaicos, 12,50 kW eólicos y un BESS de 62,07 kWh y 5,37 kW. Esta configuración permite atender el 99,9966 % de la demanda del horizonte, con una energía no suministrada acumulada de sólo 21,56 kWh y una participación renovable agregada cercana al 80

Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la robustez de la solución frente a cambios en supuestos relevantes del sistema. La primera sensibilidad, asociada a la senda de política renovable, muestra que modificar la velocidad de crecimiento de las metas afecta la composición de capacidades, pero no elimina el punto estructural de transición asociado al retiro del diésel existente. La segunda sensibilidad, relativa a shocks temporales del precio del diésel, evidencia que el momento del encarecimiento del combustible es relevante: shocks ubicados antes o durante la etapa de transición generan mayores impactos económicos y cambios tecnológicos más marcados que shocks posteriores. La tercera sensibilidad, asociada al criterio de confiabilidad, muestra que exigir un límite más estricto de energía no suministrada incentiva mayor capacidad fotovoltaica y almacenamiento, manteniendo un costo total cercano al caso base. Finalmente, la sensibilidad con energía marina muestra que, bajo los supuestos exploratorios utilizados, esta tecnología puede ser seleccionada por el modelo y modificar de forma importante la estructura de expansión, reduciendo el costo total respecto del caso base, aunque con un leve deterioro en los

indicadores de confiabilidad.

En conjunto, los resultados permiten concluir que la formulación desarrollada constituye una herramienta útil para analizar decisiones de planificación energética en microrredes aisladas bajo incertidumbre. El trabajo muestra que la transición energética en sistemas como Isla Alejandro Selkirk depende no sólo del potencial renovable disponible, sino también de la vida útil del diésel existente, de la exposición temporal al precio del combustible, del criterio de confiabilidad adoptado y de la disponibilidad de tecnologías alternativas. En este sentido, la tesis aporta una base metodológica sólida para estudiar trayectorias de expansión en sistemas insulares aislados y entrega evidencia cuantitativa relevante para la discusión de alternativas energéticas más sostenibles, resilientes y económicamente viables.

Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación	1
2. Objetivos	5
2.1. Objetivo General	5
2.2. Objetivos Específicos	5
3. Marco Teórico	7
3.1. Sistemas eléctricos aislados y microrredes híbridas	8
3.1.1. Sistemas eléctricos aislados	8
3.1.2. Microrredes y microrredes híbridas	9
3.2. Componentes tecnológicos modelados	9
3.2.1. Generación fotovoltaica	9
3.2.2. Generación eólica	10
3.2.3. Generación diésel	10
3.2.4. Almacenamiento en baterías	11
3.2.5. Tecnología marina undimotriz como alternativa exploratoria	12
3.3. Programación estocástica de dos etapas	12
3.3.1. Formulación general	13
3.3.2. Equivalente determinista por escenarios	14
3.3.3. Comentario sobre alternativas como Benders	14
3.4. Construcción de escenarios y representación de la incertidumbre	15
3.4.1. Datos meteorológicos y series renovables	15
3.5. Herramientas computacionales y entorno de implementación	16
3.6. Métricas de desempeño utilizadas en la tesis	17
3.6.1. Energía no suministrada (ENS)	17
3.6.2. Penetración renovable	18
3.6.3. Uso esperado de diésel	18
3.7. Trabajos previos y diferencia respecto de esta tesis	19
3.8. Relevancia del caso de estudio: Isla Alejandro Selkirk	20
4. Metodología	21
4.1. Enfoque metodológico general	21
4.2. Diferencias metodológicas respecto de antecedentes previos	22
4.3. Formulación del problema de optimización	23
4.3.1. Conjuntos e índices	23
4.3.2. Parámetros	24
4.3.3. Variables de decisión	28
4.3.4. Función objetivo	30

4.3.5.	Restricciones	31
4.3.5.1.	Activación y límites de diseño	31
4.3.5.2.	Balance de energía	34
4.3.5.3.	Capacidad de generación	34
4.3.5.4.	Lógica de encendido y arranque del diésel	35
4.3.5.5.	Batería: potencia y estado de carga	36
4.3.5.6.	Soporte síncrono	38
4.3.5.7.	Política renovable	38
4.3.5.8.	Confiabilidad del suministro	39
4.3.5.9.	Factibilidad operativa	39
4.4.	Construcción de bloques y escenarios	39
4.4.1.	Definición de bloques a partir del perfil fotovoltaico	39
4.4.2.	Escenarios robustos mediante ventanas de 7 días	40
4.4.3.	Construcción de la demanda por bloque	41
4.5.	Diseño de análisis de sensibilidad	42
4.5.1.	Sensibilidad de la senda de política renovable	42
4.5.2.	Sensibilidad a shocks temporales del precio del diésel	42
4.5.3.	Sensibilidad al criterio de confiabilidad	43
4.5.4.	Sensibilidad a la incorporación de tecnología marina undimotriz	44
4.6.	Implementación computacional y resolución	44
5.	Caso de estudio: Isla Alejandro Selkirk	46
5.1.	Relación con antecedentes previos del caso	47
5.2.	Ubicación, aislamiento y contexto territorial	48
5.3.	Dinámica socio-productiva y estacionalidad de la ocupación	49
5.4.	Sistema eléctrico existente y dependencia del diésel	50
5.5.	Caracterización de la demanda eléctrica	51
5.6.	Potencial renovable local: solar y eólico	53
5.7.	Datos de entrada y construcción de escenarios para el modelo	54
5.8.	Supuestos de modelación y configuración experimental	56
6.	Resultados	57
6.1.	Caso base	57
6.1.1.	Desempeño computacional	57
6.1.2.	Capacidades e inversiones	58
6.1.3.	Resultados operacionales	61
6.1.4.	Cumplimiento de política renovable y confiabilidad	63
6.1.5.	Lectura económica del caso base	63
6.2.	Sensibilidad a la senda renovable intertemporal	64
6.3.	Sensibilidad a shocks temporales del diésel	68
6.4.	Sensibilidad con incorporación de energía marina	74
7.	Conclusiones y trabajo futuro	78
7.1.	Conclusiones	78
7.2.	Trabajo futuro	82
	Bibliografía	86
A.	Anexos	88
A.1.	Parámetros técnicos base	88
A.2.	Parámetros económicos base	88

A.3. Parámetros del sistema de almacenamiento en baterías	89
A.4. Catálogo tecnológico de alternativas eólicas	90
A.5. Parámetros de energía marina undimotriz	91
A.6. Construcción de escenarios	91
A.7. Archivos exportados por el modelo	93
A.8. Código de implementación computacional	93



Índice de Figuras

5.1. Ubicación de Isla Alejandro Selkirk y del sector La Colonia (Rada La Colonia).	49
5.2. Perfil de demanda por bloques del caso de estudio: dispersión por escenarios y valor esperado, para verano e invierno.	52
5.3. Potencial renovable por bloques: factores de capacidad FV y eólicos por estación, mostrando dispersión de escenarios y valor esperado.	54
6.1. Capacidades instaladas por año en el caso base.	60
6.2. Generación anual por tecnología en el caso base.	62
6.3. Generación anual por tecnología en caso slow.	66
6.4. Generación anual por tecnología en caso fast.	67
6.5. Generación anual por tecnología en caso early.	69
6.6. Generación anual por tecnología en caso mid.	70
6.7. Generación anual por tecnología en caso late.	70
6.8. Generación anual por tecnología en caso strict.	72
6.9. Generación anual por tecnología en caso relaxed.	73
6.10. Generación anual por tecnología en caso energía marina habilitada.	75

1 | Problema de Investigación

El modelo de desarrollo territorial históricamente centralizado de Chile ha generado importantes brechas entre zonas urbanas consolidadas y territorios aislados, especialmente aquellos con condiciones geográficas extremas. Estas localidades, al estar alejadas de los principales centros productivos y logísticos del país, presentan una serie de vulnerabilidades estructurales que afectan directamente su calidad de vida y su continuidad operativa. Según la OCDE (2009), las comunidades aisladas poseen restricciones significativas en el acceso a servicios básicos tales como agua potable, saneamiento, conectividad, educación y, particularmente, suministro eléctrico. Esta precariedad energética limita el desarrollo económico local, reduce la capacidad de operación de servicios públicos esenciales y acentúa fenómenos demográficos como la migración juvenil hacia centros urbanos (Alcalde, 2015), poniendo en riesgo la sostenibilidad cultural y social de estos territorios.

En este contexto, el suministro energético adquiere un rol estratégico para el desarrollo inclusivo, pues permite habilitar actividades productivas, mejorar la habitabilidad, garantizar servicios sanitarios y fortalecer la resiliencia comunitaria (Ministerio de Energía, 2014). No obstante, en territorios aislados o de difícil acceso, como los archipiélagos oceánicos, la dependencia casi absoluta de combustibles fósiles se convierte en un factor crítico. El transporte marítimo del diésel está sujeto a

condiciones climáticas extremas, ventanas de abastecimiento irregulares y altos costos logísticos. Estas limitaciones generan una fuerte vulnerabilidad operativa: retrasos en el abastecimiento pueden dejar a las comunidades sin suministro energético durante días o semanas.

En este escenario, las energías renovables no convencionales (ERNC) emergen como alternativas altamente pertinentes. Tecnologías como la energía solar fotovoltaica y la eólica —las más maduras y ampliamente adoptadas a nivel internacional (Santana, 2014)— permiten reducir la dependencia del diésel y mitigar sus impactos ambientales, disminuyendo simultáneamente la exposición a riesgos logísticos. Diversos organismos internacionales destacan que la incorporación de ERNC constituye un habilitador directo del desarrollo sostenible, contribuyendo a la reducción de emisiones, la disminución de costos energéticos y la mejora de indicadores sociales (ONU, 2011; NRDC y ACERA, 2013; Ministerio de Desarrollo Social, 2015).

Una de las soluciones más eficientes para integrar ERNC en territorios aislados consiste en la implementación de *microrredes eléctricas*. Estas infraestructuras permiten combinar generación renovable, almacenamiento energético y sistemas de respaldo térmico, operando de manera autónoma y, cuando corresponde, completamente desconectadas del sistema eléctrico nacional (Ortiz, 2011; Singh y Singh, 2014). Las microrredes no sólo optimizan el uso de energía renovable, sino que también permiten gestionar contingencias, mejorar la confiabilidad y reducir costos operacionales (Ubilla et al., 2014). Su flexibilidad las vuelve particularmente adecuadas para zonas de difícil acceso o ambientes insulares donde las soluciones de red convencional no son viables técnica o económicamente (Banerji et al., 2012; Zhu et al., 2014).

En Chile, si bien existen iniciativas relevantes —como el proyecto ESUSCON en Huatacondo

(Núñez et al., 2013)— la mayoría de las microrredes piloto se han desarrollado en comunidades rurales continentales. Existe, por tanto, una brecha significativa en la investigación y diseño de sistemas energéticos aplicados a territorios insulares extremos.

Dentro de estos territorios, la Isla Alejandro Selkirk, parte del Archipiélago de Juan Fernández, representa uno de los casos más críticos y desafiantes. Su aislamiento es mayor que el de la Isla Robinson Crusoe: se encuentra a más de 180 kilómetros de distancia, presenta condiciones climáticas especialmente adversas y su abastecimiento energético depende completamente del transporte marítimo de diésel. Sus perfiles de consumo están fuertemente determinados por variaciones estacionales en actividades pesqueras y de conservación ambiental, lo que genera una demanda incierta y altamente fluctuante. Además, la limitada habitabilidad y los riesgos logísticos hacen que cualquier interrupción del suministro eléctrico tenga impactos directos en la continuidad de las actividades económicas y en la seguridad de la comunidad.

Pese a la disponibilidad potencial de energía solar y eólica en la isla, los estudios existentes para el archipiélago han privilegiado enfoques determinísticos y se han centrado principalmente en Robinson Crusoe. No existe a la fecha una evaluación rigurosa basada en modelos estocásticos que incorporen simultáneamente incertidumbre en recursos renovables, variación temporal de la demanda y riesgos operativos asociados al abastecimiento de diésel.

Dadas estas condiciones, surge la necesidad de desarrollar un modelo que permita dimensionar de manera óptima una microrred híbrida para Alejandro Selkirk, evaluando sus costos, confiabilidad y operación bajo escenarios inciertos. La utilización de un modelo de optimización estocástica de dos etapas, formulado como equivalente determinista por escenarios y resuelto de forma monolíti-

ca, constituye una herramienta adecuada para capturar las interdependencias entre decisiones de inversión de largo plazo y decisiones operativas bajo incertidumbre.

En consecuencia, el problema de investigación que aborda esta memoria puede enunciarse de la siguiente manera:

¿Cómo diseñar, dimensionar y evaluar una microrred híbrida para la Isla Alejandro Selkirk que considere generación renovable, almacenamiento energético y respaldo diésel, incorporando incertidumbre en recursos renovables, variabilidad de demanda y condiciones operativas extremas, mediante un modelo de optimización estocástica de dos etapas formulado como equivalente determinista por escenarios y resuelto de forma monolítica?

Este problema implica identificar la combinación óptima de tecnologías, sus capacidades, su operación bajo escenarios estocásticos y los costos asociados, permitiendo evaluar alternativas energéticas sustentables, resilientes y económicamente viables para esta comunidad insular extrema.

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Diseñar y evaluar una microrred híbrida para la Isla Alejandro Selkirk mediante un modelo de optimización estocástica de dos etapas, con el fin de determinar una combinación eficiente de capacidades de generación renovable, almacenamiento energético y respaldo diésel bajo incertidumbre.

2.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar el contexto del sistema aislado de la Isla Alejandro Selkirk, considerando la demanda eléctrica, su estacionalidad, las restricciones logísticas y las condiciones operacionales relevantes para el diseño de una microrred híbrida.
- Representar el problema de planificación mediante una estructura temporal agregada, discretizando el horizonte en años, estaciones y bloques intradiarios, de modo de capturar la variabilidad esencial de la demanda y de los recursos renovables con una formulación computacionalmente tratable.

- Formular un modelo matemático estocástico de dos etapas para la planificación y operación de la microrred, donde la primera etapa defina decisiones de inversión en capacidad y la segunda etapa represente la operación del sistema bajo distintos escenarios de incertidumbre.
- Incorporar en la formulación restricciones asociadas a balance energético, límites tecnológicos, operación del diésel existente, dinámica del sistema de almacenamiento en baterías y criterios de confiabilidad del suministro.
- Construir escenarios de incertidumbre para demanda, disponibilidad renovable, costo relativo del combustible y disponibilidad del diésel, utilizando datos horarios y un procedimiento robusto de agregación temporal basado en ventanas de 7 días por estación.
- Evaluar el desempeño económico y energético de las configuraciones obtenidas a partir de indicadores como costo total esperado descontado, participación renovable, uso de diésel y energía no suministrada.
- Analizar la robustez de la solución base mediante sensibilidades asociadas a la senda renovable intertemporal, shocks temporales del diésel, criterio de confiabilidad del suministro y la incorporación exploratoria de una tecnología marina de tipo undimotriz.

3 | Marco Teórico

Este capítulo presenta los conceptos técnicos y metodológicos que sustentan el diseño óptimo de una microrred híbrida para un sistema eléctrico aislado. En particular, se revisan: (i) fundamentos de sistemas aislados y microrredes híbridas, (ii) componentes tecnológicos relevantes para el caso de estudio, (iii) la formulación de programación estocástica de dos etapas adoptada en esta tesis, (iv) métricas de desempeño efectivamente utilizadas en el análisis, y (v) antecedentes previos relacionados con el archipiélago Juan Fernández y con formulaciones estocásticas de expansión eléctrica.

El caso de estudio corresponde a la Isla Alejandro Selkirk, perteneciente al archipiélago Juan Fernández, donde se busca configurar una microrred híbrida que combine generación fotovoltaica, generación eólica, almacenamiento en baterías y generación diésel existente, incorporando explícitamente la incertidumbre en los recursos renovables, en la demanda eléctrica y en parámetros operacionales relevantes. La incorporación de una tecnología marina de tipo undimotriz no forma parte del caso base del modelo, pero sí se considera más adelante como sensibilidad tecnológica exploratoria.

3.1. Sistemas eléctricos aislados y microrredes híbridas

3.1.1. Sistemas eléctricos aislados

Los sistemas eléctricos aislados corresponden a redes que no se encuentran interconectadas a un sistema eléctrico de mayor escala, como un sistema nacional o regional. Usualmente abastecen comunidades remotas, zonas rurales dispersas o islas, donde la extensión de redes de transmisión resulta técnica o económicamente inviable. En estos sistemas, la seguridad del suministro depende de la generación local y de la disponibilidad efectiva de combustible, repuestos e infraestructura.

En el caso chileno, el aislamiento territorial ha sido reconocido como un factor estructural que incide en el acceso a servicios básicos y en el costo de provisión de infraestructura. El estudio territorial de la OCDE sobre Chile del año 2009 identifica precisamente la existencia de brechas relevantes en territorios alejados y con baja conectividad. En esta tesis, ese marco general resulta pertinente para justificar el interés en sistemas insulares extremos como el archipiélago Juan Fernández.

Desde una perspectiva energética, el Ministerio de Energía, en la Agenda de Energía del año 2014, plantea la necesidad de fortalecer el acceso y la seguridad de suministro en territorios apartados. En sistemas pequeños y aislados, esta problemática se vuelve especialmente crítica debido a la dependencia de generación térmica y a la vulnerabilidad de la logística de abastecimiento.

3.1.2. Microrredes y microrredes híbridas

Una microrred puede entenderse como un conjunto de cargas, recursos energéticos distribuidos y sistemas de almacenamiento coordinados dentro de límites eléctricos definidos, con capacidad de operar como una entidad controlable. En términos generales, una microrred integra tres bloques básicos :generación, almacenamiento y demanda.

Cuando la microrred combina tecnologías renovables y convencionales, se habla de una microrred híbrida. En el contexto de esta memoria, ello implica la combinación de generación fotovoltaica, generación eólica, almacenamiento en baterías y generación diésel de respaldo.

El atractivo de estas configuraciones radica en que permiten reducir consumo de combustibles fósiles, disminuir exposición a problemas logísticos de abastecimiento, mejorar continuidad de servicio y reducir emisiones. Sin embargo, su diseño óptimo es más complejo que el de un sistema puramente térmico, pues requiere representar simultáneamente la variabilidad del recurso renovable, la evolución de la demanda y la necesidad de asegurar suministro bajo incertidumbre.

3.2. Componentes tecnológicos modelados

3.2.1. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica transforma radiación solar en electricidad y constituye una alternativa particularmente atractiva en territorios aislados por su modularidad, bajo requerimiento de operación local y potencial de integración con sistemas de almacenamiento. En el caso de Alejandro Selkirk, antecedentes previos como la memoria de Jiménez y Vives (2017) reportan un recurso solar

suficiente para justificar su consideración dentro de la cartera tecnológica.

En esta memoria, la generación fotovoltaica se modela como una tecnología renovable no despachable cuya disponibilidad depende del perfil temporal del recurso. Operacionalmente, la energía aprovechable queda limitada por la capacidad instalada y por factores de capacidad construidos a partir de series horarias simuladas.

3.2.2. Generación eólica

La generación eólica también se incorpora como alternativa renovable relevante para el caso de estudio. Su principal ventaja frente a la fotovoltaica es que puede aportar energía fuera de las horas de radiación, por lo que actúa como fuente complementaria dentro de una microrred híbrida. En el modelo de esta tesis, la expansión eólica se representa mediante opciones discretas de capacidad, lo que permite reflejar de mejor manera decisiones de instalación por unidades tecnológicas.

La inclusión de eólica en sistemas aislados también exige considerar restricciones prácticas asociadas al emplazamiento, el impacto ambiental y la variabilidad del recurso. Por ello, si bien esta tecnología forma parte central de la formulación, su interpretación debe hacerse junto con las limitaciones territoriales del caso.

3.2.3. Generación diésel

El diésel representa la fuente térmica de respaldo del sistema. En el caso de estudio, el modelo no contempla expansión de diésel nuevo, sino únicamente la operación de capacidad existente durante una vida útil acotada. Esta decisión es importante porque transforma al diésel en una tecnología transitoria dentro de la trayectoria de expansión, y no en una alternativa abierta de

inversión.

El rol del diésel en la formulación es doble. Por una parte, entrega respaldo frente a baja disponibilidad renovable. Por otra, actúa como referencia de costo y de seguridad de suministro. Aun cuando el objetivo general de la tesis es analizar la transición hacia una mayor participación renovable, el diésel sigue siendo clave para representar la realidad de sistemas aislados con dependencia histórica del combustible.

3.2.4. Almacenamiento en baterías

El almacenamiento en baterías permite desacoplar temporalmente generación y consumo, cumpliendo un rol central en sistemas aislados con alta participación renovable. En esta tesis, la batería se modela distinguiendo capacidad de energía y capacidad de potencia, lo que permite representar de forma más flexible el compromiso entre tamaño del sistema y desempeño operativo.

A nivel conceptual, el almacenamiento permite:

- absorber excedentes renovables,
- desplazar energía entre bloques temporales,
- reducir uso de diésel,
- y mejorar confiabilidad del suministro.

En el modelo, su operación se representa mediante variables de carga, descarga y estado de carga, además de restricciones de eficiencia y límites de operación.

3.2.5. Tecnología marina undimotriz como alternativa exploratoria

Dentro del conjunto amplio de tecnologías renovables, la energía marina constituye una familia de alternativas que aprovechan el recurso oceánico mediante olas, corrientes u otras formas de energía del mar. En la memoria de Felipe Rodríguez (2024), la energía oceánica se presenta precisamente como una tecnología todavía en etapa inicial de desarrollo, con distintos dispositivos de conversión aún en fase experimental. En ese sentido, su grado de madurez tecnológica es menor que el de opciones más consolidadas como la fotovoltaica, la eólica o las baterías.

En esta tesis, la tecnología marina de tipo undimotriz no se incorpora como parte de la configuración base del modelo. Su interés radica en que podría representar una fuente renovable adicional para sistemas insulares con exposición al recurso oceánico. Sin embargo, debido a la mayor incertidumbre asociada a sus costos, desempeño operativo y adecuación específica al caso de estudio, su inclusión se limita a un análisis exploratorio posterior mediante sensibilidad tecnológica.

3.3. Programación estocástica de dos etapas

La programación estocástica de dos etapas es un marco adecuado cuando existe una separación natural entre decisiones de largo plazo y decisiones operacionales bajo incertidumbre. En términos generales, primero se toman decisiones antes de observar la realización de la incertidumbre, y luego se ajusta la operación una vez que dicha incertidumbre se materializa.

En el contexto de esta tesis, esta estructura resulta natural. En una primera etapa se decide la expansión de capacidades, mientras que en una segunda etapa se representa la operación del sistema

frente a distintos escenarios de recurso renovable, demanda y condiciones operacionales. Como referencia metodológica, el texto clásico de Birge y Louveaux (2011) entrega la formulación general de este tipo de problemas. Asimismo, el trabajo de Alborno, Benario y Rojas (2004) constituye un antecedente metodológico cercano, al desarrollar un modelo estocástico de dos etapas para expansión de sistemas eléctricos.

3.3.1. Formulación general

Sea x el vector de decisiones de primera etapa y sea ξ el vector aleatorio que representa la incertidumbre. Al discretizar la incertidumbre en un conjunto de escenarios, la formulación general de dos etapas puede escribirse como:

$$\min_{x \in \mathcal{X}} C^{\text{inv}}(x) + \sum_{s \in \mathcal{S}} p_s Q_s(x), \quad (3.1)$$

donde:

- $\mathcal{X}$ representa el conjunto factible de decisiones de inversión de primera etapa, incluyendo no negatividad, cotas superiores y otras restricciones estructurales sobre las variables de expansión;
- $C^{\text{inv}}(x)$ representa el costo asociado a las decisiones de inversión;
- $\mathcal{S}$ es el conjunto de escenarios;
- p_s es la probabilidad del escenario s ;
- $Q_s(x)$ representa el costo mínimo de operación asociado al escenario s , dado un plan de inversión x .

En esta tesis, esta formulación general se particulariza a una microrred aislada con expansión intertemporal. Es decir, las decisiones de primera etapa corresponden a capacidades instaladas por tecnología, mientras que la segunda etapa modela el despacho bajo distintos escenarios. No se detallan aquí todas las restricciones algebraicas del problema completo, ya que dichas expresiones se presentan más adelante en el capítulo metodológico, donde se introduce la formulación efectivamente utilizada en la memoria.

3.3.2. Equivalente determinista por escenarios

Una forma estándar de resolver un problema estocástico de dos etapas consiste en construir su equivalente determinista. Esto implica replicar las variables y restricciones operacionales para cada escenario y acoplarlas con las variables de inversión de primera etapa. El resultado es un único problema de optimización de mayor tamaño, pero resoluble directamente con software de optimización.

En esta tesis se adopta esta estrategia debido a que la discretización temporal por estaciones y bloques reduce significativamente el tamaño del modelo respecto de una representación horaria completa. Esto permite resolver el problema de manera directa sin recurrir a algoritmos iterativos de descomposición.

3.3.3. Comentario sobre alternativas como Benders

La descomposición de Benders, o método L-shaped, es una técnica clásica en programación estocástica de dos etapas cuando el número de escenarios o la granularidad temporal vuelve demasiado grande el equivalente determinista. Sin embargo, en esta tesis no se implementa ese esquema

de resolución. La razón es práctica: al trabajar con agregación temporal por estaciones y bloques, y con un número acotado de escenarios robustos, el tamaño del modelo se mantiene tratable en forma monolítica.

En ese sentido, el enfoque aquí adoptado se diferencia de alternativas más complejas de descomposición, privilegiando una implementación más directa y coherente con el alcance de la memoria. La formulación final sigue siendo estocástica de dos etapas, pero se resuelve mediante su equivalente determinista y no a través de Benders.

3.4. Construcción de escenarios y representación de la incertidumbre

La incertidumbre en esta tesis se representa a través de escenarios discretos. Cada escenario recoge información sobre disponibilidad renovable, demanda y ciertos parámetros operacionales. Esta forma de representación es consistente tanto con la literatura clásica de programación estocástica como con el enfoque metodológico utilizado en la formulación final.

Un aspecto distintivo del trabajo es que los escenarios renovables no se construyen a partir de días aislados, sino a partir de promedios sobre ventanas de días. Esto busca evitar que la formulación dependa excesivamente de observaciones atípicas o de perfiles extremos poco representativos para planificación.

3.4.1. Datos meteorológicos y series renovables

Las series horarias de producción fotovoltaica y eólica utilizadas en esta tesis se obtuvieron mediante la plataforma Renewables.ninja. La base metodológica de esta herramienta, para fotovol-

taico y viento, se apoya en los trabajos de Pfenninger y Staffell (2016) y Staffell y Pfenninger (2016). En consecuencia, el uso de esta plataforma no se interpreta aquí como una “caja negra”, sino como una fuente secundaria de datos simulados respaldada por literatura especializada.

A partir de esas series horarias, la información se procesa y agrega en estaciones y bloques. Este tratamiento constituye una diferencia importante respecto de antecedentes más agregados del caso, ya que permite incorporar incertidumbre renovable de forma explícita dentro del modelo de optimización.

3.5. Herramientas computacionales y entorno de implementación

La implementación computacional del modelo se realiza en Python utilizando Pyomo, biblioteca de modelación algebraica descrita por Bynum y coautores (2021). Esta herramienta permite construir de manera transparente conjuntos, variables, restricciones y función objetivo, manteniendo una correspondencia clara entre formulación matemática e implementación computacional.

La resolución se realiza mediante HiGHS, solver de código abierto compatible con Pyomo. Su selección en esta tesis responde a criterios prácticos: disponibilidad abierta, compatibilidad con la formulación implementada y capacidad de resolver problemas lineales y enteros mixtos de tamaño medio. En este sentido, el interés no está en desarrollar teoría de algoritmos del solver, sino en utilizar una herramienta computacional adecuada y reproducible para ejecutar las corridas del modelo.

3.6. Métricas de desempeño utilizadas en la tesis

A continuación se presentan únicamente las métricas efectivamente utilizadas en el análisis del caso base y de las sensibilidades.

3.6.1. Energía no suministrada (ENS)

La energía no suministrada representa la cantidad de energía que el sistema no logra abastecer debido a insuficiencia de generación, almacenamiento o respaldo disponible. En esta tesis se utiliza como principal métrica de confiabilidad y, además, se penaliza en la función objetivo para reflejar el costo asociado a déficits de suministro.

Su expresión esperada puede escribirse como:

$$\mathbb{E}[\text{ENS}] = \sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{y \in \mathcal{Y}} DF_y \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} ENS_{y,k,b,s}, \quad (3.2)$$

donde:

- p_s es la probabilidad del escenario s ;
- DF_y es el factor de descuento del año y ;
- W_k representa la ponderación temporal de la estación k ;
- $ENS_{y,k,b,s}$ corresponde a la energía no suministrada en el año y , estación k , bloque b y escenario s .

3.6.2. Penetración renovable

La penetración renovable se utiliza para medir la proporción de energía servida que proviene de tecnologías renovables. En esta tesis se consideran como renovables la generación fotovoltaica y la generación eólica. Su expresión esperada puede representarse como:

$$\text{PenRen} = \frac{\sum_s p_s \sum_y \sum_k W_k \sum_b (E_{y,k,b,s}^{\text{PV}} + E_{y,k,b,s}^{\text{WD}})}{\sum_s p_s \sum_y \sum_k W_k \sum_b (D_{y,k,b,s} - ENS_{y,k,b,s})}. \quad (3.3)$$

En esta expresión:

- $E_{y,k,b,s}^{\text{PV}}$ corresponde a la energía fotovoltaica utilizada;
- $E_{y,k,b,s}^{\text{WD}}$ corresponde a la energía eólica utilizada;
- $D_{y,k,b,s}$ representa la demanda del bloque;
- $ENS_{y,k,b,s}$ representa la energía no suministrada.

Esta métrica es particularmente importante porque conecta directamente la operación del sistema con la política renovable evaluada en la tesis.

3.6.3. Uso esperado de diésel

Otra métrica relevante es la energía anual esperada generada por diésel, ya que permite cuantificar de forma directa la dependencia residual del sistema respecto del combustible fósil. Su expresión es:

$$\mathbb{E}[\text{DG}] = \sum_s p_s \sum_y \sum_k W_k \sum_b E_{y,k,b,s}^{\text{DG}}, \quad (3.4)$$

donde $E_{y,k,b,s}^{DG}$ corresponde a la energía diésel generada en cada combinación de año, estación, bloque y escenario.

Esta medida se utiliza en la tesis tanto para interpretar el desempeño energético del sistema como para analizar el cumplimiento de trayectorias de transición alejadas del predominio térmico.

3.7. Trabajos previos y diferencia respecto de esta tesis

En esta tesis se reconocen explícitamente dos tipos de antecedentes previos. El primero corresponde a trabajos metodológicos sobre programación estocástica de dos etapas, entre los cuales destacan Birge y Louveaux (2011) como referencia general, y Albornoz, Benario y Rojas (2004) como antecedente metodológico cercano en expansión eléctrica. El segundo corresponde a antecedentes aplicados sobre microrredes y electrificación aislada, especialmente la memoria de Jiménez y Vives (2017), utilizada como base para contextualizar el caso de estudio.

La relación con esos antecedentes debe entenderse en términos de apoyo y diferenciación. En esta tesis:

- se utilizan antecedentes previos para caracterizar el caso y justificar la pertinencia del problema;
- se toman órdenes de magnitud de demanda, recurso y contexto territorial desde estudios previos;
- pero no se replica de manera directa una formulación anterior ni un análisis de sensibilidad previamente reportado.

La principal diferencia del presente trabajo respecto de esos antecedentes es que aquí se construye un modelo estocástico propio, con discretización temporal en estaciones y bloques, escenarios robustos contruidos a partir de ventanas de días, capacidad diésel existente con vida útil acotada, selección final de tecnologías distinta a configuraciones exploradas preliminarmente, y un conjunto de sensibilidades propio centrado en la senda renovable intertemporal, los shocks temporales del diésel, la vida útil del diésel existente y la incorporación exploratoria de una tecnología marina undimotriz.

3.8. Relevancia del caso de estudio: Isla Alejandro Selkirk

Alejandro Selkirk constituye un caso particularmente exigente dentro del contexto chileno por su aislamiento, dependencia histórica del diésel y vulnerabilidad logística. A diferencia de sistemas conectados a una red mayor, aquí cualquier déficit de planificación o falla de abastecimiento tiene impacto directo sobre la continuidad del servicio.

Estas características justifican el uso de un modelo de optimización bajo incertidumbre. La variabilidad intra-diaria del recurso solar, la intermitencia del viento, las restricciones prácticas para emplazar infraestructura y la necesidad de asegurar niveles mínimos de servicio hacen que un enfoque determinista puro resulte insuficiente para capturar adecuadamente el problema. En consecuencia, la programación estocástica de dos etapas aparece en esta tesis como una herramienta adecuada para analizar compromisos entre costo, confiabilidad y transición renovable en un sistema aislado extremo.

4 | Metodología

4.1. Enfoque metodológico general

La presente investigación aborda el problema de planificación y operación de una microrred aislada para la Isla Alejandro Selkirk mediante un modelo de programación estocástica de dos etapas. En la primera etapa se adoptan decisiones de inversión, comunes a todos los escenarios, mientras que en la segunda etapa se representa la operación del sistema bajo distintas realizaciones de la incertidumbre.

La formulación se implementa como un equivalente determinista por escenarios. Sin embargo, dado que el modelo incorpora variables binarias e integrales asociadas a activación de proyectos, selección discreta de unidades eólicas, arranque del diésel y lógica de instalación del almacenamiento, el problema final no corresponde a un modelo lineal continuo, sino a un modelo lineal entero mixto estocástico (MILP) en su equivalente determinista.

La formulación final del caso base considera como tecnologías candidatas de inversión:

- generación fotovoltaica,
- generación eólica discreta,

- almacenamiento en baterías.

El diésel no se expande, sino que se modela únicamente como capacidad existente disponible durante una vida útil acotada. Adicionalmente, la formulación permite habilitar una tecnología marina de tipo undimotriz en una sensibilidad tecnológica, la cual no forma parte del caso base, pero sí se incorpora explícitamente en la estructura matemática del modelo.

4.2. Diferencias metodológicas respecto de antecedentes previos

La metodología adoptada en esta tesis se apoya en dos tipos de antecedentes. Por una parte, se utilizan referencias metodológicas de programación estocástica de dos etapas, especialmente el texto de Birge y Louveaux (2011) y el trabajo de Albornoz, Benario y Rojas (2004), este último como antecedente cercano en expansión eléctrica bajo incertidumbre. Por otra parte, se utilizan antecedentes aplicados sobre electrificación aislada y microrredes en territorios remotos, especialmente la memoria de Jiménez y Vives (2017), la cual sirve como base para contextualizar el caso de estudio y levantar órdenes de magnitud de demanda, recurso y condiciones generales del sistema.

No obstante, la presente tesis no replica de manera directa una formulación previa. Las principales diferencias metodológicas del trabajo son las siguientes:

- se utiliza una discretización temporal en años, estaciones y bloques intradiarios;
- la incertidumbre renovable se representa mediante escenarios robustos construidos a partir de ventanas de 7 días;
- el diésel se modela únicamente como capacidad existente con vida útil acotada y sin expansión

adicional;

- la expansión eólica se representa mediante opciones discretas de distinto tamaño;
- el almacenamiento se modela separando capacidad de energía y capacidad de potencia;
- el costo variable del diésel se calibra explícitamente a partir de precio de combustible, tipo de cambio, consumo específico y sobre costo logístico insular;
- la tecnología marina se incorpora como alternativa opcional en una sensibilidad tecnológica;
- el diseño experimental incorpora sensibilidades propias sobre senda renovable intertemporal, shocks temporales del diésel, criterio de confiabilidad del suministro e incorporación exploratoria de tecnología marina.

De esta forma, la metodología empleada utiliza antecedentes previos como apoyo para estructurar el problema, pero desarrolla una formulación y un diseño experimental propios.

4.3. Formulación del problema de optimización

A continuación se presenta la formulación matemática implementada para representar las decisiones de inversión y operación de la microrred bajo incertidumbre.

4.3.1. Conjuntos e índices

- $\mathcal{Y} = \{1, \dots, T\}$: años del horizonte de planificación.
- $\mathcal{K}$: conjunto de estaciones representativas.
- $\mathcal{B}$: conjunto de bloques intradiarios.

- $\mathcal{S} = \{1, \dots, S\}$: escenarios de incertidumbre.
- $\mathcal{O}$: conjunto de alternativas discretas de aerogeneradores.
- C^{REN} : casos considerados para la senda de política renovable.
- C^D : casos considerados para los shocks temporales del diésel.
- C^{ENS} : casos considerados para el criterio de confiabilidad.
- C^M : casos considerados para la incorporación de energía marina.

Los valores específicos de estos conjuntos para el caso de estudio se presentan en la Sección 5.

4.3.2. Parámetros

Descuento y ponderaciones.

- p_s : probabilidad del escenario $s \in \mathcal{S}$, con $\sum_{s \in \mathcal{S}} p_s = 1$.
- $DF_y = (1 + r)^{-(y-1)}$: factor de descuento del año y , con tasa r .
- W_k : días representados por la estación k .
- $h_{k,b}$: duración del bloque b en la estación k .

Demanda y recurso renovable por escenario.

- $D_{y,k,b,s}$: demanda eléctrica del año y , estación k , bloque b y escenario s , en kWh por bloque del día típico.
- $cf_{k,b,s}^{PV} \in [0, 1]$: factor de capacidad promedio fotovoltaico.

- $c_{k,b,s}^{WD} \in [0, 1]$: factor de capacidad promedio eólico.
- $c_{k,b,s}^{MAR} \in [0, 1]$: factor de capacidad promedio de la tecnología marina, utilizado sólo cuando la sensibilidad marina se encuentra habilitada.

Diésel existente.

- $K_y^{DG,exist}$: capacidad diésel existente disponible en el año y .
- $a_s^{DG} \in (0, 1]$: factor de disponibilidad del diésel en el escenario s .
- κ_s^{fuel} : multiplicador estocástico del costo variable del combustible diésel en el escenario s .
- λ_y^D : multiplicador determinístico anual del costo del diésel, que incorpora escalamiento real y shocks temporales de combustible.
- L^{DG} : vida útil asumida del diésel existente.

El costo base del combustible diésel se construye explícitamente a partir del precio del combustible, el tipo de cambio, el consumo específico del generador y el sobre costo logístico insular:

$$c^{DG,fuel} = \left(\frac{P^{D,CLP/L}}{TC^{CLP/USD}} \right) q^{DG} (1 + \pi^{D, isla}). \quad (4.1)$$

donde $P^{D,CLP/L}$ corresponde al precio base del diésel en Chile, $TC^{CLP/USD}$ al tipo de cambio, q^{DG} al consumo específico del generador en litros por kWh y $\pi^{D, isla}$ al sobre costo logístico asociado a la condición insular.

Almacenamiento en baterías. En esta tesis se utiliza el término **BESS** (*Battery Energy Storage System*) para referirse al sistema de almacenamiento en baterías completo. Este sistema se representa separando capacidad de energía y capacidad de potencia.

- $\eta_s^{ch}, \eta_s^{dis}$: eficiencias de carga y descarga en el escenario s .
- σ_0 : fracción de estado de carga inicial.
- $\sigma^{min}, \sigma^{max}$: fracciones mínima y máxima del estado de carga.
- ρ : parámetro de *C-rate*, tal que $K_y^{BP} \leq \rho K_y^{BE}$.
- ε^B : utilización mínima esperada del sistema BESS cuando éste se encuentra instalado.

Costos.

- c_y^{PV} : CAPEX fotovoltaico por kW instalado en el año y .
- $c_y^{PV,fix}$: costo fijo de activación de proyecto fotovoltaico en el año y .
- $c^{WD,o}$: CAPEX por unidad de la opción eólica $o \in O$.
- $c^{WD,FOM,o}$: costo fijo anual de operación y mantenimiento eólico asociado a la opción o .
- c^{MAR} : CAPEX de energía marina por kW instalado.
- $c^{MAR,fix}$: costo fijo de activación o ampliación de la tecnología marina.
- $c^{MAR,FOM}$: costo fijo anual de operación y mantenimiento de la tecnología marina.
- c^{BE} : CAPEX de energía de batería por kWh.
- c^{BP} : CAPEX de potencia de batería por kW.

- $c^{BESS,fix}$: costo fijo de primera puesta en servicio del sistema BESS.
- $c^{BADD,fix}$: costo fijo de ampliación anual del sistema BESS.
- $c^{B,FOM}$: fracción anual de operación y mantenimiento del BESS respecto de su CAPEX instalado.
- $c^{PV,FOM}$: costo fijo anual de operación y mantenimiento fotovoltaico.
- $c^{DG,fix}$: costo fijo anual de operación y mantenimiento del diésel por kW disponible.
- $c^{DG,fuel}$: costo variable base del combustible diésel por kWh generado.
- $c^{DG,nonfuel}$: costo variable no asociado a combustible del diésel.
- $c^{DG,start}$: costo de arranque del diésel.
- c^{ENS} : costo por energía no suministrada.
- c^{spill} : penalización por derrame.
- c^{thr} : costo por throughput de batería.
- $c^{REN,slack}$: penalización por incumplimiento de la política renovable.

Límites de diseño y operación.

- $\overline{K}^{PV}, \overline{K}^{WD}, \overline{K}^{MAR}, \overline{K}^{BE}, \overline{K}^{BP}$: máximos de capacidad acumulada.
- $x^{PV,min}$: tamaño mínimo de ampliación fotovoltaica.
- $x^{MAR,min}$: tamaño mínimo de ampliación marina.
- $x^{BE,min}, x^{BP,min}$: mínimos de ampliación del BESS en energía y potencia.

- $\Delta^{PV,max}$: expansión fotovoltaica máxima permitida por año.
- $\Delta^{WD,max}$: expansión eólica máxima permitida por año.
- $\Delta^{MAR,max}$: expansión marina máxima permitida por año.
- $\Delta^{BE,max}, \Delta^{BP,max}$: expansión máxima anual del BESS en energía y potencia.
- $\phi^{DG,min}$: fracción mínima de carga técnica del diésel.
- τ^{start} : pérdida efectiva de horas por arranque del diésel.
- γ^{sync} : fracción mínima de soporte síncrono para respaldar generación no síncrona mientras exista diésel.
- $\alpha^{ENS,max}$: fracción máxima de ENS esperada respecto de la demanda anual esperada.

Política renovable.

■

Habilitación de tecnología marina.

- $e^{MAR} \in 0, 1$: parámetro binario que habilita la tecnología marina. En el caso base $e^{MAR} = 0$, mientras que en la sensibilidad marina $e^{MAR} = 1$.

4.3.3. Variables de decisión

Primera etapa: inversión. Para cada $y \in \mathcal{Y}$:

- $x^{PV} * y \geq 0$: inversión incremental en capacidad fotovoltaica (kW).

- $z^{PV} * y \in 0, 1$: activación de inversión fotovoltaica.
- $n^{WD} * y, o \in \mathbb{Z} * +$: número de unidades eólicas de tipo $o \in O$ instaladas en el año y .
- $x_y^{MAR} \geq 0$: inversión incremental en capacidad marina (kW).
- $z_y^{MAR} \in 0, 1$: activación de inversión marina.
- $x_y^{BE} \geq 0$: inversión incremental en capacidad de energía del BESS (kWh).
- $x_y^{BP} \geq 0$: inversión incremental en capacidad de potencia del BESS (kW).
- $z_y^{B,on} \in 0, 1$: variable binaria que indica si el sistema BESS se encuentra instalado y disponible en el año y .
- $z_y^{B,first} \in 0, 1$: variable binaria que identifica el año de primera instalación del BESS.
- $z_y^{B,add} \in 0, 1$: variable binaria de ampliación del BESS en el año y .

A partir de estas decisiones se definen las capacidades acumuladas:

$$K_y^{PV} = \sum_{\tau \leq y} x_{\tau}^{PV}, \quad (4.2)$$

$$K_y^{WD} = \sum_{\tau \leq y} \sum_{o \in O} n_{\tau,o}^{WD} \cdot \bar{k}_o^{WD}, \quad (4.3)$$

$$K_y^{MAR} = \sum_{\tau \leq y} x_{\tau}^{MAR}, \quad (4.4)$$

$$K_y^{BE} = \sum_{\tau \leq y} x_{\tau}^{BE}, \quad (4.5)$$

$$K_y^{BP} = \sum_{\tau \leq y} x_{\tau}^{BP}. \quad (4.6)$$

donde $\bar{k}_o^{WD}$ representa el tamaño unitario de la opción eólica o .

Segunda etapa: operación por año, estación, bloque y escenario. Para todo $(y, k, b, s) \in \mathcal{Y} \times \mathcal{K} \times \mathcal{B} \times \mathcal{S}$:

- $p_{y,k,b,s}^{PV} \geq 0$: energía fotovoltaica utilizada.
- $p_{y,k,b,s}^{WD} \geq 0$: energía eólica utilizada.
- $p_{y,k,b,s}^{MAR} \geq 0$: energía marina utilizada.
- $p_{y,k,b,s}^{DG} \geq 0$: energía generada por diésel.
- $p_{y,k,b,s}^{ch} \geq 0, ; p_{y,k,b,s}^{dis} \geq 0$: energía de carga y descarga del BESS.
- $SOC_{y,k,b,s} \geq 0$: estado de carga al final del bloque.
- $ENS_{y,k,b,s} \geq 0$: energía no suministrada.
- $spill_{y,k,b,s} \geq 0$: derrame de energía.
- $u_{y,k,b,s}^{DG} \in 0, 1$: estado encendido/apagado del diésel.
- $su_{y,k,b,s}^{DG} \in 0, 1$: variable de arranque del diésel.

Además, se incorpora una variable anual de holgura para la política renovable:

$$\xi_y^{REN} \geq 0 \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.7)$$

4.3.4. Función objetivo

La función objetivo minimiza el costo total esperado descontado del sistema:

$$\begin{aligned}
\min \quad Z = \sum_{y \in \mathcal{Y}} DF_y & \left[c_y^{PV,fix} z_y^{PV} + c^{PV} * y x^{PV} * y + \sum_{*o \in Oc^{WD,o}} n^{WD} * y, o \right. \\
& + c^{MAR,fix} z_y^{MAR} + c^{MAR} x^{MAR} * y + c^{BESS,fix} z^{B,first} * y + c^{BADD,fix} z^{B,add} * y \\
& + c^{BE} x^{BE} * y + c^{BP} x^{BP} * y \left. \right] [0,5em] + \sum_{*y \in \mathcal{Y}DF_y} \left[c^{PV,FOM} K^{PV} * y + c^{MAR,FOM} K^{MAR} * y + c^{DG,fix} K^{DG,exist} * y \right. \\
& + \sum_{*o \in Oc^{WD,FOM,o}} \bar{k}^{WD} * o \sum_{*\tau \leq y} n^{WD} * \tau, o \\
& + c^{B,FOM} (c^{BE} K^{BE} * y + c^{BP} K^{BP} * y) + c^{REN,slack} \xi^{REN} * y \left. \right] [0,5em] + \sum_{*y \in \mathcal{Y}DF_y} \sum_{*s \in Sp_s} \sum_{*k \in Kw_k} \sum_{*b \in B} \left[\right. \\
& (c^{DG,fuel} \lambda^D * y k^{fuel} * s + c^{DG,nonfuel}) p^{DG} * y, k, b, s \\
& + c^{DG,start} su^{DG} * y, k, b, s + c^{ENS} ENS * y, k, b, s \\
& \left. + c^{spill} spill * y, k, b, s + c^{thr} (p^{ch} * y, k, b, s + p^{dis} * y, k, b, s) \right]. \quad (4.8)
\end{aligned}$$

4.3.5. Restricciones

4.3.5.1. Activación y límites de diseño

A diferencia de formulaciones preliminares, la versión final del modelo no impone un calendario exógeno de no inversión durante los primeros años. De esta forma, el momento de entrada de cada tecnología queda determinado endógenamente por el problema de optimización.

La inversión fotovoltaica requiere activación binaria:

$$x_y^{PV} \leq \bar{K}^{PV} z_y^{PV}, \quad x_y^{PV} \geq x^{PV,min} z_y^{PV}, \quad x_y^{PV} \leq \Delta^{PV,max}. \quad (4.9)$$

La tecnología marina sólo puede instalarse cuando la sensibilidad correspondiente se encuentra

habilitada:

$$z_y^{MAR} \leq e^{MAR}, x_y^{MAR} \leq \bar{K}^{MAR} z_y^{MAR}, x_y^{MAR} \geq x^{MAR,min} z_y^{MAR}, x_y^{MAR} \leq \Delta^{MAR,max}. \quad (4.10)$$

Las capacidades acumuladas quedan acotadas por:

$$K_y^{PV} \leq \bar{K}^{PV}, \quad K_y^{WD} \leq \bar{K}^{WD}, \quad K_y^{MAR} \leq \bar{K}^{MAR} e^{MAR}, \quad K_y^{BE} \leq \bar{K}^{BE}, \quad K_y^{BP} \leq \bar{K}^{BP}, \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.11)$$

Para el almacenamiento se mantiene la restricción de *C-rate*:

$$K_y^{BP} \leq \rho K_y^{BE} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.12)$$

La primera puesta en servicio del BESS puede ocurrir a lo más una vez:

$$\sum_{y \in \mathcal{Y}} z_y^{B,first} \leq 1. \quad (4.13)$$

La lógica de existencia acumulada del BESS queda dada por:

$$z_1^{B,on} = z_1^{B,first}, z^{B,on} * y = z^{B,on} * y - 1 + z_y^{B,first} \quad \forall y \in \mathcal{Y} \setminus 1. \quad (4.14)$$

En la implementación, el año de primera instalación también activa una ampliación del sistema:

$$z_y^{B,first} \leq z_y^{B,add} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.15)$$

Además, las ampliaciones sólo pueden ocurrir cuando el BESS se encuentra instalado:

$$z_y^{B,add} \leq z_y^{B,on} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.16)$$

La capacidad acumulada de energía del BESS sólo puede existir si el sistema ya fue activado:

$$K_y^{BE} \leq \bar{K}^{BE} z_y^{B,on} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.17)$$

La inversión anual del BESS queda acotada por:

$$x_y^{BE} \leq \bar{K}^{BE} z_y^{B,add}, \quad (4.18)$$

$$x_y^{BP} \leq \bar{K}^{BP} z_y^{B,add}, \quad (4.19)$$

$$x_y^{BE} \geq x^{BE,min} z_y^{B,add}, \quad (4.20)$$

$$x_y^{BP} \geq x^{BP,min} z_y^{B,add}, \quad (4.21)$$

$$x_y^{BE} \leq \Delta^{BE,max}, \quad (4.22)$$

$$x_y^{BP} \leq \Delta^{BP,max}. \quad (4.23)$$

Para evitar saltos excesivamente bruscos en la inversión eólica, se impone una cota de expansión anual:

$$\sum_{o \in \mathcal{O}} \bar{k}^{WD} * o, n^{WD} * y, o \leq \Delta^{WD,max} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.24)$$

4.3.5.2. Balance de energía

Para todo $(y, k, b, s) \in \mathcal{Y} \times \mathcal{K} \times \mathcal{B} \times \mathcal{S}$:

$$p_{y,k,b,s}^{PV} + p_{y,k,b,s}^{WD} + p_{y,k,b,s}^{MAR} + p_{y,k,b,s}^{DG} + p_{y,k,b,s}^{dis} + ENS_{y,k,b,s} = D_{y,k,b,s} + p_{y,k,b,s}^{ch} + spill_{y,k,b,s}. \quad (4.25)$$

4.3.5.3. Capacidad de generación

Las energías generadas por bloque quedan acotadas por la capacidad instalada, el factor de capacidad correspondiente y la duración del bloque:

$$p_{y,k,b,s}^{PV} \leq cf_{k,b,s}^{PV} \cdot K_y^{PV} \cdot h_{k,b}, \quad (4.26)$$

$$p_{y,k,b,s}^{WD} \leq cf_{k,b,s}^{WD} \cdot K_y^{WD} \cdot h_{k,b}, \quad (4.27)$$

$$p_{y,k,b,s}^{MAR} \leq cf_{k,b,s}^{MAR} \cdot K_y^{MAR} \cdot h_{k,b}, \quad \forall (y, k, b, s) \in \mathcal{Y} \times \mathcal{K} \times \mathcal{B} \times \mathcal{S}. \quad (4.28)$$

Para el diésel, la energía generada en cada bloque queda limitada por la capacidad existente, su disponibilidad escenáfica y las horas efectivas de operación:

$$p_{y,k,b,s}^{DG} \leq a_s^{DG} \cdot K_y^{DG,exist} \cdot h_{y,k,b,s}^{eff}. \quad (4.29)$$

Las horas efectivas disponibles en cada bloque se definen como:

$$h_{y,k,b,s}^{eff} h_{k,b} \cdot u_{y,k,b,s}^{DG} \tau^{start} \cdot su_{y,k,b,s}^{DG}. \quad (4.30)$$

Además, cuando el generador se encuentra encendido, debe respetar una carga mínima técnica:

$$p_{y,k,b,s}^{DG} \geq \phi^{DG,min} \cdot a_s^{DG} \cdot K_y^{DG,exist} \cdot h_{y,k,b,s}^{eff}. \quad (4.31)$$

Estas restricciones se aplican para todo $(y, k, b, s) \in \mathcal{Y} \times \mathcal{K} \times \mathcal{B} \times \mathcal{S}$.

4.3.5.4. Lógica de encendido y arranque del diésel

La variable de arranque se activa cuando el diésel pasa de apagado a encendido entre bloques consecutivos. Para el primer bloque de cada estación se utiliza como referencia un estado inicial apagado, evitando la circularidad artificial entre el último y el primer bloque. Así, para todo (y, k, s) :

$$su_{y,k,1,s}^{DG} \geq u_{y,k,1,s}^{DG}, \quad su_{y,k,b,s}^{DG} \geq u_{y,k,b,s}^{DG} u_{y,k,b-1,s}^{DG} \quad \forall b \in 2, 3, 4. \quad (4.32)$$

y además:

$$su_{y,k,b,s}^{DG} \leq u_{y,k,b,s}^{DG} \quad \forall (y, k, b, s). \quad (4.33)$$

Una vez terminada la vida útil del diésel existente, se impone:

$$u_{y,k,b,s}^{DG} = 0 \quad \forall y : K_y^{DG,exist} = 0. \quad (4.34)$$

4.3.5.5. Batería: potencia y estado de carga

La potencia de carga y descarga por bloque se acota por la potencia instalada:

$$p_{y,k,b,s}^{ch} \leq K_y^{BP}, h_{k,b}, p_{y,k,b,s}^{dis} \leq K_y^{BP}, h_{k,b}. \quad (4.35)$$

La batería sólo puede cargarse con energía renovable:

$$p_{y,k,b,s}^{ch} \leq p_{y,k,b,s}^{PV} + p_{y,k,b,s}^{WD} + p_{y,k,b,s}^{MAR} \quad \forall (y, k, b, s). \quad (4.36)$$

El estado de carga cumple:

$$\sigma^{min} K_y^{BE} \leq SOC_{y,k,b,s} \leq \sigma^{max} K_y^{BE}. \quad (4.37)$$

La dinámica del estado de carga dentro de cada estación se modela como:

$$SOC_{y,k,1,s} = \sigma_0 K_y^{BE} + \eta_s^{ch} p_{y,k,1,s}^{ch} - \frac{p_{y,k,1,s}^{dis}}{\eta_s^{dis}}. \quad (4.38)$$

$$SOC_{y,k,b,s} = SOC_{y,k,b-1,s} + \eta_s^{ch} p_{y,k,b,s}^{ch} - \frac{p_{y,k,b,s}^{dis}}{\eta_s^{dis}}, \quad \forall b \in \{2, 3, 4\}. \quad (4.39)$$

$$SOC_{y,k,4,s} = \sigma_0 K_y^{BE}. \quad (4.40)$$

En la formulación actual no se utiliza una binaria de modo para la batería. Esto significa que la simultaneidad de carga y descarga no se prohíbe explícitamente mediante una restricción lógica. Sin embargo, dicha simultaneidad se vuelve energéticamente ineficiente y económicamente poco atractiva, debido a que la carga y la descarga enfrentan eficiencias menores que uno y a que cada ciclo incurre en un costo de throughput. Por esta razón, el modelo tiende a evitar ciclos artificiales de carga y descarga simultánea sin valor operativo real.

Adicionalmente, para evitar la instalación de un sistema BESS sin uso operativo, se impone una restricción de utilización mínima esperada sobre el horizonte completo:

$$\sum_{y \in \mathcal{Y}} \sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} (p_{y,k,b,s}^{ch} + p_{y,k,b,s}^{dis}) \geq \epsilon^B \sum_{y \in \mathcal{Y}} z_y^{B,first}. \quad (4.41)$$

Esta restricción no obliga a que la batería se utilice en todos los años, sino que exige que, si el BESS se instala, exista un uso esperado mínimo acumulado durante el horizonte de planificación.

4.3.5.6. Soporte síncrono

Mientras el diésel existente se encuentre disponible, se exige una fracción mínima de generación síncrona para respaldar la inyección de las fuentes no síncronas:

$$p_{y,k,b,s}^{DG} \geq \gamma^{sync} (p_{y,k,b,s}^{PV} + p_{y,k,b,s}^{WD} + p_{y,k,b,s}^{MAR}). \quad (4.42)$$

para todo año y con $K_y^{DG,exist} > 0$. Esta restricción deja de aplicarse una vez retirado el diésel existente.

4.3.5.7. Política renovable

Desde el año $y^{pol} = 4$, se limita el uso esperado del diésel como fracción de la energía servida esperada:

$$\sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} p_{y,k,b,s}^{DG} \leq (1 - \text{REN_TARGET}_y^{(c)}) \left[\sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} (D_{y,k,b,s} \text{ENS}_{y,k,b,s} + \xi_y^{REN} \right] \quad (4.43)$$

La variable ξ_y^{REN} representa una holgura penalizada que evita infactibilidades severas y permite distinguir entre cumplimiento estricto de la meta renovable y cumplimiento relajado mediante penalización.

4.3.5.8. Confiabilidad del suministro

Con el objetivo de evitar soluciones de mínimo costo con niveles excesivos de déficit, se incorpora una restricción explícita sobre la fracción anual esperada de energía no suministrada:

$$\sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} ENS_{y,k,b,s} \leq \alpha^{ENS,max} \sum_{s \in \mathcal{S}} p_s \sum_{k \in \mathcal{K}} W_k \sum_{b \in \mathcal{B}} D_{y,k,b,s} \quad \forall y \in \mathcal{Y}. \quad (4.44)$$

4.3.5.9. Factibilidad operativa

La presencia de las variables $ENS_{y,k,b,s} \geq 0$ y $spill_{y,k,b,s} \geq 0$ garantiza que el subproblema operativo sea siempre factible para cualquier plan de inversión. En particular, el modelo puede absorber déficits de capacidad mediante energía no suministrada penalizada, y excesos de generación mediante derrame.

4.4. Construcción de bloques y escenarios

4.4.1. Definición de bloques a partir del perfil fotovoltaico

A partir de series horarias fotovoltaicas, se construye para cada estación un perfil horario promedio $\overline{cf}_{k,h}^{PV}$ con $h \in 1, \dots, 24$. Utilizando un umbral pv_{thr} , se identifican:

- la primera hora con generación significativa;
- la última hora con generación significativa;
- la hora de máximo recurso.

Con estos hitos se particiona el día en cuatro bloques que representan madrugada, mañana, tarde y noche, garantizando que ningún bloque quede vacío y que la cobertura horaria sea completa.

4.4.2. Escenarios robustos mediante ventanas de 7 días

Cada escenario s se construye promediando una ventana de 7 días por estación:

1. se selecciona una ventana de 7 días dentro del conjunto de días disponibles de la estación;
2. se promedian los perfiles horarios de producción fotovoltaica y eólica sobre dicha ventana;
3. estos perfiles horarios se agregan a bloques para obtener $cf_{k,b,s}^{PV}$ y $cf_{k,b,s}^{WD}$.

Este procedimiento reduce la sensibilidad a días atípicos y permite representar de forma más robusta la incertidumbre del recurso renovable.

En el caso de la tecnología marina, al tratarse de una sensibilidad exploratoria, el factor de capacidad se construye a partir de valores base estacionales. Para cada escenario se aplica una variación aleatoria alrededor de dichos valores, acotada dentro de un rango técnicamente admisible:

$$cf_{k,b,s}^{MAR} = \min \left\{ 0,80, \max \left\{ 0,05, \overline{cf_k}^{MAR} \mu_s^{MAR} \right\} \right\}. \quad (4.45)$$

Además, cada escenario incorpora multiplicadores aleatorios para:

- demanda;

- costo variable del diésel;
- disponibilidad del diésel;
- eficiencia de ida y vuelta de la batería.

En consecuencia, el modelo distingue entre dos niveles de variación del costo del diésel:

- una componente estocástica por escenario, representada por κ_s^{fuel} ;
- una componente determinística anual, representada por λ_y^D , utilizada en las sensibilidades de shock temporal del combustible.

4.4.3. Construcción de la demanda por bloque

La energía anual base del año 1, denotada por E_1^{ann} , se proyecta mediante una tasa de crecimiento g :

$$E_y^{ann} = E_1^{ann} (1 + g)^{y-1}. \quad (4.46)$$

Luego, esta energía anual se distribuye entre estaciones usando ponderaciones fijas α_{summer} y α_{winter} . Posteriormente, se obtiene una demanda diaria típica por estación y se reparte entre bloques utilizando un perfil horario relativo, obteniéndose así los valores $D_{y,k,b,s}$. Finalmente, la demanda de cada escenario se ajusta mediante un multiplicador estocástico de demanda.

4.5. Diseño de análisis de sensibilidad

Con el fin de evaluar la robustez de la solución base frente a cambios en parámetros exógenos y supuestos estructurales relevantes, se incorporan cuatro análisis de sensibilidad. En todos los casos se mantiene la estructura principal de escenarios de recurso renovable y demanda, modificando únicamente el parámetro o supuesto objeto de análisis. De esta forma, las diferencias observadas en los resultados pueden asociarse de manera directa al cambio introducido en cada sensibilidad.

4.5.1. Sensibilidad de la senda de política renovable

La primera sensibilidad consiste en variar la trayectoria anual de metas renovables. Para ello se define un conjunto de casos $c \in C^{REN}$, entre los cuales se consideran:

- una senda base;
- una senda slow, donde la exigencia renovable aumenta más lentamente;
- una senda fast, donde la exigencia renovable aumenta más rápidamente.

Cada caso modifica el parámetro $REN_TARGET_y^{(c)}$, manteniendo constante el resto de la formulación. Esta sensibilidad permite analizar si una mayor o menor velocidad de transición renovable modifica la composición tecnológica y el costo total del sistema.

4.5.2. Sensibilidad a shocks temporales del precio del diésel

La segunda sensibilidad introduce shocks temporales en el costo del diésel. Para ello se define un conjunto de casos $d \in C^D$, asociados a trayectorias anuales del multiplicador λ_y^D . Estas

trayectorias permiten representar:

- un caso base, sin shock extraordinario;
- un caso shock early, con encarecimiento temprano del combustible;
- un caso shock mid, con encarecimiento intermedio;
- un caso shocklate, con encarecimiento tardío.

Esta sensibilidad busca identificar si el momento en que ocurre un aumento del precio del diésel afecta la trayectoria óptima de inversión, la dependencia térmica y el costo total esperado del sistema.

4.5.3. Sensibilidad al criterio de confiabilidad

La tercera sensibilidad evalúa el efecto de modificar el límite máximo anual permitido de energía no suministrada esperada. Para ello se consideran tres casos:

- un caso base, con $\alpha^{ENS,max} = 0,5$
- un caso strict, con $\alpha^{ENS,max} = 0,1$
- un caso relaxed, con $\alpha^{ENS,max} = 3,0$

Esta sensibilidad permite analizar cómo cambia la planificación cuando se exige un mayor o menor nivel de confiabilidad operacional. En particular, permite observar si un criterio más estricto induce mayor inversión en capacidad renovable o almacenamiento, y si un criterio más flexible reduce costos a cambio de aceptar un mayor nivel de ENS.

4.5.4. Sensibilidad a la incorporación de tecnología marina undimotriz

La cuarta sensibilidad corresponde a la incorporación exploratoria de una tecnología marina de tipo undimotriz. Esta alternativa no forma parte del caso base, sino que se evalúa de manera complementaria con el objetivo de analizar si una fuente renovable oceánica podría mejorar el desempeño del sistema bajo ciertas condiciones de costo y recurso.

Para esta sensibilidad se habilitan variables de inversión y operación marina, junto con sus costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, límites de capacidad y factores de capacidad estacionales. Dado el nivel de incertidumbre tecnológica y la menor madurez relativa de esta opción para el caso de estudio, sus resultados se interpretan como exploratorios y no como base central de la formulación.

4.6. Implementación computacional y resolución

La formulación se implementa en Python mediante Pyomo, biblioteca de modelación algebraica descrita por Bynum y coautores (2021), y se resuelve con HiGHS, solver de código abierto compatible con esta estructura de problema. Las corridas reportadas en esta tesis se ejecutan bajo un límite de tiempo y una tolerancia de brecha relativa predefinidos, con el fin de equilibrar calidad de solución y tiempo computacional.

La salida del modelo incluye, entre otros elementos:

- capacidades instaladas por año;
- inversiones incrementales por tecnología;

- número de unidades eólicas instaladas por opción;
- operación esperada por bloque;
- balances anuales de energía;
- verificación del cumplimiento de política renovable y uso de holguras;
- descomposición total y anual de costos;
- indicadores computacionales de resolución;
- resultados comparativos para las distintas sensibilidades.

5 | Caso de estudio: Isla Alejandro Selkirk

En este capítulo se presenta el caso de estudio utilizado para evaluar el modelo de planificación y operación de una microrred híbrida en un sistema aislado en Chile. La selección de Isla Alejandro Selkirk responde a su condición de aislamiento extremo, la dependencia histórica del diésel y la disponibilidad potencial de recursos renovables locales, particularmente solar y eólico. La construcción de los datos de entrada —demanda, recursos renovables y supuestos de operación— se realiza utilizando fuentes secundarias, antecedentes técnicos previos y datos simulados horarios de producción renovable, procesados para ser consistentes con la estructura temporal del modelo, compuesta por años, estaciones, bloques intradiarios y escenarios de incertidumbre.

La formulación final del caso de estudio considera como alternativas de expansión la generación fotovoltaica, la generación eólica discreta y el almacenamiento en baterías, manteniendo al diésel únicamente como capacidad existente durante una vida útil acotada. La alternativa mini-hidro de pasada fue evaluada en etapas preliminares del trabajo, pero se descartó de la configuración final del caso de estudio por falta de evidencia física suficiente para justificar su inclusión como tecnología representativa del sistema.

5.1. Relación con antecedentes previos del caso

Para la construcción del caso de estudio se utilizaron antecedentes previos sobre electrificación aislada y sobre el Archipiélago Juan Fernández. En particular, la memoria de Jiménez y Vives (2017) se utilizó como referencia para contextualizar el problema de microrredes en sistemas aislados y para apoyar el levantamiento de información base del territorio, el sistema energético local y órdenes de magnitud de demanda y recurso. En ese trabajo se propone una metodología de diseño para microrredes renovables en contextos aislados y se reportan antecedentes relevantes para la caracterización energética de la isla.

En esta tesis, dicho antecedente no se reproduce de forma directa ni se replica como formulación. Su uso se limita al levantamiento del caso de estudio y a la identificación de parámetros base y supuestos iniciales. La principal diferencia con ese tipo de antecedentes radica en que el presente trabajo adopta una formulación propia de planificación bajo incertidumbre con una estructura temporal agregada en estaciones y bloques, construye escenarios robustos a partir de ventanas de 7 días, considera un conjunto final de tecnologías compuesto por fotovoltaico, eólica discreta, batería y diésel existente, y desarrolla sensibilidades específicas sobre senda de política renovable, shocks temporales del diésel y costos fotovoltaicos variables en el tiempo.

Asimismo, la presente tesis descarta la mini-hidro de pasada por falta de sustento físico suficiente para el caso de estudio. Esta decisión también constituye una diferencia importante respecto de antecedentes donde se exploraron más tecnologías, ya que en este trabajo se privilegia una configuración final más coherente con la evidencia física disponible y con el alcance efectivo de

la investigación.

5.2. Ubicación, aislamiento y contexto territorial

La Isla Alejandro Selkirk (también conocida históricamente como “Más Afuera”) forma parte del Archipiélago Juan Fernández, Región de Valparaíso. El poblado principal asociado al caso de estudio es *La Colonia* (también referida como Rada La Colonia), ubicado aproximadamente en las coordenadas 33°44'S y 80°45'W. La isla se encuentra a más de 800 km de la costa continental, condición que intensifica desafíos logísticos y eleva el costo de provisión de insumos críticos, tales como combustible, repuestos e infraestructura. Esta condición de aislamiento extremo resulta coherente con las brechas estructurales reportadas para territorios aislados en el estudio territorial de la OCDE sobre Chile del año 2009.

El archipiélago se encuentra además bajo un régimen de protección ambiental, lo que impone restricciones relevantes para el emplazamiento y operación de infraestructura energética. En términos de accesibilidad general, el ingreso depende de transporte marítimo y aéreo de baja frecuencia, altamente condicionado por el clima. Esta combinación de aislamiento geográfico, complejidad logística y sensibilidad ambiental convierte a la isla en un caso especialmente relevante para estudiar estrategias de transición energética en sistemas aislados de pequeña escala. En este sentido, la Agenda de Energía del Ministerio de Energía (2014) resulta pertinente como marco general para justificar la relevancia del suministro energético en territorios aislados.



Figura 5.1: Ubicación de Isla Alejandro Selkirk y del sector La Colonia (Rada La Colonia).

5.3. Dinámica socio-productiva y estacionalidad de la ocupación

La ocupación de la isla presenta una estacionalidad marcada, asociada a la actividad productiva predominante: la pesca artesanal, y en particular la temporada de extracción de langosta. En este contexto, una fracción significativa de la población reside en la isla principalmente durante la

temporada productiva, aproximadamente entre octubre y mayo. Esta dinámica afecta tanto el nivel de demanda eléctrica como su composición, incluyendo usos de refrigeración, iluminación, higiene y recreación.

En el modelo, esta estacionalidad se representa explícitamente mediante dos estaciones, verano e invierno, cada una con ponderación semestral de 182.5 días. Esta estructura permite capturar, de manera agregada, diferencias tanto en los perfiles de demanda como en la disponibilidad de recurso renovable entre ambos periodos del año.

5.4. Sistema eléctrico existente y dependencia del diésel

El sistema eléctrico local se caracteriza por ser de pequeña escala y estar basado en generación térmica diésel. Se reporta la existencia de un motor diésel comunitario con potencia del orden de decenas de kVA que alimenta una red de distribución básica hacia viviendas e infraestructura comunitaria. La operación actual del sistema no es continua durante las 24 horas del día, sino que se realiza en ventanas horarias acotadas, principalmente en horario nocturno, con extensiones puntuales para actividades específicas y durante la temporada escolar. Estos antecedentes son consistentes con la caracterización general del caso levantada en trabajos previos sobre electrificación aislada del archipiélago, especialmente en la memoria de Jiménez y Vives (2017).

Adicionalmente, se observa el uso extendido de generación individual mediante motores eléctricos en viviendas, lo que incrementa el consumo y costo de combustibles a nivel domiciliario. La logística de combustible es un factor crítico, ya que el abastecimiento depende del transporte marítimo desde el continente y presenta alta sensibilidad a condiciones meteorológicas. La combina-

ción de dependencia del diésel, complejidad logística y restricciones de continuidad del servicio sustenta la motivación para evaluar alternativas híbridas con mayor penetración renovable.

En la formulación implementada en esta tesis, el sistema base considera una capacidad diésel existente equivalente a aproximadamente 56 kW, asociada a un generador de 70 kVA con factor de potencia 0.8. Esta capacidad se considera disponible durante los primeros cinco años del horizonte de planificación, tras lo cual se asume el retiro de la capacidad existente. De esta forma, el modelo no contempla expansión de diésel nuevo, sino únicamente la operación de la capacidad térmica actualmente disponible.

5.5. Caracterización de la demanda eléctrica

Para el consumo eléctrico del poblado se dispone de estimaciones basadas en levantamientos en terreno y encuestas a la comunidad. En particular, en la memoria de Jiménez y Vives (2017) se reporta una demanda eléctrica mensual promedio actual del orden de 2.43 MWh/mes, así como una demanda proyectada del orden de 3.1 MWh/mes bajo un escenario de provisión de electricidad 24 horas al día y adquisición de equipamiento adicional. En esta tesis, dichos valores se utilizan como insumo base del caso y no como resultado propio, sirviendo únicamente para fijar un orden de magnitud consistente de la demanda inicial del sistema.

En coherencia con el objetivo de dimensionar una microrred con mayor continuidad de suministro, en esta tesis se adopta como demanda anual base del año 1:

$$E_1^{\text{anual}} = 12 \times 3,1 \text{ MWh} = 37,2 \text{ MWh/año}, \quad (5.1)$$

y se considera una tasa de crecimiento anual exógena de 2 %.

Dado que no se cuenta con mediciones horarias locales continuas, la demanda intradiaria se representa mediante un perfil horario normalizado de 24 horas (*día típico*). Sin embargo, para mantener tractabilidad computacional, el modelo no opera a nivel horario, sino que agrega la operación en $|\mathcal{B}| = 4$ bloques intradiarios por estación. En particular, el perfil horario se utiliza para construir participaciones de demanda por bloque y así obtener una demanda por bloque $D_{y,k,b,s}$ coherente con el consumo anual, la estacionalidad y la incertidumbre por escenario. Esta es una diferencia relevante respecto de antecedentes previos más agregados, ya que aquí se explicita una descomposición temporal por estaciones y bloques que luego se integra a la formulación estocástica.

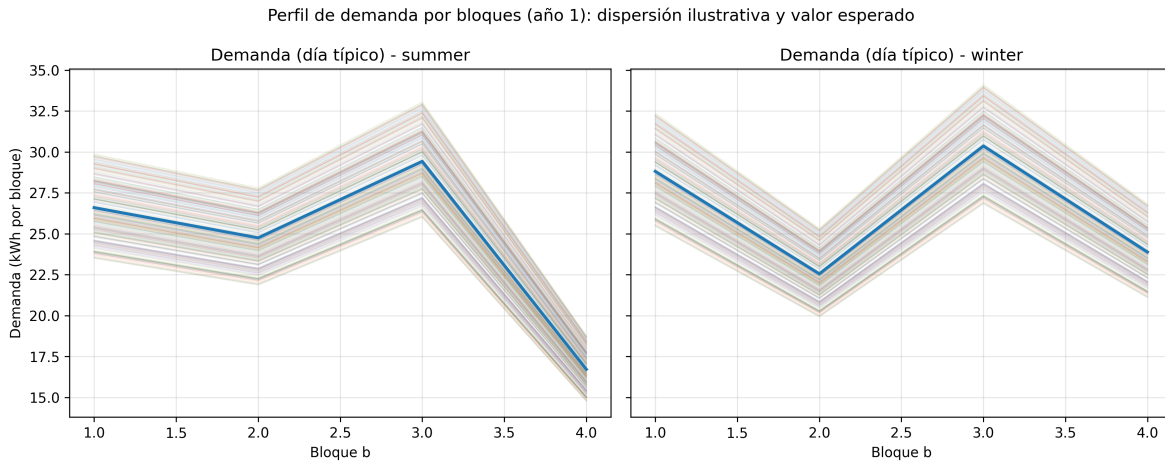


Figura 5.2: Perfil de demanda por bloques del caso de estudio: dispersión por escenarios y valor esperado, para verano e invierno.

Para transparencia y reproducibilidad, la partición intradiaria en bloques se exporta desde el código en un archivo de definición. La Tabla 5.1 muestra la definición de bloques empleada en los experimentos reportados.

Tabla 5.1: Definición de bloques intradiarios por estación utilizada en el caso de estudio.

Estación	Bloque	n_h	Horas incluidas
Verano	1	8	1–8
Verano	2	6	9–14
Verano	3	6	15–20
Verano	4	4	21–24
Invierno	1	8	1–8
Invierno	2	5	9–13
Invierno	3	6	14–19
Invierno	4	5	20–24

5.6. Potencial renovable local: solar y eólico

El potencial renovable del caso de estudio se analiza principalmente en función de recursos solares y eólicos. En antecedentes previos del archipiélago, particularmente en la memoria de Jiménez y Vives (2017), se reportan niveles de radiación global del orden de $4.25 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, equivalentes aproximadamente a $1,550 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, y velocidades medias de viento del orden de 6.15 m/s a 50 m . En esta tesis, esos valores se utilizan únicamente como contexto general del caso de estudio. La representación operativa del recurso renovable no se toma directamente de ese trabajo, sino que se construye a partir de series horarias simuladas.

En particular, las series horarias de producción fotovoltaica y eólica se obtuvieron mediante la plataforma Renewables.ninja. La base metodológica de esa plataforma, para la simulación de fotovoltaico y viento, se apoya en los trabajos de Pfenninger y Staffell (2016) y Staffell y Pfenninger (2016). A partir de dichas series se construyen factores de capacidad agregados por estación y bloque, consistentes con la discretización temporal adoptada en el modelo. Esta representación es coherente con la lógica del caso: el recurso fotovoltaico se concentra en los bloques centrales del día, mientras que el recurso eólico presenta una disponibilidad más distribuida y, por tanto, un mayor

valor potencial como fuente de reemplazo del diésel en el largo plazo.

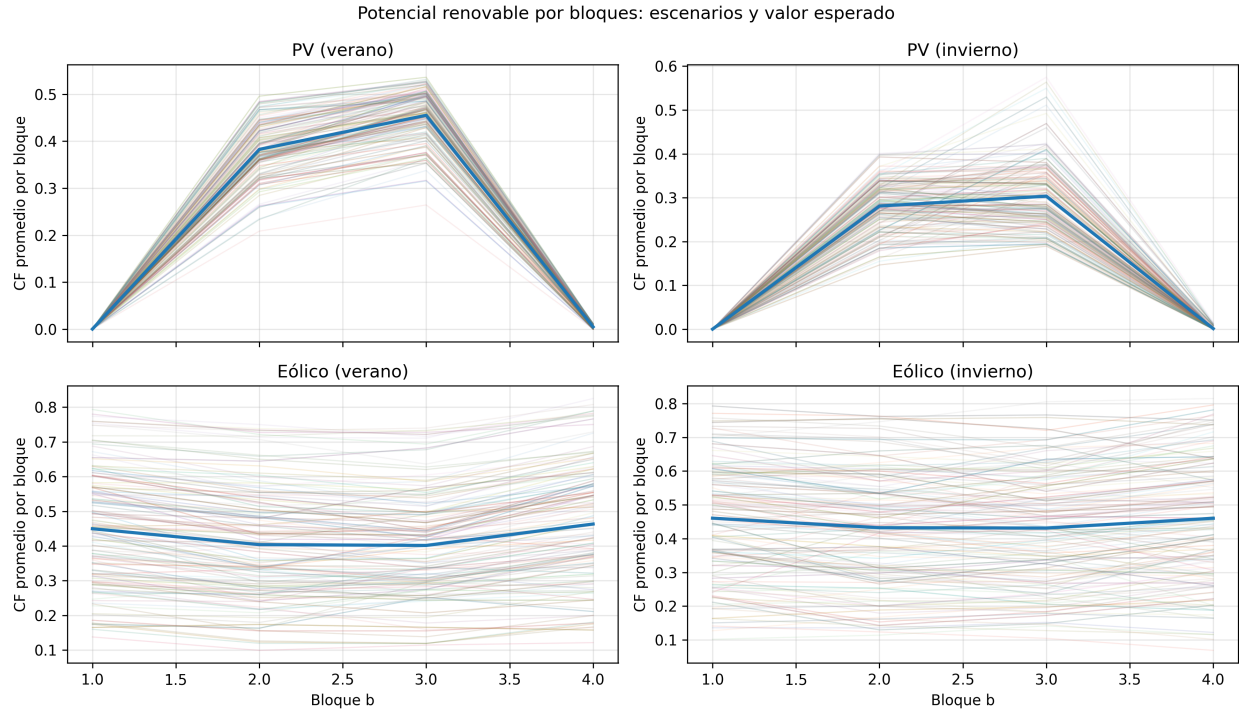


Figura 5.3: Potencial renovable por bloques: factores de capacidad FV y eólicos por estación, mostrando dispersión de escenarios y valor esperado.

Se reconoce además un componente socioambiental relevante para la factibilidad de la energía eólica: se documenta preocupación comunitaria por el potencial impacto de aerogeneradores sobre la avifauna local. En esta tesis, la tecnología eólica se incluye como alternativa por su potencial energético, pero se reconoce que su implementación real requiere evaluación ambiental específica. Esta tensión se refleja parcialmente en la formulación mediante límites de diseño y expansión anual máxima, así como en la interpretación de resultados.

5.7. Datos de entrada y construcción de escenarios para el modelo

La incertidumbre operativa se representa mediante un conjunto discreto de escenarios $\mathcal{S}$, con $|\mathcal{S}| = 30$ en la configuración utilizada para los resultados principales reportados en esta tesis. Los

escenarios se construyen a partir de datos horarios simulados de producción renovable obtenidos desde Renewables.ninja para la ubicación de interés. Dichos datos se descargan como series horarias en formato CSV y se transforman en factores de capacidad de fotovoltaico y viento.

La construcción utilizada sigue un enfoque Monte Carlo con escenarios robustos:

- para cada escenario s y cada estación $k \in \{\text{summer, winter}\}$ se selecciona una ventana de 7 días;
- se promedia la producción horaria dentro de la ventana, obteniendo perfiles horarios promedio para FV y viento;
- los factores de capacidad por bloque, $cf_{k,b,s}^{PV}$ y $cf_{k,b,s}^{WD}$, se calculan como el promedio de los valores horarios dentro de las horas asociadas a cada bloque b .

El uso de promedios de 7 días por estación reduce la influencia de días atípicos, particularmente en el recurso eólico, entregando escenarios más estables y defendibles para planificación. Este procedimiento constituye otra diferencia respecto de antecedentes previos más agregados, ya que en esta tesis la incertidumbre renovable se incorpora explícitamente mediante escenarios contruidos sobre series horarias procesadas.

Además de la incertidumbre en recursos renovables, cada escenario incorpora multiplicadores estocásticos para:

- **Demanda:** un multiplicador aplicado a la demanda por bloque, extraído de un rango uniforme entre 0.95 y 1.05.
- **Diésel:** un multiplicador del costo variable del combustible entre 0.95 y 1.15, y un factor de

disponibilidad entre 0.95 y 1.00.

- **Batería:** eficiencias de carga y descarga derivadas de una eficiencia *round-trip* aleatoria entre 0.85 y 0.90.

Para mantener simplicidad y trazabilidad, se utiliza probabilidad equiprobable, $p_s = 1/|S|$. En la implementación, se exportan archivos con el resumen de escenarios y los factores de capacidad por bloque, facilitando la reproducibilidad de resultados.

5.8. Supuestos de modelación y configuración experimental

La Tabla 5.2 resume los principales supuestos y parámetros utilizados en la configuración base del caso de estudio.

Tabla 5.2: Resumen de parámetros base del caso de estudio según la configuración final del modelo.

Horizonte de planificación	$T = 15$ años
Estaciones por año	$ \mathcal{K} = 2$ (verano, invierno)
Bloques intradiarios	$ \mathcal{B} = 4$
Escenarios	$ \mathcal{S} = 30$
Descuento	$r = 10\%$
Demanda base (año 1)	$E_1^{\text{anual}} = 37,2$ MWh/año
Crecimiento anual	$g = 2\%$
Ponderación estacional	182.5 días por estación
Vida útil del diésel existente	hasta $y = 5$
Años sin inversión	no se impone restricción exógena
Tecnologías consideradas	PV, eólico discreto, batería y diésel existente
Expansión eólica	discreta (2.5, 5, 10, 20, 40 y 60 kW)
Confiabilidad	ENS esperada anual $\leq 0,5\%$ de la demanda
Sensibilidades consideradas	senda renovable, shock diésel, criterio de confiabilidad y energía marina

6 | Resultados

Este capítulo presenta los resultados del caso base y posteriormente compara su comportamiento frente a las sensibilidades definidas.

6.1. Caso base

El caso base se resolvió utilizando la configuración experimental presentada en la Tabla 5.2.

6.1.1. Desempeño computacional

Dado que en la etapa final del trabajo se incorporó una revisión explícita de la calidad computacional de las corridas, el caso base fue resuelto reportando estado del solver, tiempo efectivo de ejecución, tamaño del modelo y calidad de solución. La resolución se realizó con HiGHS utilizando una tolerancia objetivo de gap relativo de 5

La Tabla 6.1 resume los principales indicadores computacionales de la corrida. El solver finalizó con estado ok y condición de término optimal, entregando un valor objetivo de 276.385,29 USD. El tiempo total de ejecución reportado por Python fue de 8.660,08 segundos, equivalente

aproximadamente a 2,41 horas.

Tabla 6.1: Resumen computacional del caso base.

Solver	HiGHS
Condición de término	maxTimeLimit
Estado de la solución	factible
Valor objetivo (USD)	276.385,29
Dual bound (USD)	no informado
Gap final (%)	5,0
Tiempo de resolución (s)	8.660,08
Tiempo total Python (s)	8.660,08
Variables pre-presolve	39.840
Binarias	7.275
Enteras	90
Continuas	32.475
Restricciones pre-presolve	56.489
Filas post-presolve	31.601
Columnas post-presolve	22.613
CPU lógicos	12
Sistema operativo	Windows 11 (AMD64)

Desde el punto de vista del proceso de convergencia, la corrida muestra una reducción progresiva del gap a lo largo del branch-and-bound. En etapas tempranas se observaron soluciones factibles de costo considerablemente mayor, pero durante la corrida el solver logró reducir de forma relevante la cota primal y estrechar la brecha respecto de la cota dual. Esto justifica el uso de una corrida extendida para el caso base, ya que permite contar con una referencia más robusta para interpretar las sensibilidades posteriores.

6.1.2. Capacidades e inversiones

La solución del caso base muestra una trayectoria de inversión simple y tecnológicamente coherente. En particular:

- en el año 1 se instala una capacidad fotovoltaica inicial de 2,96 kW y una unidad eólica discreta

de 2,5 kW;

- en el año 5 se incorpora una expansión fotovoltaica adicional de 2,12 kW;
- en el año 6, coincidiendo con el fin de la vida útil del diésel existente, se instala la expansión estructural principal: 20,00 kW fotovoltaicos, una unidad eólica adicional de 10 kW y un sistema BESS de 62,07 kWh y 5,37 kW;
- en los años 9 y 12 se agregan expansiones fotovoltaicas menores de 2,78 kW y 2,95 kW, respectivamente;
- la energía marina no aparece en la solución base, ya que esta tecnología se evalúa únicamente en su sensibilidad correspondiente.

La Tabla 6.2 resume la cronología de inversiones no nulas.

Tabla 6.2: Cronología de inversiones no nulas del caso base.

Año	PV (kW)	Eólica (kW)	Marina (kW)	BESS energía (kWh)	BESS potencia (kW)
1	2,96	2,50	0,00	0,00	0,00
5	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00
6	20,00	10,00	0,00	62,07	5,37
9	2,78	0,00	0,00	0,00	0,00
12	2,95	0,00	0,00	0,00	0,00

La evolución de capacidades acumuladas se muestra en la Figura 6.1. Durante los primeros cinco años el sistema conserva el diésel existente de 56 kW, complementado por una pequeña capacidad fotovoltaica y eólica. El principal cambio estructural ocurre en el año 6, cuando la capacidad diésel desaparece y el modelo incorpora simultáneamente nueva capacidad fotovoltaica, una unidad eólica adicional y almacenamiento en baterías. Desde ese punto en adelante, la operación se sostiene mediante tecnologías renovables y BESS.

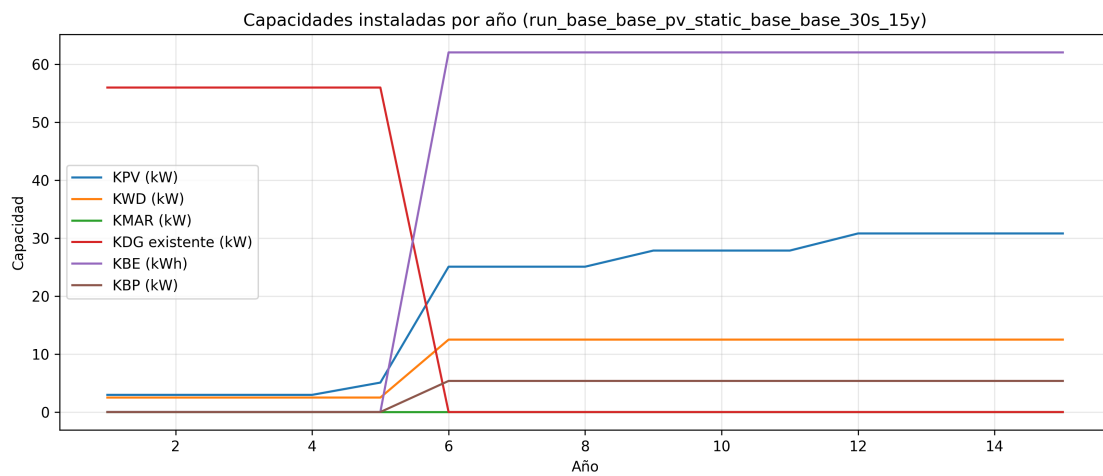


Figura 6.1: Capacidades instaladas por año en el caso base.

Esta estructura muestra que la transición energética del caso base no se construye a partir de una única tecnología dominante, sino mediante una combinación de generación fotovoltaica, eólica discreta y almacenamiento. Al final del horizonte, la capacidad fotovoltaica alcanza 30,82 kW, la eólica acumulada llega a 12,50 kW y el BESS mantiene una capacidad de 62,07 kWh y 5,37 kW. La relación energía-potencia del almacenamiento es cercana a 11,56 horas, por lo que su rol se asocia principalmente al desplazamiento temporal de energía renovable y al respaldo energético, más que a la entrega de alta potencia instantánea.

6.1.3. Resultados operacionales

En términos agregados sobre el horizonte completo, el caso base arroja los resultados mostrados en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3: Indicadores agregados del caso base.

Demanda total (kWh)	642.370,23
Energía servida (kWh)	642.348,66
Generación FV (kWh)	220.229,94
Generación eólica (kWh)	295.343,77
Generación marina (kWh)	0,00
Generación diésel (kWh)	129.870,03
Carga BESS (kWh)	24.000,26
Descarga BESS (kWh)	20.905,18
ENS total (kWh)	21,56
ENS / demanda total (%)	0,0034
Participación renovable agregada (%)	79,88
Demanda servida (%)	99,9966

Estos resultados indican que la solución base logra atender prácticamente la totalidad de la demanda, con una ENS acumulada muy baja y una participación renovable elevada. En otras palabras, el modelo identifica una transición energéticamente favorable y con buen nivel de servicio, incorporando almacenamiento como tecnología de apoyo para sostener la operación posterior al retiro del diésel existente.

La Tabla 6.4 presenta un subconjunto de años representativos para ilustrar la evolución operativa del sistema.

Tabla 6.4: Indicadores anuales seleccionados del caso base.

Año	DEM (kWh)	WD (kWh)	DG (kWh)	ENS (kWh)	REN (%)	Meta REN (%)
1	37.145,36	8.526,77	25.378,12	0,00	31,68	0,00
2	37.888,27	8.759,25	25.735,77	0,00	32,07	0,00
5	40.207,33	8.034,95	26.019,52	0,00	35,29	10,00
6	41.011,48	22.630,58	0,00	0,00	100,00	15,00
10	44.392,15	23.557,23	0,00	0,00	100,00	25,00
12	46.185,59	24.026,68	0,00	0,00	100,00	25,00
15	49.012,52	31.264,93	0,00	21,09	100,00	25,00

La operación del sistema presenta dos regímenes claramente diferenciados. Durante los años 1 a 5 existe todavía una participación relevante del diésel existente, aunque atenuada por generación fotovoltaica y eólica. En cambio, desde el año 6 en adelante, una vez retirada la capacidad diésel existente, la operación pasa a estar dominada por generación renovable y almacenamiento. En esta segunda etapa, la generación fotovoltaica y eólica cubren la generación primaria, mientras que el BESS permite desplazar energía renovable entre bloques y reducir déficits de suministro.

La Figura 6.10 representa esta transición. Se observa un cambio nítido desde una etapa inicial con presencia importante de diésel hacia una segunda etapa donde la matriz queda dominada por generación renovable. El almacenamiento no aparece como fuente primaria en el gráfico, ya que su función no es generar energía nueva, sino trasladar temporalmente energía renovable disponible.

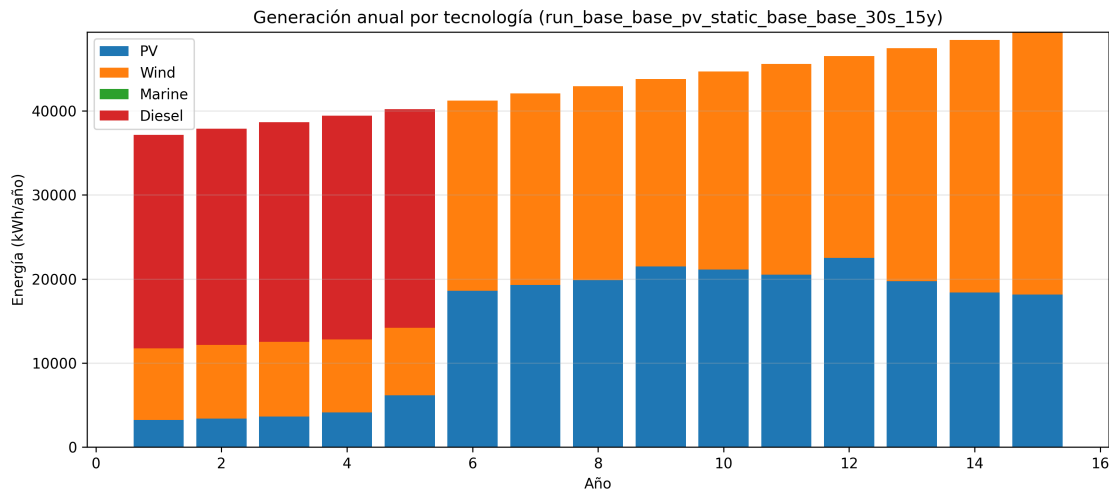


Figura 6.2: Generación anual por tecnología en el caso base.

6.1.4. Cumplimiento de política renovable y confiabilidad

El caso base cumple estrictamente la política renovable en todos los años del horizonte y no utiliza holgura penalizada. En particular, el chequeo de política muestra que el modelo satisface el criterio renovable tanto en sentido estricto como con slack en todos los años.

Desde el punto de vista de confiabilidad, la solución también es sólida. La restricción activa impone que la ENS anual esperada no supere el 0,5 % de la demanda anual esperada. Sin embargo, el resultado agregado del caso base queda muy por debajo de ese umbral, ya que la ENS acumulada equivale a aproximadamente 0,0034 % de la demanda total del horizonte. Esto indica que la solución no sólo es factible, sino que además opera con un nivel de servicio alto.

Un punto importante para interpretar estos resultados es que la desaparición del diésel desde el año 6 no corresponde a una decisión arbitraria del modelo, sino al supuesto de vida útil finita del generador existente. Dado que no se permite inversión en nueva capacidad diésel, el sistema debe reconfigurarse mediante generación renovable y almacenamiento para sostener la demanda durante el resto del horizonte.

6.1.5. Lectura económica del caso base

Desde una perspectiva económica, la solución presenta una composición de costos más balanceada que en corridas preliminares. La Tabla A.7 presenta una agrupación compacta del costo total por familia tecnológica.

La lectura económica es consistente con la estructura física observada en la solución. El componente diésel representa la mayor participación del costo total, con 88.669,73 USD en valor

Tabla 6.5: Composición agrupada del costo total del caso base.

Familia	USD (VP)	Participación (%)
Fotovoltaico	62.722,42	22,69
Eólico	69.191,48	25,03
Marina	0,00	0,00
BESS	54.948,07	19,88
Diésel	88.669,73	32,08
ENS	853,61	0,31
Total	276.385,29	100,00

presente, equivalente al 32,08 %. Este peso se explica por el costo variable de combustible recalibrado, los costos no combustibles de operación y los costos de arranque durante los primeros cinco años. Aunque el diésel desaparece operativamente desde el año 6, sigue siendo relevante económicamente durante la primera etapa del horizonte.

6.2. Sensibilidad a la senda renovable intertemporal

Con el fin de evaluar cómo cambia la solución del modelo frente a distintas trayectorias de exigencia renovable, se analizaron dos variantes de la senda base: una senda más gradual (*slow*) y una senda más exigente (*fast*). En ambos casos se mantuvieron sin cambios el shock del diésel, los costos fotovoltaicos estáticos, el criterio de confiabilidad base y la desactivación de la tecnología marina. Por lo tanto, las diferencias observadas pueden atribuirse principalmente a la trayectoria intertemporal de la meta renovable.

La Tabla 6.6 resume los principales resultados comparativos.

El principal resultado de esta sensibilidad es que la senda renovable modifica la composición tecnológica de la expansión, pero no cambia el punto estructural de transición del sistema. En los tres casos, el quiebre principal ocurre en torno al año 6, cuando finaliza la vida útil del diésel existente y

Tabla 6.6: Resumen comparativo de la sensibilidad de senda renovable.

Indicador	Base	Slow	Fast
Valor objetivo (USD)	276.385,29	282.081,61	310.169,70
GAP final alcanzado (%)	5,00	7,00	15,00
PV final (kW)	30,82	34,90	13,28
Eólica final (kW)	12,50	10,00	27,50
BESS final (kWh)	62,07	69,64	31,15
BESS final (kW)	5,37	6,10	2,59
Diésel acumulado (kWh)	129.870,03	149.323,90	130.557,89
ENS acumulada (kWh)	21,56	34,98	337,51
Participación renovable agregada (%)	79,88	76,94	79,67

el modelo debe reconfigurar la matriz mediante tecnologías renovables y almacenamiento.

En el caso *slow*, la solución instala mayor capacidad fotovoltaica y mayor almacenamiento que el caso base, alcanzando 34,90 kW FV y 69,64 kWh de BESS. Sin embargo, esta trayectoria utiliza menos eólica, con 10,00 kW finales, y aumenta el uso acumulado de diésel hasta 149.323,90 kWh. Por lo tanto, una senda renovable más gradual reduce la presión de inversión eólica, pero mantiene por más tiempo una mayor dependencia del diésel y obtiene una participación renovable agregada menor que el caso base.

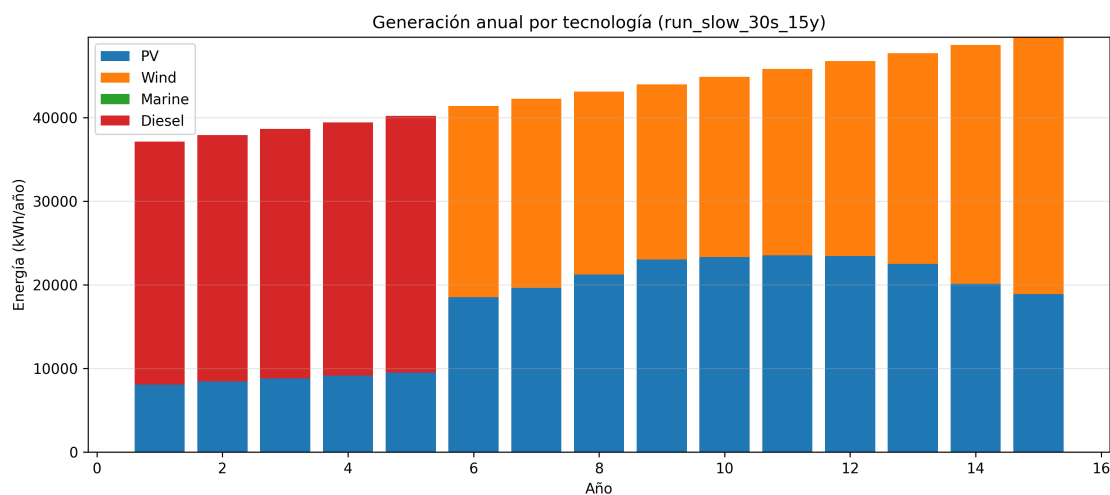


Figura 6.3: Generación anual por tecnología en caso *slow*.

En el caso *fast*, la solución cambia en sentido contrario: reduce la capacidad fotovoltaica final a 13,28 kW y aumenta la capacidad eólica a 27,50 kW. Esta senda más exigente fuerza una mayor sustitución mediante viento, pero no reduce de manera significativa el uso acumulado de diésel respecto del caso base, ya que éste pasa de 129.870,03 kWh a 130.557,89 kWh. Además, la ENS aumenta de forma importante hasta 337,51 kWh, por lo que esta alternativa debe interpretarse con cautela desde el punto de vista operacional.

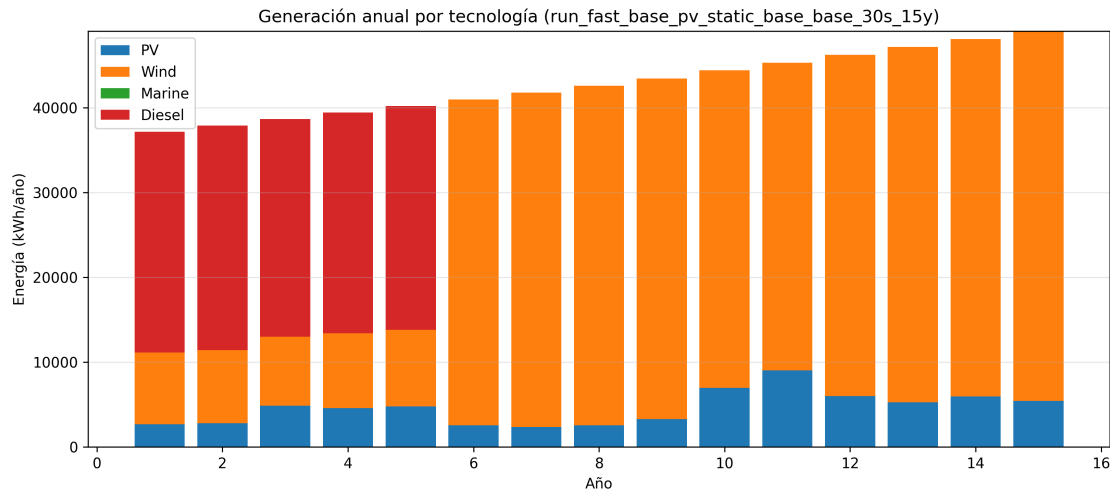


Figura 6.4: Generación anual por tecnología en caso fast.

Desde una perspectiva económica, ambas sensibilidades resultan más costosas que el caso base. El caso *slow* aumenta el costo total descontado a 282.081,61 USD, mientras que el caso *fast* alcanza 310.169,70 USD. Esto indica que, bajo la calibración utilizada, la senda base entrega la solución más balanceada entre costo, participación renovable, uso de diésel y confiabilidad.

En síntesis, la sensibilidad de senda renovable muestra que adelantar o relajar la exigencia renovable no elimina la dependencia inicial del diésel ni modifica el retiro estructural del generador existente en el año 6. Lo que sí cambia es la composición de la expansión: la senda *slow* favorece mayor capacidad fotovoltaica y almacenamiento, mientras que la senda *fast* desplaza la solución hacia mayor capacidad eólica. En comparación con ambas alternativas, el caso base mantiene un mejor equilibrio entre costo total, baja ENS y participación renovable agregada.

6.3. Sensibilidad a shocks temporales del diésel

Con el objetivo de evaluar cómo influye el momento en que ocurre un encarecimiento del combustible diésel, se analizaron tres trayectorias alternativas de shock temporal: shock early, shock mid y shocklate. En todos los casos se mantuvieron fijos la senda renovable base, los costos fotovoltaicos estáticos, el criterio de confiabilidad base y la desactivación de la tecnología marina, de modo que las diferencias observadas puedan atribuirse principalmente a la ubicación temporal del shock de combustible.

La Tabla 6.7 resume los principales resultados comparativos.

Tabla 6.7: Resumen comparativo de la sensibilidad a shocks temporales del diésel.

Indicador	Base	Shock early	Shock mid	Shock late
Valor objetivo (USD)	276.385,29	313.129,71	314.546,54	294.087,23
GAP final alcanzado (%)	5,00	15,00	15,00	14,92
PV final (kW)	30,82	5,50	2,00	7,14
Eólica final (kW)	12,50	32,50	42,50	32,50
BESS final (kWh)	62,07	0,00	0,00	0,00
BESS final (kW)	5,37	0,00	0,00	0,00
Diésel acumulado (kWh)	129.870,03	129.329,32	148.462,69	130.412,04
ENS acumulada (kWh)	21,56	653,87	145,61	542,96
Participación renovable agregada (%)	79,88	79,85	76,88	79,68

El principal resultado de esta sensibilidad es que los shocks temporales del diésel modifican la composición tecnológica de la solución, pero no eliminan el punto estructural de transición del sistema. En todos los casos, el cambio más relevante sigue ocurriendo en torno al año 6, cuando finaliza la vida útil del diésel existente y el modelo debe reemplazar esa capacidad mediante tecnologías renovables.

En el caso shock early, el modelo reduce fuertemente la capacidad fotovoltaica final respecto

del caso base, pasando de 30,82 kW a 5,50 kW, y aumenta la capacidad eólica hasta 32,50 kW. Además, no se selecciona almacenamiento en baterías. En términos operacionales, el uso acumulado de diésel se mantiene muy cercano al caso base, pero la ENS aumenta de 21,56 kWh a 653,87 kWh. Por lo tanto, el shock temprano induce una solución más intensiva en eólica, pero con peor desempeño de confiabilidad.

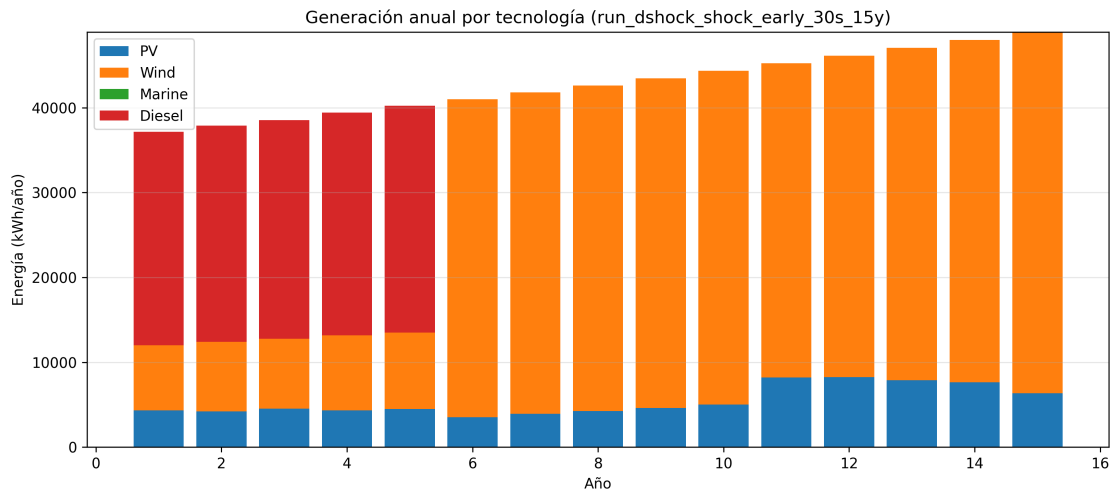


Figura 6.5: Generación anual por tecnología en caso early.

En el caso shockmid, el efecto es aún más marcado sobre la composición de capacidad. La solución alcanza 42,50 kW eólicos y sólo 2,00 kW fotovoltaicos, sin incorporar BESS. Sin embargo, esta mayor expansión eólica no logra reducir el uso del diésel, que aumenta hasta 148.462,69 kWh. Además, la participación renovable agregada cae a 76,88 %, siendo la menor entre los casos comparados. Este resultado indica que un shock intermedio puede encarecer la operación sin necesariamente inducir una transición más eficiente en términos energéticos.

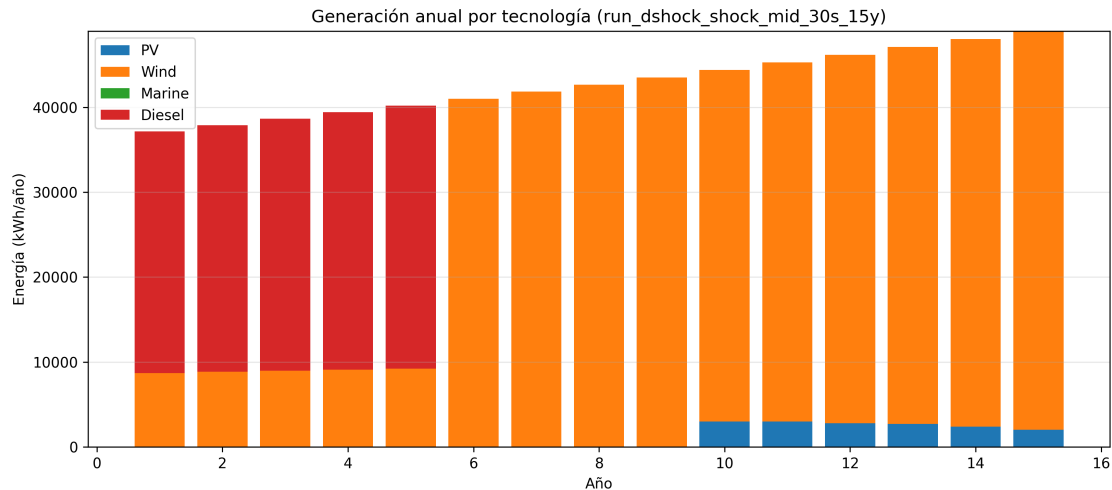


Figura 6.6: Generación anual por tecnología en caso mid.

En el caso shock late, el costo total aumenta de forma más moderada respecto del caso base, alcanzando 294.087,23 USD. La solución también privilegia mayor capacidad eólica, con 32,50 kW finales, y reduce la capacidad fotovoltaica a 7,14 kW. El uso acumulado de diésel queda prácticamente en el mismo orden del caso base, pero la ENS aumenta a 542,96 kWh. Esto sugiere que, al ocurrir más tarde, el shock tiene menor efecto económico que los casos early y mid, aunque igualmente altera la composición tecnológica de la solución.

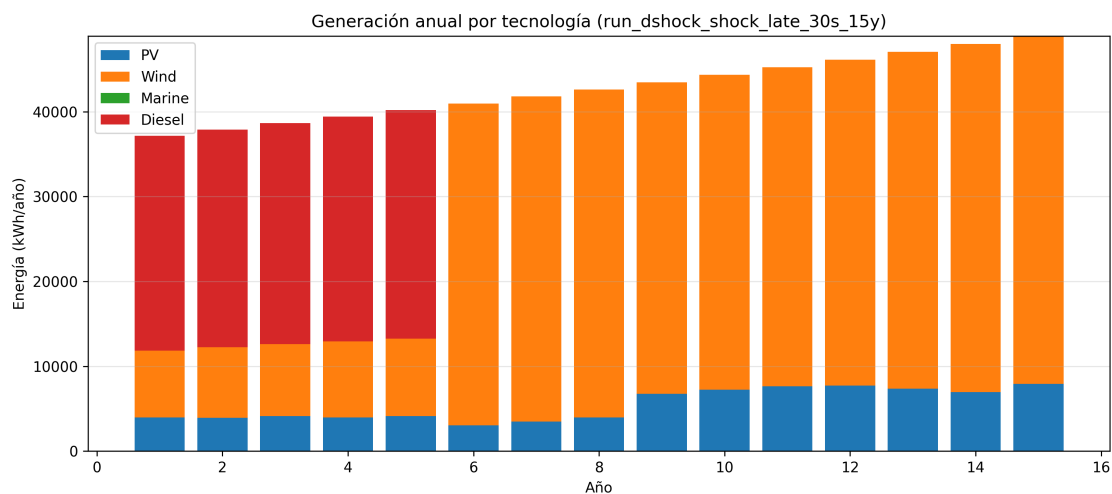


Figura 6.7: Generación anual por tecnología en caso late.

Desde una perspectiva económica, los tres shocks aumentan el valor objetivo respecto del caso base. El mayor costo se observa en shock_{id} , con 314,546,54 USD, seguidopor

6.3. Sensibilidad al criterio de confiabilidad

Con el objetivo de evaluar cómo cambia la planificación del sistema frente a distintos niveles de exigencia de suministro, se analizaron dos variantes del criterio de confiabilidad: una condición más estricta (**strict**) y una condición más relajada (**relaxed**). En el caso base, la ENS anual esperada se limita a 0,5 % de la demanda anual esperada. En la variante **strict**, este límite se reduce a 0,1 %, mientras que en **relaxed** se permite un límite de 3,0 %. En todos los casos se mantuvieron fijos la senda renovable base, el shock diésel base, los costos fotovoltaicos estáticos y la desactivación de la tecnología marina.

La Tabla 6.8 resume los principales resultados comparativos.

Tabla 6.8: Resumen comparativo de la sensibilidad al criterio de confiabilidad.

Indicador	Base	Strict	Relaxed
Valor objetivo (USD)	276.385,29	276.679,15	299.604,40
GAP final alcanzado (%)	5,00	5,47	15,00
Límite ENS anual (%)	0,50	0,10	3,00
PV final (kW)	30,82	43,68	0,00
Eólica final (kW)	12,50	5,00	45,00
BESS final (kWh)	62,07	86,34	0,00
BESS final (kW)	5,37	7,63	0,00
Diésel acumulado (kWh)	129.870,03	129.428,49	127.111,87
ENS acumulada (kWh)	21,56	45,63	85,45
ENS / demanda total (%)	0,0034	0,0071	0,0133
Participación renovable agregada (%)	79,88	80,32	80,21
Demanda servida (%)	99,9966	99,9929	99,9867

El caso **strict** mantiene una estructura similar al caso base, pero refuerza la capacidad fotovoltaica y el almacenamiento. La capacidad FV aumenta de 30,82 kW a 43,68 kW, mientras que

el BESS crece desde 62,07 kWh a 86,34 kWh. Al mismo tiempo, la capacidad eólica disminuye de 12,50 kW a 5,00 kW. Esto indica que, al imponer un criterio de confiabilidad más exigente, el modelo privilegia una combinación de mayor generación solar y mayor respaldo mediante baterías, en lugar de expandir principalmente capacidad eólica.

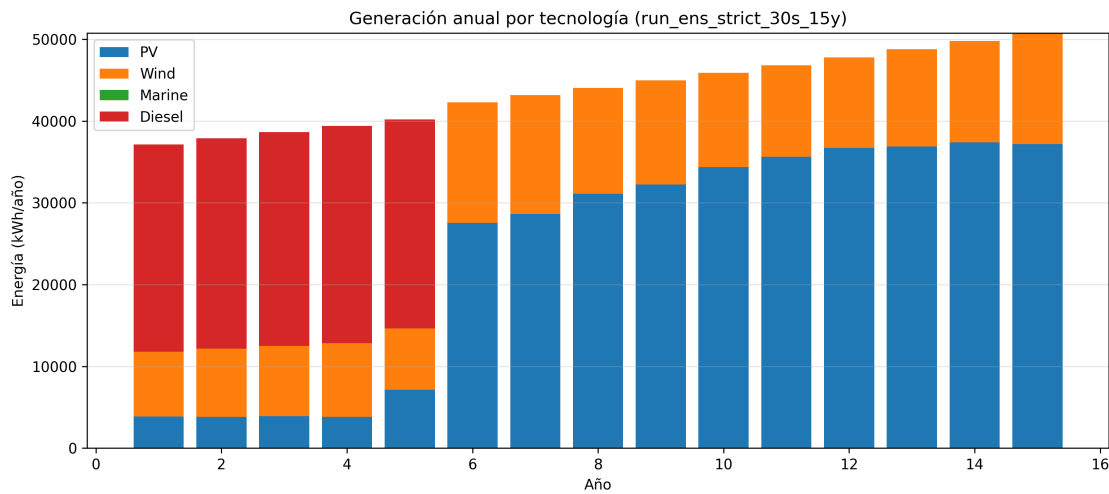


Figura 6.8: Generación anual por tecnología en caso strict.

En términos económicos, el caso **strict** presenta un costo total muy cercano al caso base: 276.679,15 USD frente a 276.385,29 USD. Por lo tanto, endurecer el criterio de confiabilidad no genera un aumento relevante del costo total bajo esta configuración. Además, el uso acumulado de diésel disminuye levemente, pasando de 129.870,03 kWh a 129.428,49 kWh, y la participación renovable agregada aumenta marginalmente hasta 80,32

En el caso **relaxed**, la solución cambia de forma más marcada. El modelo elimina completamente la inversión fotovoltaica y el almacenamiento, y concentra la expansión en 45,00 kW de capacidad eólica. Esta solución permite una ENS acumulada mayor que el caso base, con 85,45 kWh, aunque sigue representando sólo 0,0133 % de la demanda total del horizonte. Por lo tanto, incluso bajo un criterio más relajado, el nivel de energía no servida sigue siendo bajo en términos

agregados.

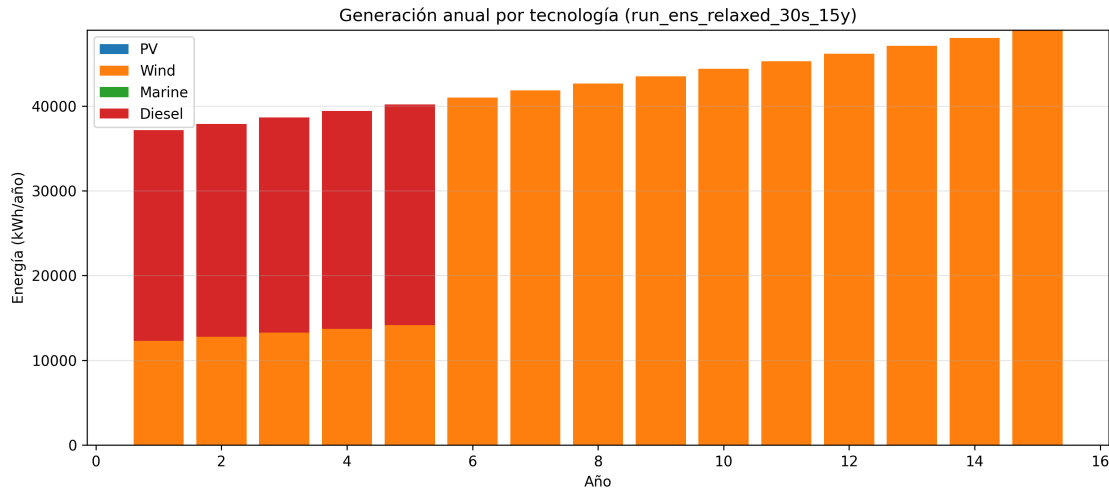


Figura 6.9: Generación anual por tecnología en caso relaxed.

La comparación económica del caso *relaxed* debe interpretarse con cautela, ya que fue resuelto con una tolerancia computacional más laxa. Por ello, el hecho de que su valor objetivo sea mayor que el caso base no debe entenderse como evidencia de que relajar la confiabilidad encarece necesariamente el sistema. Su aporte principal es mostrar que, al permitir una mayor ENS, el modelo puede prescindir del BESS y reemplazar la combinación fotovoltaica–almacenamiento por una solución más intensiva en generación eólica.

En síntesis, esta sensibilidad muestra que el criterio de confiabilidad afecta principalmente la composición tecnológica de la expansión. Un criterio más estricto incentiva mayor capacidad fotovoltaica y mayor almacenamiento, manteniendo un costo muy similar al caso base. En cambio, un criterio más relajado permite una solución sin BESS y con mayor eólica, aceptando un aumento de la ENS. Aun así, en los tres casos la demanda servida se mantiene por sobre 99,98 %, lo que confirma que el sistema conserva un alto nivel de suministro bajo las configuraciones evaluadas.

6.4. Sensibilidad con incorporación de energía marina

Con el objetivo de evaluar el efecto de incorporar una tecnología renovable adicional en el modelo, se analizó una sensibilidad en la que se habilitó la inversión en energía marina, manteniendo sin cambios la senda renovable base, los costos fotovoltaicos, el shock del diésel y el criterio de confiabilidad. De este modo, las diferencias observadas respecto del caso base pueden atribuirse principalmente a la disponibilidad de esta nueva alternativa tecnológica.

La Tabla 6.9 resume los principales resultados comparativos. En esta corrida la tecnología marina sí es seleccionada por el modelo. La solución con energía marina reemplaza gran parte de la expansión fotovoltaica, eólica y de almacenamiento observada en el caso base, incorporando 17,68 kW de capacidad marina al final del horizonte.

Tabla 6.9: Resumen comparativo entre el caso base y la sensibilidad con energía marina habilitada.

Indicador	Caso base	Marina habilitada
Valor objetivo (USD)	276.385,29	252.312,69
GAP final alcanzado (%)	5,00	15,00
PV final (kW)	30,82	2,63
Eólica final (kW)	12,50	2,50
Marina final (kW)	0,00	17,68
BESS final (kWh)	62,07	0,00
BESS final (kW)	5,37	0,00
Generación FV acumulada (kWh)	220.229,94	55.634,51
Generación eólica acumulada (kWh)	295.343,77	101.928,66
Generación marina acumulada (kWh)	0,00	349.232,35
Generación diésel acumulada (kWh)	129.870,03	135.361,24
ENS acumulada (kWh)	21,56	152,44
ENS / demanda total (%)	0,0034	0,0237
Participación renovable agregada (%)	79,88	78,92
Demanda servida (%)	99,9966	99,9763



Figura 6.10: Generación anual por tecnología en caso energía marina habilitada.

Desde el punto de vista económico, la sensibilidad con energía marina presenta un valor objetivo menor que el caso base, pasando de 276.385,29 USD a 252.312,69 USD. Esto representa una reducción aproximada de 24.072,61 USD en valor presente. Por lo tanto, bajo la calibración utilizada, la incorporación de energía marina no sólo es técnicamente factible, sino que además aparece como una alternativa económicamente atractiva respecto de la solución base.

La diferencia estructural más relevante se observa en la composición de capacidades. En el caso base, la transición posterior al retiro del diésel se apoya principalmente en 30,82 kW fotovoltaicos, 12,50 kW eólicos y un sistema BESS de 62,07 kWh y 5,37 kW. En cambio, cuando se habilita la energía marina, el modelo reduce fuertemente la capacidad fotovoltaica a 2,63 kW, mantiene sólo 2,50 kW eólicos y no instala almacenamiento. La capacidad marina final alcanza 17,68 kW, convirtiéndose en la principal tecnología renovable de respaldo después del retiro del diésel existente.

La Tabla 6.10 presenta la cronología de inversiones no nulas en la sensibilidad con energía

marina habilitada.

Tabla 6.10: Cronología de inversiones no nulas en la sensibilidad con energía marina habilitada.

Año	PV (kW)	Eólica (kW)	Marina (kW)	BESS energía (kWh)	BESS potencia (kW)
1	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00
2	2,63	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	12,68	0,00	0,00
7	0,00	0,00	5,00	0,00	0,00

Operacionalmente, la energía marina pasa a cumplir un rol dominante desde el año 6, coincidiendo con el término de la vida útil del generador diésel existente. La generación marina acumulada alcanza 349.232,35 kWh, superando ampliamente a la generación fotovoltaica y eólica de esta sensibilidad. Esto explica por qué el modelo puede prescindir del BESS: la energía marina entrega una fuente renovable adicional con disponibilidad suficiente para reemplazar parte del portafolio fotovoltaico–eólico–almacenamiento utilizado en el caso base.

Sin embargo, esta solución no mejora todos los indicadores operacionales. La generación diésel acumulada aumenta levemente, desde 129.870,03 kWh en el caso base a 135.361,24 kWh en la sensibilidad marina. Asimismo, la ENS acumulada aumenta desde 21,56 kWh a 152,44 kWh. Aunque este incremento sigue siendo bajo respecto de la demanda total del horizonte, muestra que la solución marina reduce costos a cambio de aceptar un nivel ligeramente mayor de energía no servida.

En síntesis, la incorporación de energía marina cambia de manera importante la estructura de expansión del sistema. Bajo la calibración utilizada, el modelo selecciona 17,68 kW de capacidad marina y reduce drásticamente la necesidad de inversión fotovoltaica, eólica y de almacenamiento. La solución resultante presenta un menor costo total que el caso base, pero con un leve deterioro en confiabilidad y una participación renovable agregada marginalmente menor. Por ello, esta

sensibilidad sugiere que la energía marina puede ser una alternativa competitiva para la microrred estudiada, aunque su conveniencia debe evaluarse con cautela debido a la sensibilidad de sus resultados frente a los supuestos de costo, disponibilidad y factor de planta de la tecnología.



7 | Conclusiones y trabajo futuro

7.1. Conclusiones

La presente memoria desarrolló una formulación estocástica de dos etapas para apoyar la planificación de expansión y operación de una microrred aislada en la Isla Alejandro Selkirk. El modelo permitió representar decisiones intertemporales de inversión bajo incertidumbre, incorporando generación fotovoltaica, expansión eólica discreta, almacenamiento en baterías, operación del diésel existente durante una vida útil finita y, de manera exploratoria, la posibilidad de habilitar energía marina. La formulación se implementó como un modelo lineal entero mixto estocástico en su equivalente determinista, considerando 30 escenarios equiprobables, un horizonte de 15 años, dos estaciones por año y cuatro bloques intradiarios por estación.

Desde el punto de vista metodológico, el trabajo permitió construir una herramienta capaz de evaluar trayectorias de transición energética en un sistema aislado de pequeña escala. La representación por escenarios permitió incorporar variabilidad en demanda, disponibilidad del diésel, costo del combustible y recursos renovables. Asimismo, la formulación integró restricciones relevantes para el caso de estudio, tales como la vida útil del generador diésel existente, la política renovable anual,

el límite de energía no suministrada esperada y la lógica de inversión en almacenamiento. En consecuencia, el modelo no sólo entrega una solución de mínimo costo, sino que también permite analizar cómo cambia dicha solución frente a distintos supuestos de política, confiabilidad, combustible y disponibilidad tecnológica.

El caso base muestra una transición energética en dos etapas. Durante los primeros cinco años, el sistema conserva el generador diésel existente y lo complementa con inversiones renovables acotadas. El cambio estructural ocurre en el año 6, cuando termina la vida útil del diésel existente y el modelo incorpora una expansión relevante en generación fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento en baterías. Al final del horizonte, la solución base alcanza 30,82 kW fotovoltaicos, 12,50 kW eólicos y un sistema BESS de 62,07 kWh y 5,37 kW. Esta configuración permite atender prácticamente la totalidad de la demanda, con una demanda servida de 99,9966 % y una ENS acumulada de 21,56 kWh, equivalente a sólo 0,0034

En términos energéticos, el caso base alcanza una participación renovable agregada de 79,88 % sobre la generación primaria, manteniendo un nivel de servicio elevado. La generación diésel acumulada se concentra en la primera etapa del horizonte, mientras el generador existente se mantiene disponible. A partir del año 6, la operación queda sostenida por el portafolio renovable y el almacenamiento. Esto confirma que el retiro del diésel existente constituye el principal punto de quiebre de la planificación, ya que obliga al sistema a reemplazar capacidad térmica mediante nuevas inversiones renovables y BESS.

Desde la perspectiva económica, el caso base presenta un costo total descontado de 276.385,29 USD. La estructura de costos se distribuye principalmente entre diésel, eólica, fotovoltaica y

almacenamiento, lo que evidencia que la transición no depende de una única tecnología dominante. La solución combina generación renovable variable con almacenamiento, permitiendo reducir la dependencia del diésel sin deteriorar de forma relevante la continuidad de suministro. En este sentido, el BESS cumple un rol habilitante para sostener la operación posterior al retiro del generador diésel, especialmente como respaldo energético y mecanismo de desplazamiento temporal de excedentes renovables.

Los análisis de sensibilidad permiten complementar esta conclusión central. En la sensibilidad asociada a la senda renovable intertemporal, se observa que modificar la trayectoria de exigencia renovable cambia la composición de la expansión, pero no elimina el punto estructural de transición del sistema. Tanto en trayectorias más graduales como más exigentes, el retiro del diésel existente sigue siendo el hito que determina la necesidad de reconfigurar la matriz. Por lo tanto, la política renovable afecta el ritmo y la composición de las inversiones, pero la vida útil del activo térmico existente continúa siendo un factor determinante en la planificación.

La sensibilidad a shocks temporales del diésel muestra que el momento del encarecimiento del combustible es relevante. Cuando el shock ocurre en una etapa temprana o intermedia, el modelo modifica la composición tecnológica de la solución e incrementa el costo total respecto del caso base. En particular, las corridas con shock tienden a sustituir parte de la capacidad fotovoltaica y almacenamiento por mayor expansión eólica. Sin embargo, estas soluciones no necesariamente reducen el uso acumulado del diésel ni mejoran la confiabilidad. Esto indica que un aumento del costo del combustible no genera automáticamente una transición más eficiente, sino que su efecto depende de la ubicación temporal del shock y de la disponibilidad de alternativas renovables competitivas.

La sensibilidad al criterio de confiabilidad muestra que endurecer la restricción de ENS no modifica de manera sustancial el costo total del sistema. El caso *strict*, con un límite anual de ENS esperada más exigente, aumenta la capacidad fotovoltaica y el almacenamiento, pero mantiene un valor objetivo muy cercano al caso base. Esto sugiere que la solución base ya opera con un nivel de servicio alto y que su factibilidad no depende de una restricción de confiabilidad artificialmente laxa. En cambio, el caso *relaxed* permite una solución sin BESS y con mayor capacidad eólica, aceptando una ENS acumulada más alta. Aun así, en todos los casos evaluados la demanda servida se mantiene por sobre 99,98

La sensibilidad con incorporación de energía marina entrega un resultado especialmente relevante desde el punto de vista tecnológico. Bajo la calibración utilizada, la tecnología marina sí es seleccionada por el modelo, alcanzando 17,68 kW de capacidad final. Esta alternativa reemplaza gran parte de la expansión fotovoltaica, eólica y de almacenamiento observada en el caso base, y permite reducir el valor objetivo desde 276.385,29 USD a 252.312,69 USD. Operacionalmente, la generación marina acumulada alcanza 349.232,35 kWh, convirtiéndose en la principal fuente renovable de la sensibilidad. No obstante, esta solución presenta una ENS mayor y una participación renovable agregada levemente inferior al caso base, por lo que su conveniencia debe interpretarse considerando tanto el costo como el desempeño operacional.

En este sentido, la energía marina aparece como una alternativa técnicamente factible y potencialmente competitiva para sistemas insulares, pero su conclusión debe ser tratada con cautela. Los resultados dependen de supuestos exploratorios de costo, disponibilidad y factor de capacidad. Por lo tanto, más que demostrar de forma definitiva la superioridad de esta tecnología, la sensibilidad muestra que su inclusión puede alterar de manera importante la estructura óptima del sistema y

desplazar inversiones en fotovoltaica, eólica y almacenamiento. Esto abre una línea relevante de análisis para sistemas aislados con recursos oceánicos.

En síntesis, la principal conclusión de esta memoria es que la transición energética de la microrred estudiada está determinada por la interacción entre el retiro del diésel existente, la disponibilidad de recursos renovables y el rol del almacenamiento. Bajo el caso base, la solución más equilibrada combina generación fotovoltaica, eólica discreta y BESS, logrando un alto nivel de suministro y una participación renovable cercana al 80

El aporte principal del trabajo consiste en proponer una formulación integrada para analizar decisiones de inversión y operación en una microrred aislada bajo incertidumbre. A diferencia de enfoques puramente deterministas, el modelo permite evaluar la robustez de distintas trayectorias frente a variaciones de recurso, demanda y costo de combustible. Además, al incluir sensibilidades de política renovable, confiabilidad, shock diésel y energía marina, la memoria entrega una estructura replicable para estudiar decisiones energéticas en territorios aislados donde el costo logístico, la continuidad de suministro y la disponibilidad local de recursos son aspectos críticos.

7.2. Trabajo futuro

El presente estudio no estuvo exento de limitaciones. En primer lugar, la representación temporal utilizada, basada en dos estaciones y cuatro bloques intradiarios, permite capturar la lógica general de operación del sistema, pero sigue siendo una agregación del comportamiento horario real. En futuros trabajos sería conveniente incorporar una resolución temporal más detallada, por ejemplo mediante semanas representativas, días tipo adicionales o una formulación horaria reducida,

con el fin de representar mejor rampas, déficit intradiario, excedentes renovables y operación del almacenamiento.

En segundo lugar, los resultados dependen de la calidad de la calibración de demanda, costos y factores de capacidad. Si bien el modelo utiliza escenarios contruidos a partir de recursos renovables y variaciones estocásticas, sería recomendable fortalecer la base de datos del caso de estudio mediante información local más detallada de demanda, consumo efectivo de combustible, disponibilidad operacional del generador diésel, costos logísticos reales y perfiles meteorológicos de mayor resolución. Esto permitiría mejorar la representatividad de los resultados y reducir la incertidumbre asociada a los supuestos de entrada.

Una tercera línea de trabajo futuro corresponde a profundizar el modelamiento del almacenamiento. En esta tesis el BESS se representa separando capacidad de energía y potencia, junto con eficiencias de carga y descarga. Sin embargo, una extensión natural sería incorporar degradación de baterías, ciclos equivalentes, reemplazos durante el horizonte, vida útil técnica, restricciones de profundidad de descarga y costos de reposición. Esto permitiría evaluar con mayor precisión la conveniencia económica del almacenamiento en sistemas aislados con alta penetración renovable.

También sería relevante extender el análisis del diésel. En esta memoria el generador existente posee una vida útil finita y no se permite inversión en nueva capacidad diésel. En trabajos futuros se podría evaluar la posibilidad de reemplazo parcial o total del activo térmico, incorporación de combustibles alternativos, restricciones de emisiones, impuestos al carbono o límites explícitos de consumo de combustible. Esto permitiría analizar con mayor profundidad la transición entre soluciones de respaldo térmico y soluciones completamente renovables.

Otra línea de desarrollo corresponde a la energía marina. La sensibilidad realizada muestra que esta tecnología puede cambiar de forma importante la estructura óptima del sistema. No obstante, su modelamiento se basa en supuestos exploratorios de costo y factor de capacidad. Por ello, sería recomendable complementar el análisis con estudios específicos del recurso oceánico en la zona, incluyendo series temporales de oleaje, disponibilidad técnica, restricciones de instalación, costos de mantenimiento en ambiente marino, vida útil de equipos y riesgos operacionales. Con ello se podría determinar si la competitividad observada en la sensibilidad se mantiene bajo una caracterización técnica más detallada.

Desde el punto de vista computacional, futuras investigaciones podrían explorar métodos de solución más eficientes. Dado que el modelo corresponde a un MILP estocástico con variables binarias e integrales, el tamaño del equivalente determinista crece rápidamente al aumentar el número de escenarios, tecnologías y bloques temporales. Por esta razón, sería pertinente estudiar técnicas de descomposición, reducción de escenarios, warm-starts, paralelización o estrategias híbridas que permitan mejorar la convergencia y reducir los tiempos de resolución sin perder representatividad.

Finalmente, sería interesante ampliar el alcance del análisis hacia criterios multicriterio. La formulación actual minimiza el costo total esperado, incorporando penalizaciones por ENS, derrame e incumplimiento renovable. Sin embargo, la toma de decisiones en sistemas aislados no depende sólo del costo, sino también de criterios sociales, ambientales y de resiliencia. En trabajos futuros se podrían incorporar emisiones de CO₂, vulnerabilidad ante fallas, autonomía energética, aceptabilidad social, impacto ambiental local y seguridad de suministro ante eventos extremos. Esto permitiría transformar el modelo en una herramienta más completa para apoyar decisiones de planificación

energética en territorios insulares y comunidades aisladas.

En conclusión, esta memoria entrega una base metodológica y computacional para estudiar la transición energética de microrredes aisladas bajo incertidumbre. Sus resultados muestran que la planificación óptima requiere coordinar generación renovable, almacenamiento, retiro de activos térmicos y criterios de confiabilidad. Al mismo tiempo, evidencian que tecnologías alternativas como la energía marina pueden modificar sustancialmente la trayectoria de inversión cuando sus condiciones técnicas y económicas resultan favorables. Por ello, el modelo desarrollado constituye una plataforma inicial sobre la cual se pueden construir análisis más detallados, robustos y aplicables a otros sistemas aislados de Chile.

Bibliografía

- 
- [1] OCDE. *Estudios Territoriales de la OCDE: Chile 2009*. Paris: OECD Publishing, 2009.
- [2] Ministerio de Energía. *Agenda de Energía: Un Desafío País, Progreso para Todos*. Santiago, Chile: Ministerio de Energía, 2014.
- [3] Jiménez, D.; Vives, A. *Development of a Methodology for Planning and Design of a Renewable Based Microgrid for Off-Grid Rural Electrification*. Universidad de Chile, 2017.
- [4] Albornoz, V. M.; Benario, P.; Rojas, M. E. A two-stage stochastic integer programming model for a thermal power system expansion. *International Transactions in Operational Research*, 11(3):243–257, 2004.
- [5] Birge, J. R.; Louveaux, F. V. *Introduction to Stochastic Programming*. 2nd ed. New York: Springer, 2011.
- [6] Bynum, M. L.; Hackebeil, G. A.; Hart, W. E.; Laird, C. D.; Nicholson, B. L.; Siirola, J. D.; Watson, J.-P.; Woodruff, D. L. *Pyomo — Optimization Modeling in Python*. 3rd ed. Cham: Springer, 2021.
- [7] Pfenninger, S.; Staffell, I. Long-term patterns of European PV output using 30

- years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114:1251–1265, 2016. doi:10.1016/j.energy.2016.08.060
- [8] Staffell, I.; Pfenninger, S. Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy*, 114:1224–1239, 2016. doi:10.1016/j.energy.2016.08.068
- [9] Renewables.ninja. *Science using the Renewables.ninja*. Disponible en: <https://www.renewables.ninja/documentation/science> Accedido en: mayo de 2026.
- [10] Rodríguez Osorio, F. E. *Modelo de planificación para transición a un sistema energético sostenible basado en almacenamiento electroquímico e hidrógeno en microrredes*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial, Universidad Técnica Federico Santa María, Vitacura, Chile, 2024.
- [11] Albornoz, V. M. *Apuntes de clases*. Material docente no publicado, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago, Chile.

A | Anexos

A.1. Parámetros técnicos base

Tabla A.1: Parámetros generales y operacionales del modelo

Parámetro	Valor	Unidad
Demanda anual base año 1	37.200	kWh/año
Crecimiento anual de demanda	0,02	–
Días por estación	182,5	días
Capacidad diésel existente	56	kW
Vida útil diésel existente	5	años
Fracción mínima de carga técnica del diésel	0,05	–
Pérdida efectiva por arranque diésel	0,50	h
Fracción de soporte síncrono	0,015	–
ENS máxima esperada anual caso base	0,005	fracción de la demanda
Penalización por slack renovable	2.000	USD/kWh
Penalización por derrame	10^{-3}	USD/kWh
Valor de ENS (VOLL)	150	USD/kWh

A.2. Parámetros económicos base

En la versión final del modelo, los costos fueron recalibrados para representar de mejor forma la condición insular del caso de estudio. En particular, el costo del diésel se construye explícitamente a partir de precio de combustible, tipo de cambio, consumo específico y un sobre costo logístico asociado al transporte, almacenamiento y operación en un territorio aislado.

Tabla A.2: Parámetros económicos de generación fotovoltaica y diésel.

Parámetro	Valor	Unidad
CAPEX FV base	2.232	USD/kW
Multiplicador logístico FV insular	1,30	–
CAPEX FV ajustado	2.901,6	USD/kW
FOM FV	26	USD/kW-año
Costo fijo activación FV	1.200	USD
Tamaño mínimo expansión FV	2	kW
Precio base diésel Chile	1.150	CLP/L
Tipo de cambio base	930	CLP/USD
Consumo específico diésel	0,30	L/kWh
Sobrecosto logístico insular diésel	0,15	–
Costo combustible diésel base	0,427	USD/kWh
Escalamiento real anual diésel	0,01	–
FOM diésel	25	USD/kW-año
Costo variable no combustible diésel	0,035	USD/kWh
Costo de arranque diésel	20	USD/arranque

A.3. Parámetros del sistema de almacenamiento en baterías

El sistema de almacenamiento en baterías se representa separando capacidad de energía y capacidad de potencia. La Tabla A.3 resume los parámetros utilizados.

Tabla A.3: Parámetros del sistema de almacenamiento en baterías (BESS)

Parámetro	Valor	Unidad
Estado de carga inicial	0,50	fracción
SOC mínimo	0,10	fracción
SOC máximo	0,95	fracción
<i>C-rate</i> máximo	1,0	–
Costo fijo de proyecto BESS	25.000	USD
Costo fijo logístico BESS	20.000	USD
Costo sistema de control BESS	15.000	USD
Costo fijo total primera instalación	60.000	USD
Costo por energía	253	USD/kWh
Costo por potencia	750	USD/kW
FOM BESS	2,5 %	fracción del CAPEX
Costo fijo por ampliación	5.000	USD
Expansión mínima de energía	10	kWh
Expansión mínima de potencia	2	kW
Costo de throughput	0,015	USD/kWh

A.4. Catálogo tecnológico de alternativas eólicas

La expansión eólica se modela mediante unidades discretas de distinto tamaño. Esta representación permite capturar decisiones de inversión más realistas que una variable continua de capacidad.

La Tabla A.4 resume las opciones utilizadas.

Tabla A.4: Catálogo de alternativas eólicas discretas.

Opción	Tamaño unitario	CAPEX específico	CAPEX unitario	FOM
wd _{2p5}	2,5 kW	7.692 USD/kW	19.230 USD	120 USD/kW-año
wd ₅	5,0 kW	7.400 USD/kW	37.000 USD	110 USD/kW-año
wd ₁₀	10,0 kW	7.000 USD/kW	70.000 USD	95 USD/kW-año
wd ₂₀	20,0 kW	6.500 USD/kW	130.000 USD	85 USD/kW-año
wd ₄₀	40,0 kW	6.200 USD/kW	248.000 USD	75 USD/kW-año
wd ₆₀	60,0 kW	6.000 USD/kW	360.000 USD	70 USD/kW-año

A.5. Parámetros de energía marina undimotriz

La tecnología marina de tipo undimotriz no forma parte del caso base, sino que se habilita únicamente en una sensibilidad tecnológica exploratoria. La Tabla A.5 resume los parámetros utilizados para dicha sensibilidad.

Tabla A.5: Parámetros utilizados para la sensibilidad de energía marina.

Parámetro	Valor	Unidad
CAPEX marina	9.000	USD/kW
FOM marina	180	USD/kW-año
Costo fijo de activación marina	5.000	USD
Expansión mínima marina	5	kW
Expansión máxima anual marina	20	kW/año
Capacidad marina máxima	60	kW
Factor de capacidad base verano	0,32	–
Factor de capacidad base invierno	0,38	–
Rango admisible de factor de capacidad	[0,05; 0,80]	–

A.6. Construcción de escenarios

La construcción de escenarios sigue un enfoque de ventanas de 7 días por estación, aplicado a las series horarias de generación fotovoltaica y eólica. Para cada escenario:

1. se selecciona una ventana de 7 días dentro de verano y otra dentro de invierno;
2. se promedian los perfiles horarios de FV y viento en cada ventana;
3. dichos perfiles se agregan a los 4 bloques intradiarios;
4. se incorporan multiplicadores estocásticos adicionales para demanda, costo del diésel, disponibilidad del diésel y eficiencia de la batería.

La Tabla A.6 resume los rangos utilizados en los multiplicadores aleatorios.

Tabla A.6: Rangos de multiplicadores estocásticos utilizados en la construcción de escenarios.

Parámetro	Rango
Multiplicador de demanda	[0, 95; ; 1, 05]
Multiplicador costo diésel	[0, 95; ; 1, 15]
Disponibilidad del diésel	[0, 95; ; 1, 00]
Eficiencia round-trip batería	[0, 85; ; 0, 90]
Multiplicador recurso marino	[0, 90; ; 1, 10]

A.7. Archivos exportados por el modelo

Cada corrida del modelo exporta archivos que permiten reconstruir y verificar los resultados reportados. La Tabla A.7 resume los principales archivos generados.

Tabla A.7: Archivos principales exportados por el modelo.

Archivo	Contenido
capacities.csv	Capacidades acumuladas por año
investments.csv	Inversiones incrementales por tecnología
wind units by year.csv	Número de unidades eólicas instaladas por opción
asset summary.csv	Resumen agregado por activo o tecnología
years.csv	Balance energético anual esperado
policy check.csv	Verificación de política renovable y uso de holguras
costs total.csv	Descomposición total de costos
costs year.csv	Descomposición anual de costos
blocks expected.csv	Resultados esperados por año, estación y bloque
solver summary.csv	Resumen de estado, tiempo y tamaño del modelo
solver live.log	Registro de convergencia del solver
scenarios summary.csv	Resumen de escenarios construidos
scenarios cf blocks.csv	Factores de capacidad por bloque y escenario

A.8. Código de implementación computacional

El modelo de optimización fue implementado en Python, utilizando Pyomo para la formulación algebraica del problema y HiGHS como solver. Dado que el archivo completo de implementación posee una extensión considerable, no se incorpora íntegramente en el cuerpo de la memoria para evitar una extensión innecesaria del documento. En su lugar, el código completo se considera como material complementario bajo el archivo `modelo_microred.py`.

El código implementado considera, en términos generales, los siguientes componentes:

- definición de parámetros técnicos, económicos y operacionales del sistema;

- construcción de escenarios de incertidumbre para demanda, recurso renovable, disponibilidad del diésel y costo del combustible;
- formulación del modelo de optimización estocástica de dos etapas en Pyomo;
- definición de la función objetivo, incorporando costos de inversión, costos fijos, costos operacionales, costo variable del diésel, penalizaciones por energía no suministrada, derrame e incumplimiento de política renovable;
- implementación de restricciones de balance energético, límites tecnológicos, operación del diésel existente, almacenamiento en baterías, política renovable y confiabilidad del suministro;
- resolución de las instancias mediante HiGHS;
- exportación de archivos de resultados utilizados para la construcción de tablas y figuras de la memoria.

La estructura general del archivo de implementación puede resumirse como:

```

1 # 1. Importacion de librerias
2 # 2. Definicion de parametros generales del modelo
3 # 3. Construccion de escenarios
4 # 4. Definicion de tecnologias candidatas
5 # 5. Construccion del modelo Pyomo
6 # 6. Definicion de variables de decision
7 # 7. Definicion de funcion objetivo
8 # 8. Definicion de restricciones
9 # 9. Configuracion y ejecucion del solver HiGHS
10 # 10. Exportacion de resultados

```

Listing A.1: Estructura general del código Python de implementación.

En particular, el código incorpora la calibración del costo variable del diésel a partir del precio del combustible, el tipo de cambio, el consumo específico del generador y un sobre costo logístico

asociado a la condición insular. Esta estructura permite representar de mejor forma la exposición del sistema al costo del combustible y facilita la posterior evaluación de shocks temporales del precio del diésel.

