

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA**

**DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA CON EL OBJETIVO DE REDUCIR LA
EXPOSICIÓN AL RIESGO EN PORTAFOLIOS DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA**

CLAUDIO ALONSO MADRID MUÑOZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PROFESOR GUÍA: PhD. ESTEBAN MANUEL GIL SAGAS

CO-REFERENTE: MSc. LUIS ARANGUIZ TAPIA

OCTUBRE, 2024

Resumen

Este estudio aborda el dimensionamiento y optimización de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en portafolios de generación fotovoltaica (FV, *Photovoltaic, PV*), con el objetivo de reducir la exposición al riesgo de mercado y maximizar la rentabilidad en el mercado eléctrico chileno. En el contexto de una transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ y alcanzar la carbononeutralidad para 2050, se analizan los desafíos de integrar fuentes de energía renovable, como la solar.

Se desarrolló un modelo de optimización utilizando Pyomo para gestionar la operación de un sistema híbrido PV&BESS (*Battery Energy Storage System*) y determinar el nivel de contratación óptimo. El caso evaluado considera un sistema de 200 MW de capacidad fotovoltaica, operando en un esquema de dos nodos: uno de inyección (barra Kimal) y otro de retiro (barra Lagunas), simulando el consumo de energía. El modelo incorpora factores económicos, técnicos y de degradación, evaluando diferentes escenarios de costos marginales en un horizonte de 20 años.

Los resultados sugieren que un nivel de retiro cercano a 62 MW optimiza la rentabilidad y reduce los riesgos del mercado. Las baterías con una duración de 4 horas (210 MW) demostraron ser las más adecuadas, logrando un equilibrio entre costo, eficiencia y gestión de riesgos. Esta configuración permite un balance eficiente entre la carga y descarga de las baterías, minimizando la dependencia de compras en el mercado spot.

La combinación de generación fotovoltaica con almacenamiento maximiza el aprovechamiento de la energía renovable y refuerza la estabilidad financiera de los portafolios energéticos. Las configuraciones analizadas ofrecen una solución viable a largo plazo, contribuyendo tanto a la sostenibilidad como a la seguridad energética en la transición hacia una matriz más limpia.

Con base en los escenarios estudiados, se recomienda la implementación de sistemas híbridos PV&BESS con niveles de retiro alrededor de los 62 MW y el uso de baterías de 4 horas de duración. Los resultados de este análisis podrían orientar futuros ajustes regulatorios que incentiven el uso de SAE y mejoren la estabilidad de la red eléctrica, particularmente en configuraciones de dos nodos. Sin embargo, se sugiere un análisis continuo para ajustar los parámetros según las condiciones del mercado y los avances tecnológicos.

Abstract

This study addresses the sizing and optimization of energy storage systems (SAE) in photovoltaic generation portfolios (*Photovoltaic, PV*) with the aim of reducing market risk exposure and maximizing profitability in the Chilean electricity market. In the context of a transition towards a cleaner and more sustainable energy matrix, driven by the need to reduce CO₂ emissions and achieve carbon neutrality by 2050, the challenges of integrating renewable energy sources such as solar are analyzed.

An optimization model was developed using Pyomo to manage the operation of a hybrid PV&BESS (*Battery Energy Storage System*) and determine the optimal power purchase agreement (PPA) withdrawal level. The evaluated case considers a system with 200 MW of photovoltaic capacity, operating under a two-node scheme: one injection node (Kimal substation), where solar generation and storage are located, and one withdrawal node (Lagunas substation), simulating energy consumption. The model incorporates economic, technical, and degradation factors, evaluating different marginal cost scenarios over a 20-year horizon.

The results suggest that a withdrawal level of approximately 62 MW optimizes profitability and reduces market risks. Batteries with a duration of 4 hours (210 MW) proved to be the most suitable, achieving a balance between cost, efficiency, and risk management. This configuration allows for an efficient balance between charging and discharging the batteries, minimizing reliance on spot market purchases and improving overall system performance.

The integration of photovoltaic generation with storage maximizes the utilization of renewable energy and strengthens the financial stability of energy portfolios. The analyzed configurations offer a viable long-term solution, contributing to both sustainability and energy security during the transition to a cleaner energy matrix.

Based on the studied scenarios, it is recommended to implement hybrid PV&BESS systems with PPA withdrawal levels around 62 MW and the use of 4-hour duration batteries. The results of this analysis could guide future regulatory adjustments to encourage the use of SAE and improve grid stability, particularly in two-node configurations like those evaluated. However, continuous analysis is suggested to adjust the parameters according to changing market conditions and technological advancements.

Agradecimientos

Comienzo agradeciendo a mi familia, que me ha apoyado incondicionalmente durante el largo proceso de la carrera universitaria, que finalmente concluye. Hubo momentos en los que pensé en rendirme, pero ellos siempre estuvieron ahí para levantarme y animarme a seguir adelante. No estaría donde estoy sin su ayuda; por todo esto y mucho más, gracias.

Quiero extender este agradecimiento a mi pareja, Amaya, y a su familia, quienes me han brindado un apoyo incondicional en estos últimos años, marcando una gran diferencia en mi vida. Mi gratitud especial a Amaya, por su presencia constante, comprensión y amor en los momentos que más los necesité.

También agradezco a todos los amigos que la vida me ha regalado, por su apoyo en los momentos difíciles y por acompañarme en este viaje que ha sido estudiar ingeniería civil eléctrica. Siempre he dicho, y siempre diré, que es mejor enfrentar los retos y celebrar los triunfos acompañados. Nunca lo hubiese logrado solo.

En el ámbito académico, me gustaría expresar mi sincero agradecimiento al profesor Esteban Gil, por darme la oportunidad de participar en esta memoria. Además, extendiendo mi gratitud a los proyectos ANID-Basal FB0008 (Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, AC3E) y Fondecyt 1231892, que han facilitado los recursos necesarios para llevar a cabo las investigaciones bajo su dirección.

Finalmente, quiero expresar mi gratitud a Luis Aránguiz, cuyo conocimiento y constante apoyo han sido fundamentales para el desarrollo de este proyecto. También agradezco a AES Andes por brindarme la oportunidad de colaborar en este proyecto tan enriquecedor, que ha fortalecido mi confianza y seguridad en mis conocimientos.

Nunca perder el enfoque.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos:	2
1.3. Estructura del documento	3
2. Marco teórico	4
2.1. Sistemas de almacenamiento de energía	4
2.1.1. Definición y clasificación de los sistemas de almacenamiento	4
2.1.2. Tipos de tecnologías de almacenamiento	5
2.1.3. Baterías (BESS)	5
2.1.4. Tipos de baterías	6
2.1.5. Costos y desafíos de los BESS	6
2.2. Marco regulatorio	7
2.2.1. Ley N° 21.505: Promoción del almacenamiento de energía eléctrica y la elec- tromovilidad	8
2.2.2. Modificaciones al reglamento de transferencia de potencia	8
2.3. Aplicación de SAE	9
2.3.1. Servicios de generación	10
2.3.2. Servicios complementarios	10
2.4. Análisis económico y métricas de riesgo en sistemas energéticos	10
3. Modelos y métodos	12
3.1. Modelo a estudiar	12
3.1.1. Definición de conjuntos y variables en el modelo de optimización	13
3.1.2. Definición de parámetros	14
3.1.3. Función objetivo	15

3.1.4.	Restricciones	17
3.2.	Descripción de los datos de predicción y datos de entrada al modelo	20
3.2.1.	Generación solar	20
3.2.2.	Modelos de predicción de costos marginales	22
3.2.3.	Vertimiento	25
3.2.4.	Parámetros de las BESS	26
3.3.	Operación de la batería	26
3.4.	Datos de operación y documentos de salida	30
3.5.	Metodología de análisis de resultados	31
3.6.	Cálculos económicos	32
3.6.1.	Proyección de CAPEX y OPEX	32
3.6.2.	Depreciación CAPEX	34
3.6.3.	Anualidad del CAPEX	35
3.6.4.	Tax	36
3.6.5.	Indicador Bases And Shape (B&S)	36
3.6.6.	Ingresos por potencia de suficiencia del sistema PV&BESS	37
3.6.7.	Costo de suministro (CTS)	39
3.7.	Indicadores económicos utilizados	39
3.7.1.	Cálculo del costo nivelado de energía y almacenamiento	40
3.7.2.	Margen planta	42
3.7.3.	Posición valorizada	42
3.7.4.	Ingreso de contrato	43
3.7.5.	Margen de energía	43
3.7.6.	Margen de potencia	43
3.7.7.	Margen final	44
3.8.	Métricas de riesgo	44
3.8.1.	Valor en riesgo (VAR)	44
3.8.2.	Valor en riesgo condicional (CVAR)	45
3.8.3.	Aplicación de VAR y CVAR en el sistema PV&BESS	45
3.8.4.	Implicaciones para la gestión del proyecto	45
3.9.	Herramientas utilizadas	46
3.9.1.	Librerías utilizadas	46
3.9.2.	Lectura de datos y preparación del modelo	46
3.9.3.	Segmentación temporal y paralelización	47
3.9.4.	Modelo de optimización	47
3.9.5.	Resultados y post-procesamiento	48

3.9.6. Tamaño del problema de optimización	48
4. Resultados	52
4.0.1. Resumen de baterías estudiadas	54
4.0.2. Resumen del sistema PV	54
4.1. Análisis de resultados para retiro plano	55
4.1.1. Análisis del Costo de suministro	56
4.1.2. Relación entre Costo de suministro y Bases and Shape	57
4.1.3. Análisis del LCOE total	57
4.1.4. Análisis del Margen final	58
4.1.5. Análisis de métricas de riesgo	60
4.1.6. Análisis detallado para la batería 4: Determinación del retiro óptimo	64
4.1.7. Análisis de riesgo para niveles de retiro entre 61 y 69 MW	66
4.2. Análisis de resultados para retiro nocturno	69
4.2.1. Análisis del Costo de suministro para retiro nocturno	70
4.2.2. Relación entre Costo de suministro y Bases and Shape en retiro nocturno	71
4.2.3. Análisis del LCOE total	71
4.2.4. Análisis del Margen final nocturno	71
4.2.5. Análisis de métricas de riesgo	73
4.2.6. Análisis detallado para la batería 4: Determinación del retiro óptimo en horas nocturnas	77
4.2.7. Análisis de riesgo para niveles de retiro entre 61 y 69 MW en horas nocturnas	78
5. Conclusiones	80
A. Resumen del trabajo	82
A.1. Modelo de optimización	84
A.1.1. Conjuntos y variables	84
A.1.2. Parámetros	84
A.1.3. Función objetivo	86
A.1.4. Restricciones	86
A.2. Metodología de Análisis Económico	88
A.2.1. Proyección de CAPEX y OPEX	88
A.2.2. Depreciación CAPEX	88
A.2.3. Anualidad del CAPEX	89
A.2.4. Tax	89
A.2.5. Ingresos por potencia de suficiencia	89

A.2.6. Indicador Bases And Shape (B&S)	90
A.2.7. Costo de Suministro (CTS)	90
A.2.8. Indicadores Financieros	90
A.2.9. Métricas de Riesgo	92
A.3. Resultados	93
A.3.1. Selección del retiro óptimo	93
A.3.2. Análisis de resultados para retiro plano	94
A.3.3. Análisis de resultados para retiro nocturno	95
A.4. Conclusiones	96
B. Anexo: Supuestos del Modelo Estocástico Dinámico	97
B.0.1. Vectores de precio y vertimiento	97
B.0.2. Principales supuestos del modelo	97
B.0.3. Vertimiento	98
B.0.4. Conclusiones del modelo	99

Índice de tablas

2.1. Comparación de costos entre diferentes tecnologías de almacenamiento energético.	6
2.2. Porcentajes de reconocimiento de potencia inicial según horas de capacidad de almacenamiento [37].	9
3.1. Parámetros de las BESS utilizadas en el modelo de optimización.	26
3.2. Ejemplo de estructura de datos de salida del modelo para el sistema PV&BESS.	30
3.3. Resultados de simulación para el año 2025 bajo diferentes combinaciones hidrológicas y eólicas.	32
3.4. Datos originales de costos de BESS para 2029 [43].	33
3.5. Proyección de costos para sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) para el año 2029 [43, 44].	33
3.6. Porcentaje de pago según duración de descarga	38
4.1. Características y costos de las baterías evaluadas para el sistema PV&BESS.	54
4.2. Costos de CAPEX y OPEX del sistema fotovoltaico (PV).	54
4.3. CVAR y VAR al 95 % para la batería 3 en diferentes niveles de retiro.	60
4.4. CVAR y VAR al 95 % para la batería 4 en diferentes niveles de retiro.	61
4.5. CVAR y VAR al 95 % para la batería 5 en diferentes niveles de retiro.	61
4.6. Comparación de CVAR y VAR al 95 % para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW.	61
4.7. Valores de CVAR y VAR al 95 % para diferentes niveles de retiro contractual.	66
4.8. Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW, considerando un retiro de 62 MW.	68
4.9. CVAR y VAR al 95 % para la batería 3 en diferentes niveles de retiro.	73
4.10. CVAR y VAR al 95 % para la batería 4 en diferentes niveles de retiro.	73
4.11. CVAR y VAR al 95 % para la batería 5 en diferentes niveles de retiro.	74
4.12. Comparación de CVAR y VAR al 95 % para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW.	74

4.13. Valores de CVAR y VAR al 95 % para diferentes niveles de retiro nocturno.	78
4.14. Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW en condiciones nocturnas.	79
A.1. Conjuntos del modelo de optimización.	84
A.2. Variables de decisión.	84
A.3. Parámetros del modelo.	84
A.4. Parámetros de paneles solares.	85
A.5. Costos marginales.	85
A.6. Degradación de componentes.	85
A.7. Contratos.	85
A.8. Inversor, prorrata y vertimiento.	85
A.9. Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW, considerando un retiro de 62 MW.	95
A.10. Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW en condiciones nocturnas.	95

Índice de figuras

3.1. Perfil solar original (2023)	21
3.2. Proyección del perfil solar para 20 Años	22
3.3. Proyección anual del costo marginal promedio - barra Kimal.	23
3.4. Proyección anual del costo marginal promedio - barra Lagunas.	23
3.5. Proyección diaria del costo marginal promedio - barra Kimal.	24
3.6. Proyección diaria del costo marginal promedio - barra Lagunas.	24
3.7. Proyección diaria de los costos marginales promedio en las barras Kimal y Lagunas.	24
3.8. Comparación de un día promedio bajo hidrología 6 para diferentes escenarios de viento - barra Kimal.	24
3.9. Comparación de un día promedio bajo hidrología 6 para diferentes escenarios de viento - barra Lagunas.	24
3.10.	24
3.11. Promedio de vertimiento a lo largo del día durante el invierno (izquierda) y verano (derecha).	25
3.12. Boxplot de la energía cargada (izquierda) y energía descargada (derecha) a lo largo del día - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	27
3.13. Boxplot del estado de carga a lo largo del día - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	27
3.14. Boxplot de la energía cargada (izquierda) y energía descargada (derecha) a lo largo del día - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	28
3.15. Boxplot del estado de carga a lo largo del día - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	28
3.16. Promedio de energía cargada, energía descargada y costo marginal de inyección - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	29
3.17. Promedio de energía cargada, energía descargada y costo marginal de inyección - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.	29

3.18. Distribución de probabilidad para los escenarios hidrológicos, resaltando el enfoque en escenarios adversos.	31
4.1. Mapa de ubicación entre la subestación eléctrica Kimal y la subestación Lagunas. .	52
4.2. Diagrama de flujo de la metodología de optimización utilizada en el estudio.	53
4.3. Comparación de B&S total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.	55
4.4. Comparación de CTS entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.	56
4.5. Comparación de CTS entre baterías 3, 4 y 5 para diferentes niveles de retiro plano.	57
4.6. Comparación de LCOE total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.	58
4.7. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 3 horas, 280 MW.	59
4.8. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 4 horas, 210 MW.	59
4.9. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 5 horas, 168 MW.	59
4.10. Distribución combinada de la posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en diferentes niveles de retiro plano.	62
4.11. Distribución de probabilidades de la Posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.	63
4.12. Distribución de probabilidades del Margen planta para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.	64
4.13. Análisis de B&S total para la batería de 4 horas, 210 MW, en retiros de 61 MW a 69 MW.	65
4.14. Distribución de probabilidad de la Posición valorizada para batería de 4 horas, 210 MW, con retiro de 62 MW.	67
4.15. Distribución de probabilidad del Margen planta para batería de 4 horas, 210 MW, con retiro de 62 MW.	67
4.16. Comparación de B&S total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro nocturno.	69
4.17. Comparación de CTS entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro nocturno.	70
4.18. Comparación de CTS entre baterías 3, 4 y 5 para diferentes niveles de retiro nocturno.	71
4.19. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 3 horas, 280 MW, retiro nocturno.	72
4.20. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 4 horas, 210 MW, retiro nocturno.	72
4.21. Margen final vs. Retiro contractual para batería de 5 horas, 168 MW, retiro nocturno.	72
4.22. Distribución combinada de la posición valorizada para diferentes niveles de retiro nocturno de la batería de 4 horas, 210 MW.	74
4.23. Distribución de probabilidades de la posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.	75

4.24. Distribución de probabilidades del margen de planta para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.	76
4.25. Análisis de B&S total para la batería de 4 horas, 210 MW, en retiros nocturnos de 61 MW a 69 MW.	77
A.1. Diagrama de flujo de la metodología de optimización utilizada en el estudio.	83

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

El mercado eléctrico chileno está experimentando una transformación hacia una matriz energética más limpia, con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ y mitigar los efectos del cambio climático. Chile posee un enorme potencial en energías renovables, especialmente en energía solar y eólica, y se ha fijado la meta de alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050 [16]. Este contexto ha impulsado la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE), en particular las baterías (BESS, por sus siglas en inglés: *Battery Energy Storage Systems*), con el fin de aumentar la eficiencia y la rentabilidad de los sistemas de generación fotovoltaica (PV, *Photovoltaic*) combinados con almacenamiento (PV&BESS).

Los generadores de energía renovable enfrentan desafíos como la variabilidad de la generación y la reducción del vertimiento de energía, que en 2022 alcanzó 1.47TWh, triplicando la cifra de 2021 [13]. Los SAE son esenciales para minimizar vertimientos y optimizar la generación limitada a las horas de luz [13].

En la generación fotovoltaica, es crucial equilibrar los compromisos de suministro con la generación variable para asegurar rentabilidad y protegerse contra riesgos del mercado spot, donde la fluctuación de precios puede impactar significativamente los ingresos.

Un sistema de almacenamiento eficiente debe considerar:

- Energía generada, según tamaño y ubicación del portafolio fotovoltaico.
- Costo marginal de inyección, influenciado por la ubicación y hora de inyección.
- Compromiso de suministro, evaluando la capacidad de cumplimiento contractual y su impacto en el sistema.

Los costos marginales se determinan en el mercado spot, afectando directamente los ingresos de los generadores renovables debido a la variabilidad de la generación y la demanda. Los SAE, especialmente los basados en baterías, permiten a las generadoras participar en el mercado de energía durante períodos de alta demanda, mejorando la rentabilidad de las plantas PV.

Además, las baterías, con una vida útil estimada de 20 años, enfrentan desafíos de degradación y eficiencia [1]. Un ejemplo destacado es el proyecto Andes Solar IIB de AES Andes, con 180MW de capacidad solar y 112MW de almacenamiento, que refuerza la importancia de SAE en la infraestructura energética [15].

En Chile, la Comisión Nacional de Energía promueve el uso de SAE para mejorar la eficiencia y fomentar la integración de renovables [2]. Este enfoque asegura un equilibrio óptimo entre costos, beneficios y sustentabilidad, posicionando a las tecnologías de almacenamiento y generación solar como esenciales para el futuro energético [4].

El propósito de esta memoria es desarrollar un modelo para dimensionar y optimizar un SAE en un portafolio fotovoltaico específico, abordando la incertidumbre y maximizando la eficiencia y rentabilidad del sistema bajo condiciones de mercado variables. Se utilizará Pyomo para implementar este modelo de optimización, considerando factores económicos, técnicos y financieros a lo largo de 20 años.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Determinación de los volúmenes de contratación eléctrica óptimos, mediante el dimensionamiento de parques híbridos PV&BESS, con el fin de mitigar el riesgo de exposición al mercado spot de una empresa.

1.2.2. Objetivos específicos:

- Desarrollar un modelo computacional para el dimensionamiento óptimo de sistemas de baterías de almacenamiento de energía (BESS) para portafolios fotovoltaicos (PV), que permita evaluar la rentabilidad por la participación del sistema híbrido (PV&BESS) en el mercado de energía chileno bajo condiciones de incertidumbre.
- Modelar la incertidumbre de los precios y la generación del portafolio fotovoltaico, con el fin de cuantificar los distintos escenarios de rentabilidad y eficiencia en su operación.
- Determinar un parámetro de medición de riesgo para el portafolio, como el Conditional Value at Risk (CVaR), y proponer un valor objetivo de riesgo al que se puede exponer el portafolio.

- Evaluar la rentabilidad económica de portafolios de sistemas híbridos FV&SAE de una empresa utilizando el modelo propuesto.

1.3. Estructura del documento

Esta memoria se organiza en los siguientes capítulos:

- **Capítulo 1: Introducción:** Contexto del estudio, importancia de los SAE en la matriz energética chilena, objetivos del estudio y estructura del documento.
- **Capítulo 2: Revisión bibliográfica:** Visión general de tecnologías de almacenamiento, con foco en BESS, marco regulatorio chileno y estudios previos sobre optimización y rentabilidad de sistemas híbridos.
- **Capítulo 3: Modelos de optimización:** Descripción del modelo de optimización, incluyendo conjuntos, variables, parámetros, función objetivo, restricciones y manejo de la incertidumbre en generación y precios.
- **Capítulo 4: Métodos:** Metodología para implementar y analizar el modelo, técnicas de preprocesamiento y segmentación de datos, herramientas computacionales como Pyomo y evaluación de incertidumbre.
- **Capítulo 5: Resultados:** Resultados del modelo de optimización, análisis de sensibilidad y evaluación de escenarios para entender su impacto en la rentabilidad y eficiencia de los portafolios híbridos PV&BESS.
- **Capítulo 6: Conclusiones:** Conclusiones sobre la eficiencia y rentabilidad de los sistemas PV&BESS, recomendaciones para futuras implementaciones y áreas para estudios adicionales.
- **Anexos:** Información adicional, código del modelo, scripts de procesamiento de datos y resultados en formato Excel, con explicaciones de métodos y técnicas utilizados.

Capítulo 2

Marco teórico

Este capítulo proporciona una visión general de los sistemas de almacenamiento de energía y su relevancia en la integración de fuentes renovables, con un enfoque en baterías debido a su capacidad para mejorar la eficiencia y estabilidad de las redes eléctricas. Se exploran las diferentes tecnologías de almacenamiento, sus aplicaciones, costos y desafíos, así como el marco regulatorio vigente en Chile que apoya la adopción de estas tecnologías para asegurar una transición energética sostenible y segura.

2.1. Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía es crucial para la estabilidad y eficiencia de las redes eléctricas modernas, facilitando la integración de fuentes de energía renovable. Estas tecnologías permiten almacenar energía cuando la producción excede la demanda y liberarla cuando la demanda es mayor, garantizando así un suministro constante y fiable.

2.1.1. Definición y clasificación de los sistemas de almacenamiento

Un *Sistemas de almacenamiento de energía* (SAE) captura y almacena energía eléctrica para su uso posterior [21]. Estos sistemas se clasifican por la duración del almacenamiento:

- **Corto plazo:** Suministran energía en segundos a minutos, útiles para regulación de voltaje y frecuencia.
- **Mediano plazo:** Almacenan energía por varias horas, adecuados para arbitraje y reducción de congestiones.
- **Largo plazo:** Capaces de almacenar energía por más de 24 horas, como embalses y centrales de bombeo.

2.1.2. Tipos de tecnologías de almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento se dividen según su principio operativo:

- **Almacenamiento térmico:** Utiliza energía para calentar o enfriar un medio, como agua o sales fundidas, que luego se convierte en electricidad, común en plantas solares de concentración [23].
- **Almacenamiento eléctrico:** Involucra la carga de capacitores o conductores, creando campos electrostáticos o magnéticos que liberan energía eléctrica, ejemplos incluyen supercapacitores y sistemas de almacenamiento magnético [24].
- **Almacenamiento mecánico:** Convierte energía en movimiento o presión, como en *Flywheels*, hidroeléctricas de bombeo y aire comprimido [25].
- **Almacenamiento químico:** Almacena energía en compuestos químicos, como el hidrógeno verde, que se convierte en electricidad sin emisiones de carbono [26].
- **Almacenamiento electroquímico:** Utiliza reacciones químicas para generar potencial eléctrico entre un ánodo y un cátodo; ejemplos incluyen baterías de ion-litio y de flujo redox, aplicables en múltiples usos [27].

2.1.3. Baterías (BESS)

Las baterías de almacenamiento de energía son sistemas diseñados para almacenar energía en forma de energía química mediante celdas electroquímicas, y liberarla posteriormente en forma de electricidad cuando es necesario [27]. Este proceso se basa en la diferencia de potencial generada entre los electrodos a través de reacciones de óxido-reducción, permitiendo que la energía se convierta y almacene de manera eficiente.

En un contexto más amplio, un **BESS** se refiere a una tecnología que integra baterías con equipos de conversión de energía y sistemas de control para gestionar la carga y descarga de electricidad, optimizando el uso de energía en aplicaciones que van desde el nivel doméstico hasta la escala industrial y de red. Los componentes clave de un BESS incluyen:

- **Estante de baterías:** Conjunto de celdas y módulos conectados en serie y paralelo.
- **Sistema de conversión de energía:** Transforma corriente alterna en continua y viceversa.
- **Sistema de gestión de energía:** Monitorea y optimiza el flujo de energía.
- **Sistema de gestión de la batería:** Protege el BESS y maximiza su vida útil.
- **Sistema de gestión térmica:** Mantiene la temperatura óptima del sistema.

2.1.4. Tipos de baterías

Baterías de ion-litio: Utilizan compuestos de carbono grafito, un cátodo de óxido de litio y un electrolito líquido orgánico no acuoso. Son valoradas por su alta densidad energética y eficiencia [28, 12].

Baterías de plomo-acido: Compuestas por un electrolito de ácido sulfúrico, un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo. Comúnmente usadas en sistemas de respaldo y aplicaciones estacionarias [30].

Baterías de sodio-sulfuro: Caracterizadas por el uso de sulfuro y sodio en estado líquido, separadas por un electrolito cerámico sólido, ideales para almacenamiento a largo plazo [28].

Baterías de flujo: Utilizan soluciones electrolíticas almacenadas en tanques externos, bombeadas a través de una celda electroquímica. Son adecuadas para aplicaciones de gran escala y largas duraciones [31].

2.1.5. Costos y desafíos de los BESS

Los costos de los sistemas BESS han disminuido significativamente debido a mejoras en la eficiencia de producción y a economías de escala. Según NREL, el costo de los sistemas de almacenamiento a gran escala ha experimentado una caída continua, con proyecciones que indican una reducción de hasta un 40 % para 2030 [1, 33]. Sin embargo, persisten desafíos importantes:

- **Seguridad:** Las baterías de ion-litio son inflamables, lo que requiere normativas de seguridad rigurosas [28].
- **Sostenibilidad y reciclaje:** Es crucial minimizar el impacto ambiental y mejorar las prácticas de reciclaje [33].
- **Costos:** A pesar de la reducción de precios, las baterías de ion-litio siguen siendo costosas en comparación con otras tecnologías [12].

Tecnología	Costo por kWh (USD)
Baterías de ion-litio	300 – 600
Baterías de flujo	150 – 400
Almacenamiento en aire comprimido (CAES)	50 – 150
Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHS)	100 – 200

Tabla 2.1: Comparación de costos entre diferentes tecnologías de almacenamiento energético.

La tabla 2.1 muestra una comparación de costos entre las baterías de ion-litio y otras tecnologías de almacenamiento de energía. A pesar de la reducción de precios en los últimos años, las baterías de ion-litio siguen siendo relativamente costosas en comparación con opciones como las baterías de flujo o los sistemas de almacenamiento en aire comprimido (CAES) [46] [47].

2.2. Marco regulatorio

El Decreto Supremo N° 125 de 2017, emitido por el Ministerio de Energía, establece las normas para la operación y coordinación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile, asegurando una operación segura, eficiente y económica, con acceso no discriminatorio a las redes de transmisión. Este reglamento busca optimizar la coordinación de instalaciones eléctricas e integrar tecnologías como los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) [35].

Centrales renovables con capacidad de almacenamiento

Según el DS125, estas centrales usan fuentes renovables (solar, eólica) y sistemas de almacenamiento para mejorar la gestión de energía. Los artículos 110 a 115 del reglamento establecen los modos de operación y las responsabilidades para su integración en el SEN.

Modos de operación (Artículo 110)

Los modos definidos son:

- **Modo carga:** Transforma energía eléctrica en otra forma para su almacenamiento.
- **Modo descarga:** Convierte energía almacenada en electricidad para inyección al sistema.
- **Modo generación directa:** Inyecta la energía generada directamente a la red sin pasar por almacenamiento.

El **Artículo 111** permite la operación simultánea de los modos de descarga y generación directa, dependiendo de la capacidad tecnológica y de conexión.

Programación y operación (Artículos 112 y 113)

El **Artículo 112** establece que el Coordinador debe incorporar estas centrales en la programación del SEN utilizando metodologías que minimicen costos y aseguren la seguridad del sistema.

La energía almacenada debe valorarse al menos al costo variable declarado. El **Artículo 113** especifica que la programación debe considerar características como la capacidad de almacenamiento, pronósticos de generación, y el impacto en la seguridad y eficiencia del sistema.

Facultades del Coordinador (Artículo 114)

El **Artículo 114** otorga al Coordinador la autoridad para modificar los modos de operación de las centrales con capacidad de almacenamiento para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

Informes y pronósticos (Artículo 115)

Según el **Artículo 115**, las centrales deben proporcionar al Coordinador pronósticos de generación y planes de gestión de energía. Estos pronósticos son esenciales para la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable, permitiendo al Coordinador ajustar la operación según los distintos modos definidos.

2.2.1. Ley N° 21.505: Promoción del almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad

Promulgada en noviembre de 2022, la Ley N° 21.505 promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad en Chile, modificando la Ley General de Servicios Eléctricos para regular los sistemas de almacenamiento y fomentar el uso de vehículos eléctricos [36].

La ley introduce “sistemas de almacenamiento” en varios artículos clave (72°-2, 72°-17, 72°-18, y 149°), integrándolos con medios de generación y otras instalaciones eléctricas. Además, el artículo 149° bis incorpora estos sistemas en la propiedad y operación conjunta de equipos de generación.

Se define el “Sistema generación-consumo” (artículo 225) como infraestructura conectada al sistema eléctrico para autoabastecimiento y retiro de energía.

Disposiciones transitorias requieren que el Ministerio de Energía dicte reglamentos en un año y establece exenciones fiscales para vehículos eléctricos e híbridos.

En resumen, la Ley N° 21.505 busca aumentar la flexibilidad y capacidad del sistema eléctrico chileno, facilitando la integración de energías renovables y promoviendo tecnologías limpias y eficientes, incluyendo sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos.

2.2.2. Modificaciones al reglamento de transferencia de potencia

El reglamento de transferencia de potencia, modificado por el Decreto Supremo N° 70, introduce disposiciones clave para los sistemas de almacenamiento de energía, mejorando la regulación

de las transferencias de potencia. Establece objetivos y métricas de suficiencia para el Sistema Eléctrico Nacional y determina los requisitos de suficiencia según los periodos de mayor demanda. La metodología de asignación de potencia se aplica a todas las tecnologías, considerando la contribución de los sistemas de almacenamiento a la suficiencia del sistema [37].

El Decreto Supremo N° 42 incluye disposiciones técnicas y metodológicas para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico, con normas específicas para la operación y coordinación de sistemas de almacenamiento de energía, integrándolos completamente en la red nacional.

Durante la implementación de las nuevas normativas, el **Artículo 11 transitorio** exige al Coordinador mantener un registro estadístico de los estados operativos de generadores y sistemas de almacenamiento, crucial para calcular la indisponibilidad forzada y garantizar la confiabilidad del sistema.

Una modificación clave es el reconocimiento porcentual de la potencia inicial basado en la capacidad de almacenamiento:

Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial
<1	0 %
1	36 %
2	65 %
3	85 %
4	98 %
≥ 5	100 %

Tabla 2.2: Porcentajes de reconocimiento de potencia inicial según horas de capacidad de almacenamiento [37].

Estas modificaciones aseguran la integración eficiente y segura de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional, contribuyendo a su estabilidad y eficiencia. Aunque el **Artículo 37 del Decreto Supremo 70** limita la aplicación de estos valores a 10 años [38], en este estudio se usarán para un análisis de 20 años, como se muestra en la tabla 2.2.

2.3. Aplicación de SAE

En Chile, la integración de SAE es fundamental para optimizar el uso de energías renovables y mejorar la estabilidad de la red eléctrica, alineándose con la meta de carbononeutralidad para 2050. Los SAE ayudan a enfrentar desafíos como el vertimiento de energía, que ocurre cuando la generación de electricidad supera la demanda, y no existen medios suficientes para almacenarla o inyectarla a la red [48], y la variabilidad de recursos renovables [35].

2.3.1. Servicios de generación

Arbitraje de energía y reducción de vertimiento: Los SAE permiten comprar energía cuando los precios son bajos y venderla cuando son altos, aprovechando las fluctuaciones de precios del mercado y mejorando la rentabilidad de las plantas renovables. También almacenan el exceso de energía producido durante los picos de generación renovable para su uso posterior, reduciendo el vertimiento de energía. En 2023, Chile reportó un vertimiento de 2.615 GWh, destacando la importancia de los SAE para una gestión más eficiente de la energía [35, 40, 41].

Gestión de variabilidad: Los SAE proporcionan una fuente de energía confiable y estable, compensando las fluctuaciones en la generación de energía solar y eólica. Esto es crucial para mantener la estabilidad de la red eléctrica y asegurar un suministro continuo de energía [42].

2.3.2. Servicios complementarios

Control de frecuencia y tensión: Los SAE pueden responder rápidamente a desviaciones en la frecuencia y tensión de la red, manteniendo la operación dentro de rangos seguros y mejorando la calidad del suministro eléctrico. Esta capacidad es especialmente crítica en redes con alta penetración de energías renovables y en áreas con infraestructura de transmisión limitada [35].

2.4. Análisis económico y métricas de riesgo en sistemas energéticos

El análisis económico es esencial para evaluar la viabilidad de proyectos de generación y almacenamiento de energía. Entre los indicadores clave se encuentra el **Costo nivelado de energía (LCOE, *Levelized Cost of Energy*)**, que mide el costo promedio de generar energía a lo largo de la vida útil del sistema, considerando la inversión inicial, operación y mantenimiento. De manera similar, el **Costo nivelado de almacenamiento (LCOS, *Levelized Cost of Storage*)** evalúa los costos asociados al almacenamiento de energía, incluyendo los gastos de inversión (CAPEX) y los costos operativos (OPEX) de las baterías.

Para asegurar el equilibrio económico en el mercado spot, el **Costo de suministro (CTS)** establece el valor mínimo al cual se puede vender la energía para cubrir tanto los costos operativos como los de retiro. En los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento (**PV&BESS**), el indicador **Bases And Shape (B&S)** permite analizar cómo interactúan la generación solar y el almacenamiento, evaluando la variabilidad en los ingresos y costos según los patrones de generación solar y las condiciones del mercado.

La rentabilidad operativa del sistema se mide a través del **Margen planta**, que integra los ingresos por la generación fotovoltaica y el uso del almacenamiento, descontando los costos asociados a la carga de las baterías. Por otro lado, la **Posición valorizada** ajusta este margen considerando los costos de retiro de energía, proporcionando una evaluación más precisa de la rentabilidad neta y reflejando los compromisos contractuales y operativos.

El **Ingreso de contrato**, derivado de acuerdos a largo plazo como los contratos de compra de energía (*PPA: Power Purchase Agreement*), garantiza un flujo de ingresos predecible, aportando estabilidad financiera al proyecto. Al sumar estos ingresos a los generados por la operación diaria se obtiene el **Margen de energía**, que refleja tanto la rentabilidad operativa como la estabilidad financiera. Adicionalmente, el **Margen de potencia** evalúa los ingresos adicionales obtenidos por la capacidad del sistema para aportar estabilidad eléctrica, destacando el valor añadido del almacenamiento. Finalmente, el **Margen final** combina el Margen de energía y el Margen de potencia, ofreciendo una evaluación integral de la rentabilidad del sistema PV&BESS.

Las métricas de riesgo también son fundamentales en la evaluación del proyecto. El **Valor en riesgo (VAR)** cuantifica la pérdida máxima esperada bajo condiciones normales de mercado, aplicándose al Margen planta y la Posición valorizada. A su vez, el **Valor en riesgo condicional (CVAR)** complementa esta métrica, al medir el promedio de las pérdidas en los escenarios más desfavorables, lo que resulta esencial para gestionar el riesgo bajo incertidumbre.

En conjunto, estos indicadores financieros y métricas de riesgo permiten una evaluación completa de la viabilidad económica de proyectos PV&BESS, facilitando la toma de decisiones estratégicas, optimizando la operación del sistema y gestionando los riesgos de manera eficiente, maximizando así la rentabilidad a largo plazo.

Capítulo 3

Modelos y métodos

En este capítulo se presenta el desarrollo de un modelo de optimización para la operación de sistemas híbridos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS). El modelo evalúa la gestión de energía en un esquema de dos nodos, uno de inyección y otro de retiro, con el fin de maximizar la rentabilidad y minimizar el riesgo financiero en el mercado eléctrico. Utilizando datos estocásticos y técnicas de simulación, se analizan diferentes escenarios de operación para identificar configuraciones óptimas de almacenamiento y niveles de retiro.

3.1. Modelo a estudiar

El modelo de optimización propuesto se enfoca en la gestión eficiente de la generación de energía solar y su almacenamiento en baterías, con el objetivo de optimizar la operación económica y técnica a lo largo de 20 años, considerando la vida útil de las baterías. Este enfoque permite evaluar estrategias de inversión y operación a largo plazo.

Se establece una capacidad fija de generación solar, basada en perfiles horarios predefinidos, reflejando una inversión inicial en el sistema de generación solar. El modelo opera con dos nodos principales: el nodo de inyección (Kimal), donde se ubica la generación solar y el almacenamiento, y el nodo de retiro (Lagunas), que simula el punto de consumo para este PPA ficticio, el cual no necesariamente coincide con la generación del sistema, introduciendo un riesgo de desajuste en los perfiles de generación y consumo, conocido como **riesgo de forma** (*shape risk* en inglés).

Un **PPA** (Power Purchase Agreement) es un contrato de compra de energía a largo plazo, en el cual un comprador se compromete a adquirir la energía generada por un productor a un precio acordado. En este caso, el nodo de retiro (Lagunas) representa el punto donde se simula el consumo de la energía contratada, independientemente de si coincide o no con la generación real del sistema. El **riesgo de forma** se refiere a la discrepancia entre los patrones de generación y los de consumo, lo que puede generar pérdidas o sobrecostos si la energía generada no coincide con las necesidades

del contrato.

Los precios horarios en los nodos de inyección y retiro se utilizan para modelar costos e ingresos, facilitando la optimización del flujo de energía y la evaluación de los ingresos en el mercado spot. Este esquema permite un análisis detallado de las dinámicas diarias y estacionales, considerando la variabilidad de la generación solar.

La proyección de 20 años incluye no solo aspectos económicos, sino también la degradación de componentes, especialmente de las baterías, cuya capacidad y eficiencia disminuyen con el tiempo. Este enfoque integral asegura un equilibrio óptimo entre costos, beneficios y sostenibilidad operativa.

En resumen, este modelo proporciona una herramienta estratégica para la planificación en el sector energético, permitiendo evaluar escenarios de inversión y estrategias de operación de manera integral y a largo plazo.

3.1.1. Definición de conjuntos y variables en el modelo de optimización

Conjuntos

- T : Conjunto de periodos de tiempo, basado en los índices de los DataFrames de costos marginales de inyección o de generación solar, dependiendo de la preferencia. Esto permite que el modelo maneje las variables de decisión y parámetros que varían con el tiempo. La granularidad del tiempo es horaria.

Variables de decisión

- x_t : Energía cargada en el periodo t [MWh]. Representa la cantidad de energía que se almacena en las baterías en cada intervalo de tiempo.
- y_t : Energía descargada en el periodo t [MWh]. Indica la cantidad de energía que se extrae de las baterías para su uso o venta.
- z_t : Estado de carga de la batería en el periodo t [MWh]. Muestra la cantidad de energía almacenada en las baterías en cualquier momento.
- V_t : Energía vertida en el periodo t [MWh]. Representa la energía que es desperdiciada cuando la producción excede la capacidad de almacenamiento o inyección.

3.1.2. Definición de parámetros

Parámetros de baterías

- η_{carga} : Eficiencia de carga de las baterías.
- η_{descarga} : Eficiencia de descarga de las baterías.
- $\delta_{\text{batería}}$: Tasa de degradación por ciclo diario para cada batería.
- $\text{SOC}_{\text{inicial}}$: Estado de carga inicial para cada batería [MWh].
- x^{max} : Capacidad máxima de carga para cada batería [MWh].
- y^{max} : Capacidad máxima de descarga para cada batería [MWh].
- SOC_{min} : Capacidad mínima operativa para cada batería [MWh].
- $\text{cap}_{\text{total},b}$: Capacidad total de energía en MWh de cada batería.

Parámetros de paneles solares

- FV: Capacidad instalada total de los paneles solares [MW].
- g_t : Porcentaje de generación solar, en el tiempo t .
- δ_{solar} : Tasa de degradación anual de los paneles solares.
- $G_{\text{solar},t}$: Energía generada por los paneles solares en el tiempo t [MWh], considerando el efecto de la degradación a lo largo del tiempo.

Costos marginales

- $\text{CM}_{\text{iny},t}$: Costo marginal en la barra de inyección en el tiempo t [USD/MWh].
- $\text{CM}_{\text{ret},t}$: Costo marginal en la barra de retiro en el tiempo t [USD/MWh].

Degradación de componentes

- $\text{días}_{\text{ini},t}$: Número de días desde el inicio de operaciones hasta el tiempo t .
- $\text{años}_{\text{ini},t}$: Número de años desde el inicio de operaciones hasta el tiempo t .
- $\text{cap}_{\text{degr},b,t}$: Reducción en la capacidad efectiva de las baterías debido a la degradación con el tiempo [MWh].

- $\text{cap}_{\text{degr},s,t}$: Reducción en la capacidad efectiva de los paneles solares debido a la degradación con el tiempo [MW].

Contratos

- Retiro_t : Define las condiciones de retiro de energía en el tiempo t [MWh], basadas en los contratos existentes.

Inversor, prorrata y vertimiento

- $\text{Inversor} = \min(\text{PV}, P_{\text{neta}})$: Capacidad máxima del inversor en el tiempo t , obtenida de la comparación entre el tamaño del PV y la potencia neta de la BESS.
- $\text{Total MW zonal} = 18416,37 \text{ MW}$: Capacidad total instalada en la zona estudiada, extraído del informe de cálculo definitivo de potencia de suficiencia, emitido por el Coordinador [49].
- $\text{Prorrata} = \frac{\text{Inversor}}{\text{Total MW zonal}}$: Proporción de la capacidad del inversor sobre la capacidad total instalada en la zona.
- $\text{Vertimiento sistémico máximo} = 1000 \text{ MW}$: Cantidad máxima de energía que puede ser vertida sistemáticamente en la zona.
- $V_{p,t} = \text{Prorrata} \times \text{Vertimiento sistémico máximo}$: Corresponde al vertimiento prorrateado del sistema; simula la orden del Coordinador de verter.

3.1.3. Función objetivo

La función objetivo del modelo de optimización tiene como finalidad maximizar los beneficios económicos de un sistema de generación solar y almacenamiento en baterías. La ecuación se define de la siguiente manera:

$$\boxed{\begin{aligned} \text{máx } Z = & (\text{Ingresos por inyección de batería} + \text{Ingresos por inyección de generación solar}) \\ & - (\text{Costo de carga de baterías} + \text{Penalizaciones}) \end{aligned}} \quad (3.1)$$

Donde:

- **Ingresos por inyección de batería**: Representa los ingresos obtenidos al vender la energía inyectada a la red desde las baterías, en el mercado spot. Refleja el retorno económico directo de la operación del sistema de almacenamiento. Se calcula como:

$$\boxed{\text{Ingresos por inyección de batería} = \sum_{t \in T} \text{CM}_{\text{iny},t} \cdot \mathbf{y}_t} \quad (3.2)$$

donde $\text{CM}_{\text{iny},t}$ es el costo marginal de inyección en el tiempo t y $\mathbf{y}_t$ es la energía descargada.

- **Ingresos por inyección de generación solar:** Este término captura el valor del exceso de energía generada por los paneles solares que no es almacenada ni vertida. Representa el **costo de oportunidad solar**, ya que refleja la valorización directa de la energía solar generada (FV) al **costo marginal de generación (CMg)**. Este indicador permite evaluar el beneficio económico de inyectar la energía directamente en lugar de almacenarla o desecharla. Se define como:

$$\boxed{\text{Ingresos por inyección de generación solar} = \sum_{t \in T} (\text{G}_{\text{solar},t} - \mathbf{V}_t) \cdot \text{CM}_{\text{iny},t}} \quad (3.3)$$

donde $\text{G}_{\text{solar},t}$ es la energía generada por los paneles solares y $\mathbf{V}_t$ es la energía vertida.

- **Costo de carga de baterías:** Refleja los costos asociados con la carga de las baterías utilizando energía comprada del mercado spot. Este componente incentiva la carga en momentos en que los precios de la energía son bajos, reduciendo así los costos operativos. Además, incorpora el **costo de oportunidad de la carga**, que puede provenir tanto del activo solar como de la red. Este costo de oportunidad evalúa si es más eficiente cargar las baterías con la energía generada por el sistema fotovoltaico (PV) o aprovechar los precios bajos del mercado para optimizar el uso del almacenamiento y maximizar la rentabilidad del sistema. Se calcula como:

$$\boxed{\text{Costo de carga de baterías} = \sum_{t \in T} \text{CM}_{\text{iny},t} \cdot \mathbf{x}_t} \quad (3.4)$$

donde $\mathbf{x}_t$ es la energía cargada en las baterías en el tiempo t .

- **Penalizaciones:** Se incluyen para desincentivar comportamientos operativos ineficientes, como el vertimiento de energía y la carga y descarga simultánea. Las penalizaciones se calculan como:

$$\boxed{\text{Penalizaciones} = 1 \times \mathbf{V}_t + 1,1 \times \left(\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}} \right)} \quad (3.5)$$

- **Penalización por vertimiento:** Penaliza la pérdida de energía solar generada no utilizada, incentivando a cargarla en las baterías.

- **Penalización por carga y descarga simultánea:** Aumenta los costos de operación si se realiza carga y descarga en el mismo periodo, tomando en cuenta la eficiencia de carga η_{carga} y descarga η_{descarga} , incrementada en un 10 % para enfatizar la eficiencia operativa.

En conjunto, la función objetivo equilibra los ingresos por venta de energía y el valor del excedente de generación contra los costos de carga de baterías y las penalizaciones. Esto permite al modelo tomar decisiones estratégicas sobre cuándo almacenar, comprar o vender energía, optimizando la rentabilidad y asegurando una operación sostenible y eficiente del sistema a lo largo de su vida útil.

3.1.4. Restricciones

Restricción inferior batería (capacidad mínima)

Esta restricción asegura que el estado de carga z_t de todas las baterías en cada periodo de tiempo t no caiga por debajo de una capacidad mínima definida $\text{SOC}_{\min}$.

$$\boxed{z_t \geq \text{SOC}_{\min}, \quad \forall t \in T} \quad (3.6)$$

Evita que las baterías se descarguen por debajo de su nivel operativo seguro, lo que podría comprometer la integridad y eficiencia del sistema de almacenamiento.

Restricción superior batería (capacidad degradada)

Esta restricción limita el estado de carga z_t a no exceder la capacidad degradada de la batería, ajustada por la degradación con el tiempo. Se calcula en base a la capacidad inicial, la tasa de degradación y los días de operación.

$$\boxed{z_t \leq \text{cap}_{\text{degr},b,t}, \quad \forall t \in T} \quad (3.7)$$

$$\boxed{\text{cap}_{\text{degr},b,t} = \text{cap}_{\text{total},b} \cdot (1 - \delta_{\text{batería}})^{\text{días}_{\text{ini},t}}}$$

Esto refleja cómo la capacidad de las baterías disminuye con el tiempo debido al desgaste, asegurando que el modelo tenga en cuenta la pérdida gradual de capacidad efectiva.

Degradación solar

Modela la degradación de la capacidad de los paneles solares con el tiempo, asegurando que la generación efectiva no exceda la capacidad degradada.

$$\boxed{G_{\text{solar},t} = g_t \cdot \text{cap}_{\text{degr},s,t}, \quad \forall t \in T} \quad (3.8)$$

$$\boxed{\text{cap}_{\text{degr},s,t} = \text{PV} \cdot (1 - \delta_{\text{solar}})^{\text{años}_{\text{ini},t}}}$$

Asegura que el modelo considere la disminución de eficiencia de los paneles solares debido a factores ambientales y desgaste.

Estado de carga (SOC)

La restricción de estado de carga (SOC) es fundamental para mantener la viabilidad técnica y operativa del sistema de almacenamiento de baterías. Controla cómo varía el estado de carga a lo largo del tiempo, asegurando que las decisiones operativas respeten las limitaciones físicas y de rendimiento de las baterías.

$$\boxed{z_t = \begin{cases} \text{SOC}_{\text{inicial}} + (\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}}), & \text{si } t = 1 \\ z_{t-1} + (\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}}), & \text{si } t > 1 \end{cases}} \quad (3.9)$$

- **Distinción temporal:** Esta restricción distingue entre el primer periodo de operación y los periodos subsecuentes. En el primer periodo, el estado de carga se calcula a partir del estado inicial ($\text{SOC}_{\text{inicial}}$) más la energía neta añadida o extraída. En los periodos siguientes, el SOC se actualiza con base en el SOC del periodo anterior, reflejando los cambios acumulativos en el almacenamiento de energía.
- **Eficiencia de carga y descarga:** Las eficiencias de carga (η_{carga}) y descarga (η_{descarga}) se consideran para ajustar la cantidad de energía que realmente se añade o extrae del SOC. Esto permite al modelo capturar las pérdidas de energía durante el proceso de almacenamiento, asegurando que las decisiones de operación consideren estas ineficiencias.
- **Optimización operativa:** Esta restricción facilita la toma de decisiones sobre cuándo cargar o descargar las baterías, equilibrando la necesidad de almacenar energía para uso futuro con la oportunidad de venderla para obtener ingresos. También permite al modelo incorporar la compra de energía del mercado si la generación solar no es suficiente, optimizando el uso de recursos externos.

Carga de batería

Establece un límite en la cantidad de energía que se puede cargar en un periodo, evitando sobrecargar las baterías y preservando su integridad y vida útil.

$$\boxed{\mathbf{x}_t \leq x^{\max}, \quad \forall t \in T} \quad (3.10)$$

Descarga de batería

Limita la cantidad de energía que se puede descargar en un periodo, evitando descargas profundas que podrían dañar las baterías.

$$\boxed{\mathbf{y}_t \leq y^{\max}, \quad \forall t \in T} \quad (3.11)$$

Inversor y vertimientos

Restricción de energía ajustada a la capacidad del inversor

Asegura que la energía combinada de descarga de baterías, generación solar, vertimiento y carga respete la capacidad del inversor, ajustando la cantidad de energía vertida de manera prorrateada.

$$\boxed{\mathbf{y}_t + G_{\text{solar},t} - \mathbf{V}_t - \mathbf{x}_t \leq \text{Inversor} - V_{p,t}, \quad \forall t \in T} \quad (3.12)$$

Restricción de energía ajustada a la capacidad del inversor / Balance de energía, considerando vertimiento

Esta restricción es crucial para mantener un balance energético eficiente en relación con la capacidad del inversor, asegurando que no se exceda la capacidad máxima manejable. Evalúa el total de energía que entra y sale del sistema, incluyendo generación, carga y descarga de baterías, y vertimientos.

$$\boxed{G_{\text{solar},t} + \mathbf{y}_t - \mathbf{V}_t - \mathbf{x}_t \geq -\text{Inversor}, \quad \forall t \in T} \quad (3.13)$$

- **Gestión del exceso de energía:** Al permitir la flexibilidad en la carga de las baterías con energía que de otro modo se vertería, esta restricción maximiza el uso de la energía disponible, evitando el desperdicio y mejorando la eficiencia del sistema.
- **Compra de energía:** Facilita la compra de energía del mercado cuando la generación solar es insuficiente, permitiendo al sistema mantener niveles óptimos de energía almacenada y asegurando que la demanda de energía sea cubierta eficientemente.

- **Optimización de operaciones:** La inclusión de las variables de carga ($\mathbf{x}_t$) y descarga ($\mathbf{y}_t$) en esta restricción garantiza que las decisiones sobre uso de energía respeten las capacidades técnicas del inversor y la infraestructura del sistema, promoviendo operaciones que maximizan la rentabilidad mientras se minimizan los vertimientos innecesarios.

Restricción de energía vertida

Limita el vertimiento de energía para que no exceda la energía generada por los paneles solares.

$$\boxed{\mathbf{V}_t \leq \mathbf{G}_{\text{solar},t}, \quad \forall t \in T} \quad (3.14)$$

Restricción de vertimiento y carga de energía

Asegura que la energía cargada y vertida cumpla con los requerimientos de vertimiento prorrateado, minimizando el vertimiento innecesario y optimizando el uso de la energía generada.

$$\boxed{\mathbf{x}_t + \mathbf{V}_t \geq \mathbf{V}_{p,t}, \quad \forall t \in T} \quad (3.15)$$

3.2. Descripción de los datos de predicción y datos de entrada al modelo

El modelo de optimización evalúa un sistema de **generación solar fotovoltaica** y **almacenamiento en baterías** operando entre dos barras: **Kimal** (inyección) y **Lagunas** (retiro). La **demanda de retiro** varía entre 30 y 170 MW.

Se consideran dos escenarios de demanda: **retiro plano 24/7** y **retiro nocturno** (8:00 pm a 6:00 am). Esto permite analizar la eficiencia y viabilidad del sistema PV&BESS bajo diferentes patrones de demanda, optimizando tanto para suministro continuo como para necesidades específicas en horas nocturnas.

3.2.1. Generación solar

La proyección de la generación solar se basa en un método estocástico utilizando muestreo. Se selecciona un día de interés y se toman muestras de 10 días alrededor de esta fecha (5 antes y 5 después) para preservar las características diarias y estacionales. Implementado en Python, este método ajusta los datos de los extremos del año (diciembre y enero) y genera muestras para proyectar la generación solar a 20 años, manteniendo las características históricas.

Este enfoque captura la variabilidad y la incertidumbre inherentes a la generación solar, cruciales para una planificación energética precisa. Las técnicas de generación de escenarios estocásticos, utilizadas en la modelización de energías renovables, permiten evaluar diferentes condiciones meteorológicas y su impacto en la generación solar, fundamentales para la planificación a largo plazo [20].

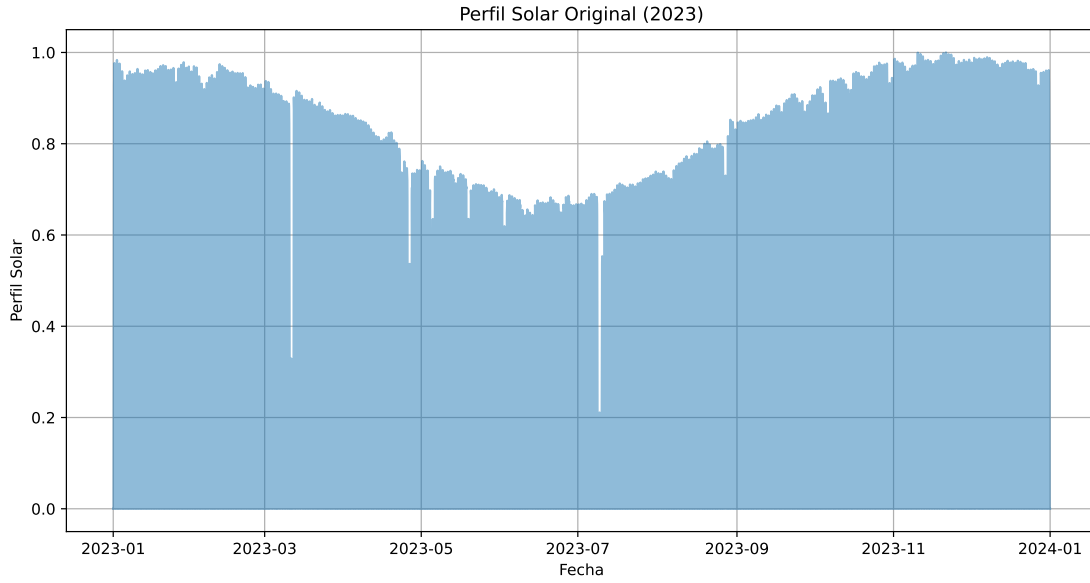


Figura 3.1: Perfil solar original (2023)

Los datos originales provienen del parque fotovoltaico Andes III, operado por AES Andes en el norte de Chile, una región con altos niveles de irradiación solar. Los datos abarcan un año completo de operación en 2023, capturando la variabilidad diaria y estacional.

La proyección de 20 años se generó usando las muestras estocásticas mencionadas, manteniendo las características estacionales y diarias observadas en los datos históricos.

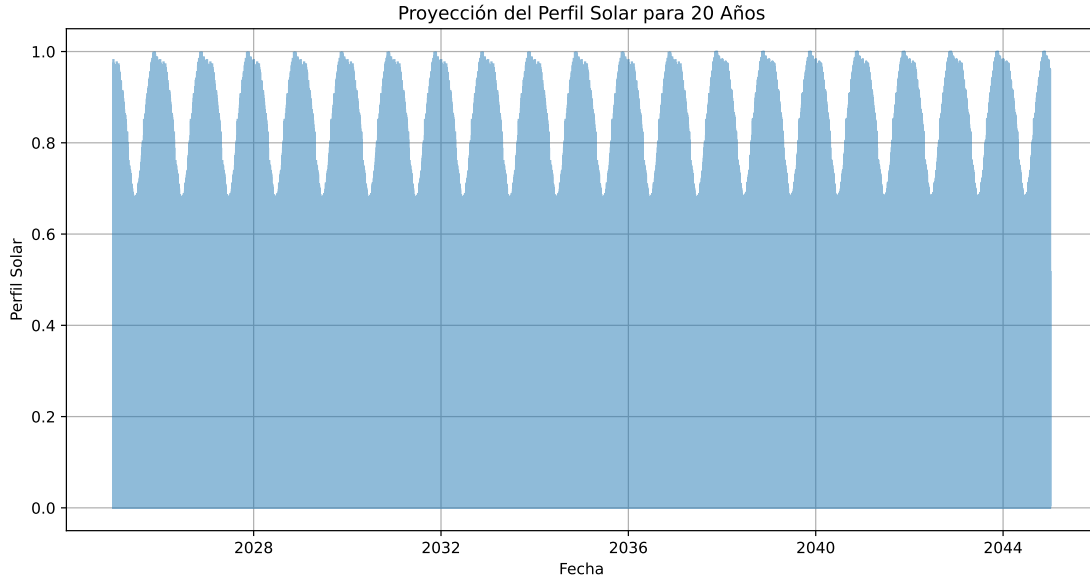


Figura 3.2: Proyección del perfil solar para 20 Años

Estas proyecciones se integran en modelos de optimización para mejorar la eficiencia y rentabilidad de los sistemas PV&BESS. La inclusión de estas proyecciones estocásticas en el modelo permite simular y evaluar diferentes escenarios operativos, asegurando una planificación robusta y fiable del sistema, lo que es esencial en la creciente penetración de energías renovables en la matriz energética [20].

3.2.2. Modelos de predicción de costos marginales

La proyección de los **costos marginales** a lo largo de 20 años es esencial para la planificación y optimización del sistema **PV&BESS**. Se basa en 10 **escenarios hidrológicos** y tres variaciones de viento: P50, P50 + 20 %, y P50 - 20 %. El escenario P50 representa la condición más esperada, mientras que las variaciones reflejan escenarios más optimistas y pesimistas.

Las Figuras 3.3 y 3.4 muestran la evolución de los costos marginales para las barras de **Kimal** y **Lagunas** bajo escenarios de hidrología seca, intermedia y húmeda. Los costos son más altos en escenarios de baja hidrología debido a la menor disponibilidad de recursos hidroeléctricos y menores en escenarios de alta hidrología gracias a la abundante disponibilidad de agua.

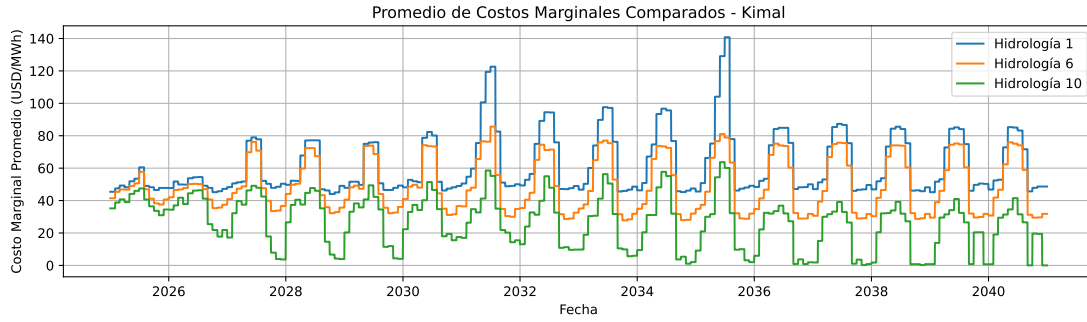


Figura 3.3: Proyección anual del costo marginal promedio - barra Kimal.

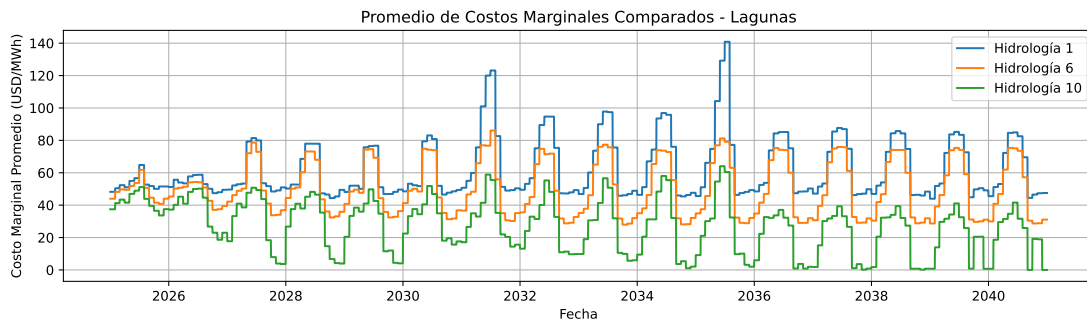


Figura 3.4: Proyección anual del costo marginal promedio - barra Lagunas.

Las proyecciones se generan usando el **modelo INVX**, que minimiza los costos de inversión, operación, mantenimiento y emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo [17]. Este modelo permite evaluar la generación por tecnología y facilita la planificación en diversas escalas temporales [18]. Alineado con el **Plan de Energía de Largo Plazo (PELP)** de 2019 [39], INVX incorpora escenarios estocásticos para evaluar la robustez de las decisiones de planificación del sistema eléctrico.

El **modelo INVX** opera como un *price taker* en el modelo AMEBA, lo que significa que asume precios de mercado dados sin afectar las decisiones de precio del sistema. El modelo está diseñado para optimizar la planificación tanto de generación como de transmisión, evaluando tecnologías de inversión y operación en distintas fases, y proporcionando información clave sobre costos marginales y capacidad instalada [17].

Las Figuras 3.7 ilustran la variación diaria de los costos marginales, mostrando aumentos en las horas pico, especialmente en escenarios de baja disponibilidad hídrica. Esto destaca la necesidad de una gestión eficiente de la demanda y la oferta energética.

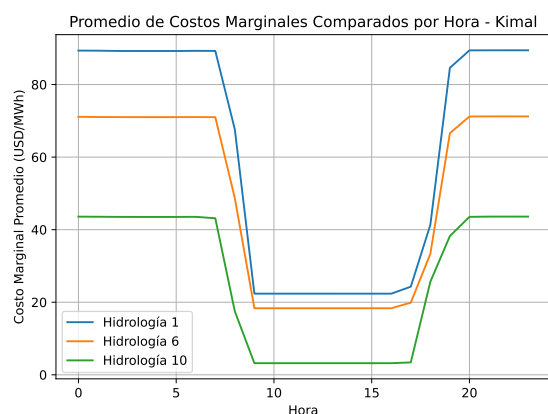


Figura 3.5: Proyección diaria del costo marginal promedio - barra Kimal.

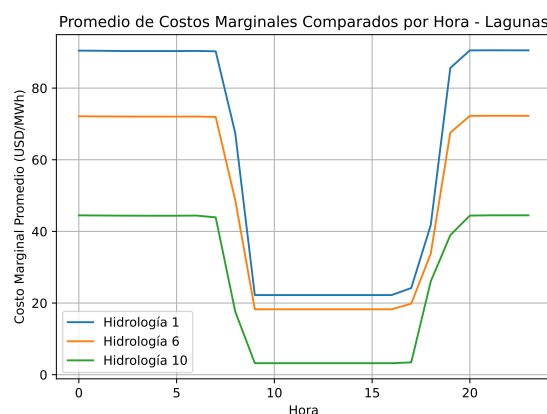


Figura 3.6: Proyección diaria del costo marginal promedio - barra Lagunas.

Figura 3.7: Proyección diaria de los costos marginales promedio en las barras Kimal y Lagunas.

Variación según escenarios de viento

La Figura 3.10 presenta la variación de costos marginales bajo diferentes escenarios de viento ($P50 + 20\%$ y $P50 - 20\%$) en un día promedio con Hidrología 6. Estos ajustes muestran cómo un mayor viento puede reducir significativamente los costos operativos durante horas de menor demanda.

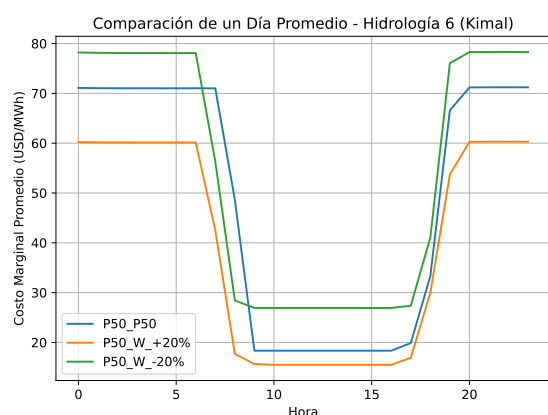


Figura 3.8: Comparación de un día promedio bajo hidrología 6 para diferentes escenarios de viento - barra Kimal.

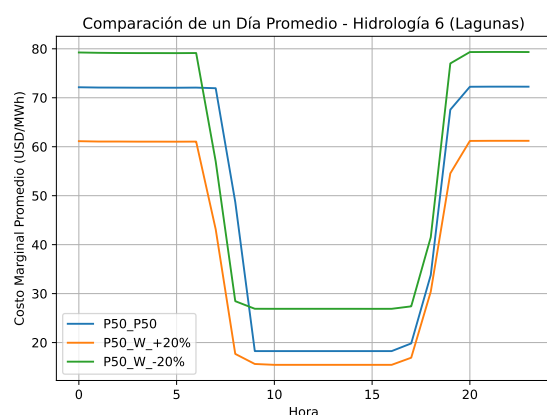


Figura 3.9: Comparación de un día promedio bajo hidrología 6 para diferentes escenarios de viento - barra Lagunas.

Figura 3.10

Estas proyecciones, parte de los **vectores de entrada** al modelo de optimización, aseguran

una simulación precisa del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de recursos energéticos, facilitando una planificación operativa óptima del sistema **PV&BESS**.

3.2.3. Vertimiento

El *Vertimiento* es uno de los **vectores de entrada** del modelo de optimización, representando la futura orden del **Coordinador Eléctrico Nacional** para verter el excedente de energía generada por el sistema fotovoltaico. Este vertimiento se prorratea según las capacidades de los inversores de cada planta y el total de MW en la zona afectada, variando según las características técnicas y capacidad del inversor. Cada elemento del vector indica la energía a verter en cada hora del día, permitiendo modelar escenarios donde la generación supera la capacidad de almacenamiento o inyección, evaluando la gestión de estos excesos en diferentes configuraciones del sistema PV&BESS.

Las Figuras 3.11 presentan el promedio de vertimiento diario para invierno y verano, mostrando las horas de mayor vertimiento y los patrones estacionales.

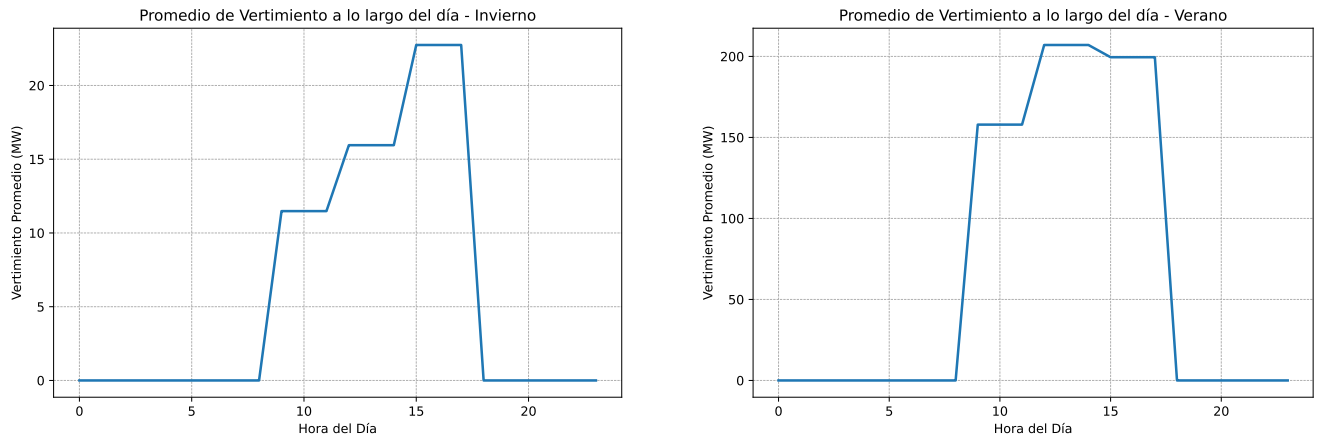


Figura 3.11: Promedio de vertimiento a lo largo del día durante el invierno (izquierda) y verano (derecha).

El análisis de estos gráficos es clave para entender la variación estacional del vertimiento y su impacto en la operación del sistema PV&BESS. Integrar estos vectores en el modelo de optimización permite un análisis más realista y robusto, optimizando la gestión de excedentes de energía bajo diferentes escenarios de demanda y generación. Para ver más en detalle la información sobre la generación de estos vectores, ver Apéndice B.

3.2.4. Parámetros de las BESS

La siguiente tabla resume los **parámetros clave** de las BESS utilizadas en el modelo de optimización, destacando la potencia neta, duración, energía almacenada, tasa de degradación, y carga mínima.

Batería	Potencia neta [MW]	Duración [h]	Energía [MWh]	Degradación [% x Ciclo]	Carga mínima [MW]
1	840	1	840	0.05 %	25,2
2	420	2	840	0.05 %	25,2
3	280	3	840	0.05 %	25,2
4	210	4	840	0.05 %	25,2
5	168	5	840	0.05 %	25,2
6	140	6	840	0.05 %	25,2
7	120	7	840	0.05 %	25,2
8	105	8	840	0.05 %	25,2

Tabla 3.1: Parámetros de las BESS utilizadas en el modelo de optimización.

En el modelo, se asume un ciclo diario completo de carga y descarga para cada batería, lo que genera una **tasa de degradación** del 0.05 % por ciclo, reduciendo la capacidad efectiva tras cada ciclo completo. Esto impacta la eficiencia a largo plazo y debe ser considerado en la planificación de reemplazo o expansión de las BESS.

La **carga mínima** de cada batería es el 3 % de su capacidad máxima, necesaria para mantener la integridad de la batería y evitar daños permanentes. Para una batería de 840 MWh, la carga mínima sería de 25,2 MW, asegurando una operación segura y una vida útil prolongada.

Los parámetros de eficiencia del sistema son: una **RTE (Round-Trip Efficiency)** del 85 %, una **eficiencia de carga** del 92.2 % y una **eficiencia de descarga** del 92.2 %. Estos valores reflejan las pérdidas durante los procesos de carga y descarga, esenciales para evaluar la rentabilidad y eficiencia operativa de las BESS en el sistema de almacenamiento. Cabe destacar que las baterías de ion-litio, como las de fosfato de hierro y litio (LFP), suelen alcanzar una **RTE** entre 89.55 % y 91.63 % a nivel DC-DC y entre 82.59 % y 84.52 % a nivel AC-AC, considerando las pérdidas en inversores y transformadores [50].

3.3. Operación de la batería

En esta sección, se presentan los resultados de la operación de la batería de 4 horas de duración con una potencia neta de 210 MW bajo el caso de Hidrología 6, P50. Los gráficos presentados destacan cómo varía la operación de la batería en función de las estaciones del año, mostrando diferencias significativas entre verano e invierno.

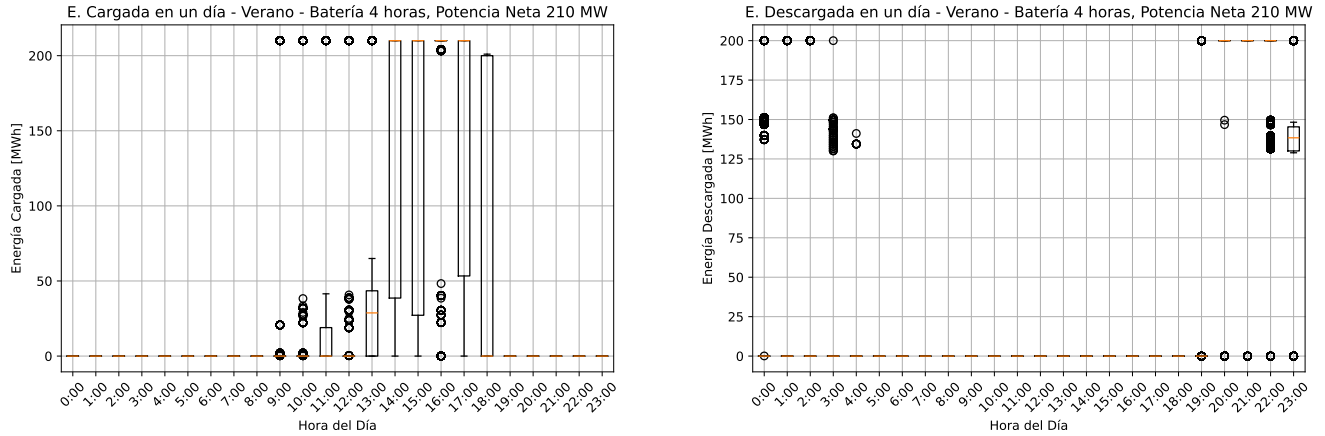


Figura 3.12: Boxplot de la energía cargada (izquierda) y energía descargada (derecha) a lo largo del día - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

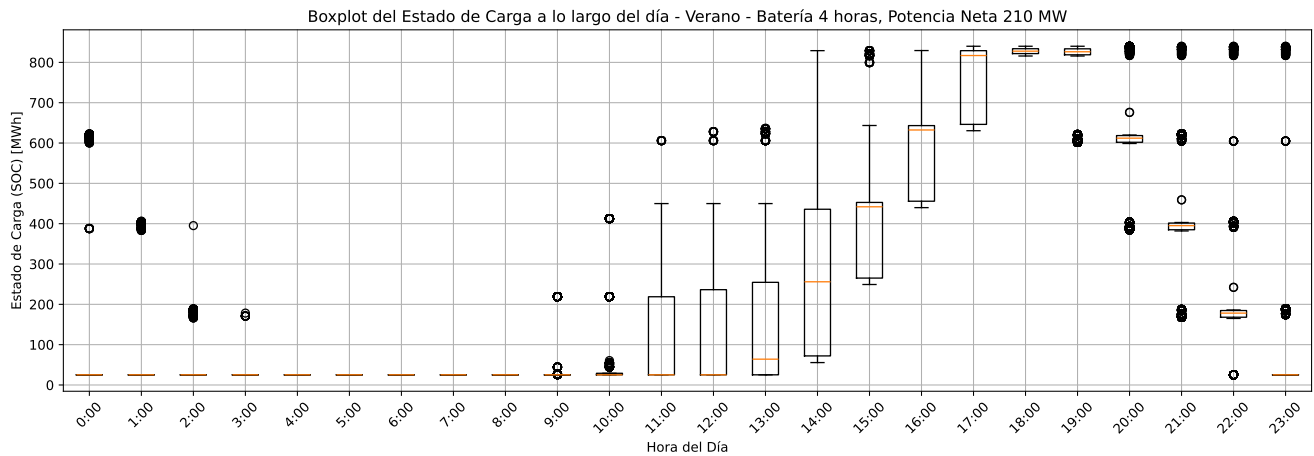


Figura 3.13: Boxplot del estado de carga a lo largo del día - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

Los gráficos de verano (Figura 3.12) muestran que la energía cargada sigue un patrón consistente con el vector de vertimientos previamente explicado en las Figuras 3.11. De manera similar, las descargas ocurren principalmente en las horas de alta demanda. Esto refleja cómo el modelo de optimización decide cargar y descargar la batería estratégicamente, alineándose con su función objetivo de maximizar los ingresos. La batería se carga durante los períodos de menor demanda y mayor disponibilidad de vertimientos, y se descarga cuando los precios de la energía son más altos, maximizando así los beneficios económicos del sistema.

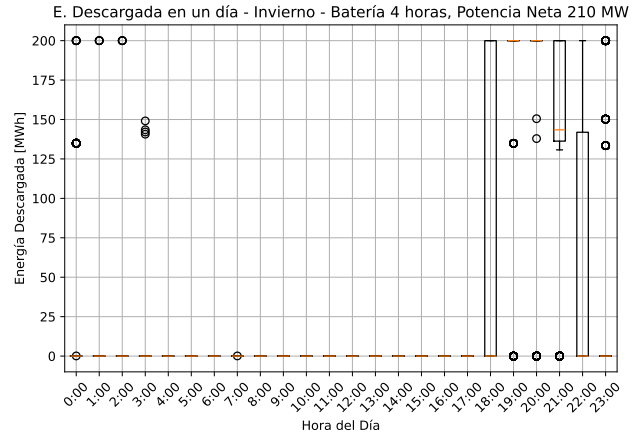
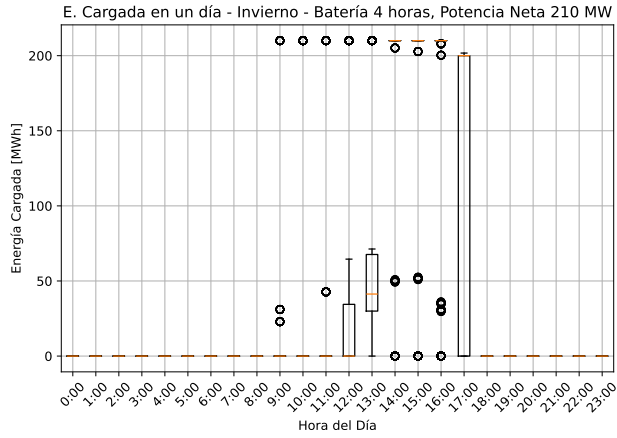


Figura 3.14: Boxplot de la energía cargada (izquierda) y energía descargada (derecha) a lo largo del día - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

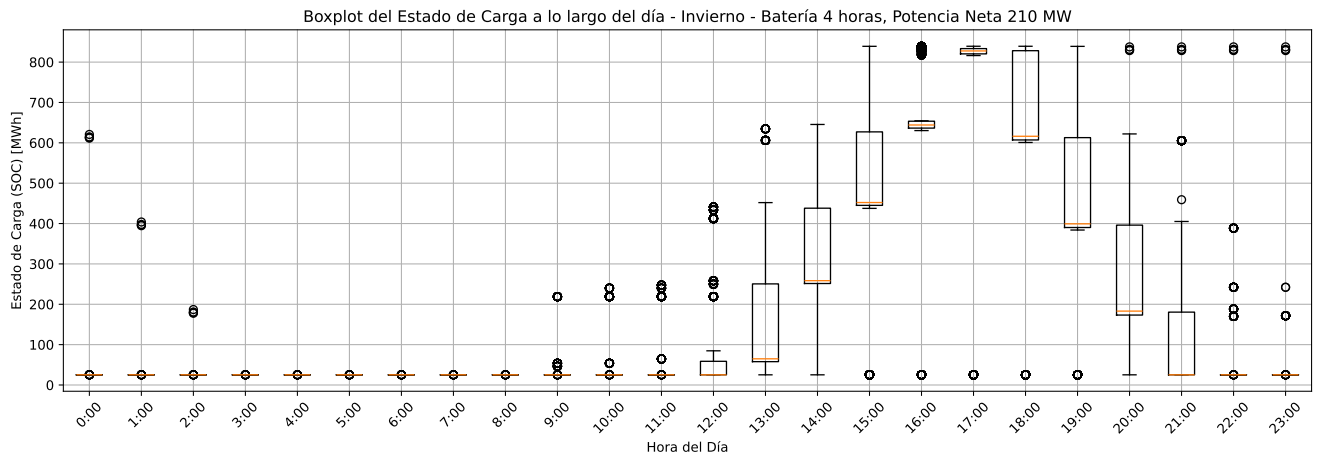


Figura 3.15: Boxplot del estado de carga a lo largo del día - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

En contraste, durante el invierno, la carga de la batería sigue patrones ajustados a los vertimientos correspondientes, referenciados en las Figuras sobre vertimiento 3.11. La descarga de la batería refleja las necesidades de demanda energética durante las horas punta, como se visualiza en la Figura 3.14.

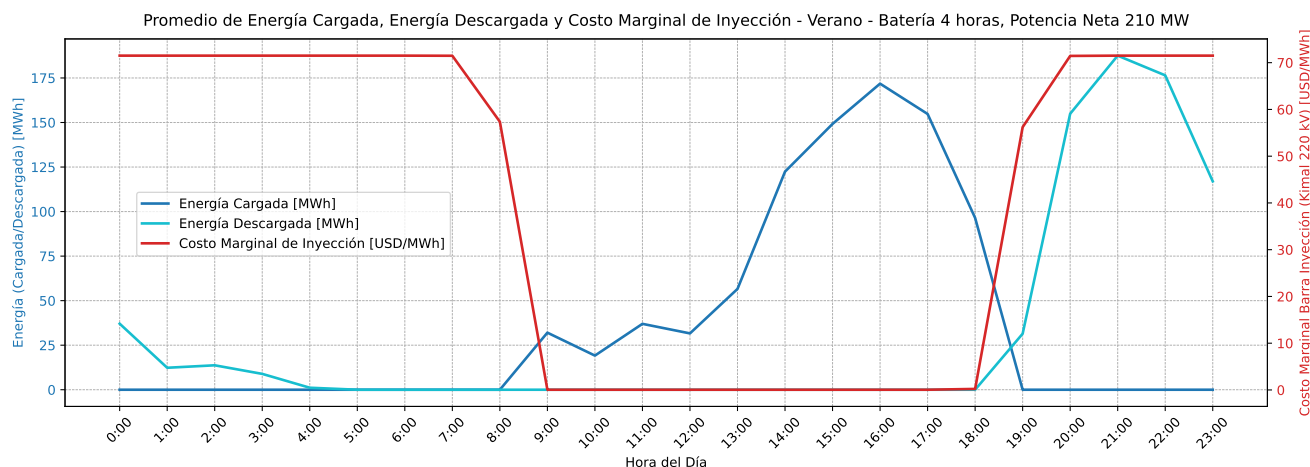


Figura 3.16: Promedio de energía cargada, energía descargada y costo marginal de inyección - verano - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

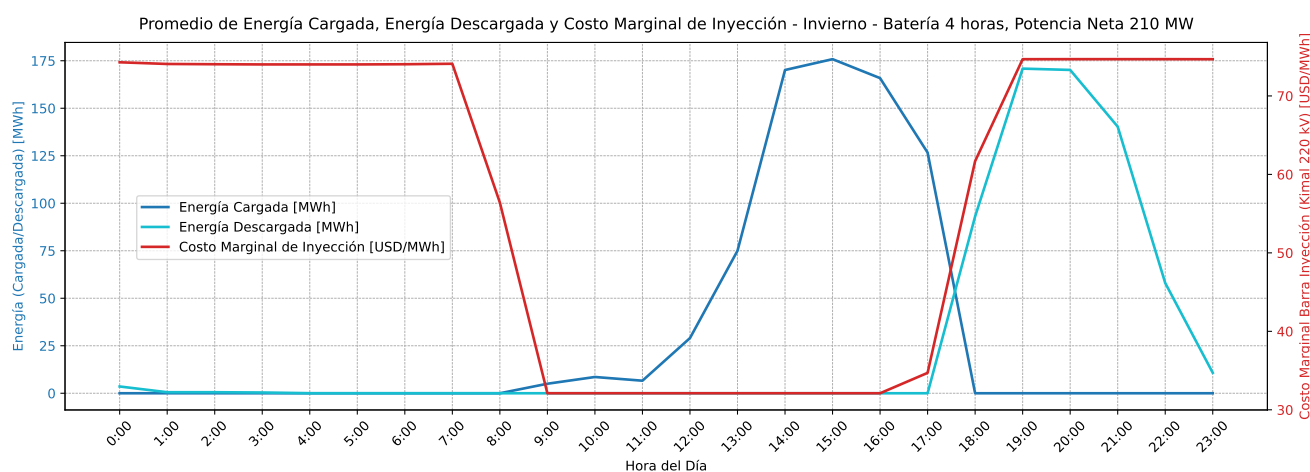


Figura 3.17: Promedio de energía cargada, energía descargada y costo marginal de inyección - invierno - batería 4 horas, potencia neta 210 MW.

Finalmente, los gráficos de promedio de energía cargada y descargada en combinación con el costo marginal de inyección permiten observar cómo la operación de la batería se adapta para optimizar la eficiencia y el costo en función de la disponibilidad de energía y los vertimientos. Esto confirma que el modelo de optimización responde dinámicamente a las condiciones de mercado y recursos disponibles, alineando las decisiones de carga y descarga de la batería con la maximización de los ingresos del sistema.

3.4. Datos de operación y documentos de salida

Cada caso de estudio del sistema combinado de BESS y PV genera datos clave para evaluar su rendimiento y viabilidad económica a lo largo de 20 años, presentados con una frecuencia mensual. Los principales indicadores incluyen:

- **Ingreso BESS (USD):** Ingresos generados por la energía descargada del sistema BESS.
- **Energía Cargada (MWh):** Cantidad de energía almacenada en el sistema BESS.
- **Energía Descargada (MWh):** Energía extraída del BESS para uso o venta.
- **Ingreso PV (USD):** Ingresos de la energía generada por el sistema PV inyectada a la red.
- **Solar Inyectada (MWh):** Energía generada por el sistema PV e inyectada a la red.
- **Costo de Energía Cargada (USD):** Costos relacionados con la carga de energía en el BESS.
- **Costo de Retiro (USD):** Costos asociados con la extracción de energía del sistema.

Estos indicadores son fundamentales para entender la interacción de los sistemas de almacenamiento y generación solar con el mercado eléctrico, optimizando estrategias de operación y despacho. Los datos también son base para futuros estudios económicos que evalúen el impacto financiero de diversos escenarios operativos y políticas energéticas.

El modelo produce documentos de salida que detallan la operación de los sistemas BESS y PV. A continuación, se muestra un ejemplo de la estructura de los datos obtenidos:

Año	Mes	Tipo	Ingreso BESS (USD)	Energía Cargada (MWh)	Energía Descargada (MWh)	Ingreso PV (USD)	Solar Inyectada (MWh)	Costo Energía Cargada (USD)	Costo Retiro (USD)
2025	1	Mensual	1.830.001,46	27.286,86	22.448,01	862.566,52	48.155,97	1,32	1.073.224,86
2025	2	Mensual	1.790.152,77	24.453,91	21.412,24	734.540,75	40.170,82	1,26	1.007.753,23
2025	3	Mensual	1.915.264,97	26.862,73	22.949,49	735.205,31	40.569,21	1,66	1.151.440,96
2025	4	Mensual	1.701.192,18	25.786,31	21.508,15	558.315,73	34.155,12	3,29	1.079.816,29
2025	5	Mensual	1.812.340,09	26.430,70	22.468,53	477.295,21	28.834,00	3,43	1.194.754,63
2025	6	Mensual	1.834.685,24	25.371,38	21.568,01	397.773,69	25.759,73	1,90	1.184.972,07
2025	7	Mensual	2.361.958,38	26.005,11	22.509,55	442.572,62	27.362,27	0,53	1.391.344,91
2025	8	Mensual	1.689.784,67	25.791,21	21.218,19	508.985,22	32.556,41	1,33	1.124.142,54
2025	9	Mensual	1.682.005,64	24.757,20	21.049,09	700.067,79	37.433,15	0,51	1.063.236,86
2025	10	Mensual	1.757.515,00	25.375,18	21.573,92	872.823,63	42.650,50	0,52	1.055.625,44
2025	11	Mensual	1.834.221,97	24.357,63	21.395,13	940.673,54	45.571,97	0,18	1.045.420,75
2025	12	Mensual	1.723.880,52	24.965,49	20.538,30	1.022.848,66	46.720,72	1,93	1.072.998,87
2025	-	Anual	21.933.002,90	307.443,71	260.638,61	8.253.668,67	449.939,87	17,85	13.444.731,41

Tabla 3.2: Ejemplo de estructura de datos de salida del modelo para el sistema PV&BESS.

Los resultados se organizan por año y mes, proporcionando un desglose detallado de indicadores clave como ingresos, energía cargada y descargada, y costos. Este enfoque permite un análisis profundo del comportamiento del sistema en diversos escenarios, optimizando la toma de decisiones para mejorar la eficiencia y rentabilidad del sistema PV&BESS a lo largo del tiempo.

3.5. Metodología de análisis de resultados

Para evaluar la resiliencia y rentabilidad del sistema PV&BESS bajo diferentes condiciones hidrológicas y de viento, se utilizó una **simulación de Monte Carlo**, generando **1000 escenarios estocásticos** para capturar la incertidumbre de los recursos naturales.

Cada año se asigna un escenario hidrológico específico, y dentro de ese año, la variabilidad del viento se ajusta mensualmente. Esto permite una evaluación detallada y dinámica del impacto de las condiciones cambiantes de viento y agua en la operación del sistema.

Se consideraron **10 escenarios hidrológicos** con probabilidades asignadas, dando mayor peso a los escenarios adversos para probar la robustez del sistema. La distribución de probabilidades para los escenarios hidrológicos se muestra en la Figura 3.18. Además, la variabilidad del viento se modeló seleccionando perfiles anuales de viento (P50 +20 %, P50, P50 -20 %) con probabilidades de 1/3 cada uno, asegurando la exploración de distintas condiciones.

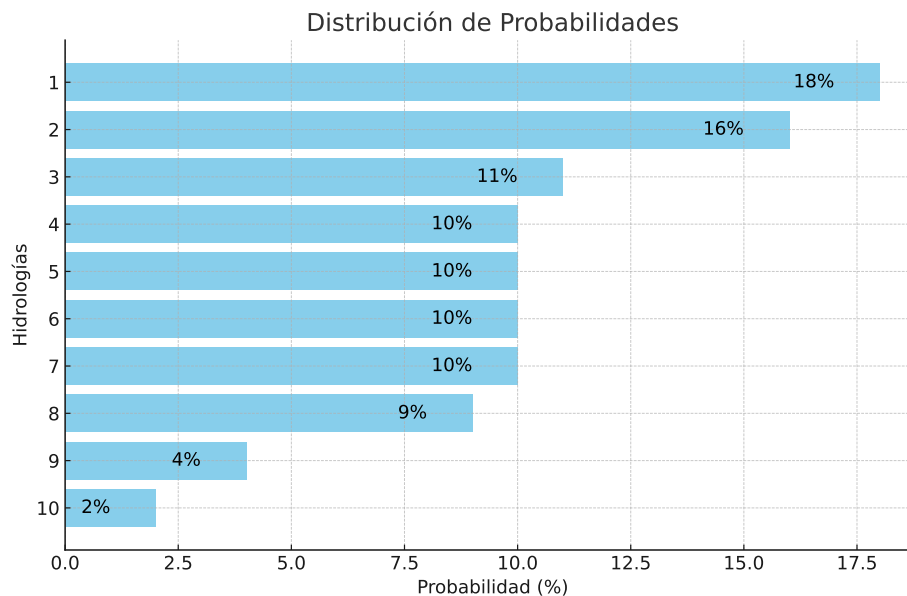


Figura 3.18: Distribución de probabilidad para los escenarios hidrológicos, resaltando el enfoque en escenarios adversos.

Los resultados de la simulación proporcionan una visión detallada del desempeño del sistema bajo diferentes combinaciones de condiciones hidrológicas y de viento. Estos resultados permiten

evaluar la efectividad de las estrategias de operación y despacho del sistema PV&BESS, asegurando un equilibrio adecuado entre generación, almacenamiento y consumo de energía. La Tabla 3.3 presenta un ejemplo de los resultados obtenidos para el año 2025, destacando el impacto de la variabilidad hidrológica y del viento en los indicadores económicos y operativos clave.

Tabla 3.3: Resultados de simulación para el año 2025 bajo diferentes combinaciones hidrológicas y eólicas.

Año	Mes	Combinación	Ingreso BESS (USD)	Energía Cargada (MWh)	Energía Descargada (MWh)	Ingreso PV (USD)	Solar Inyectada (MWh)	Costo Energía Cargada (USD)	Costo Retiro (USD)
2025	1	hidrologia_4_P50	1.774.440,74	27.313,64	22.467,97	1.066.051,59	61.150,44	1,18	3.810.761,31
2025	2	hidrologia_4_P50	1.799.095,05	24.522,87	21.590,13	922.810,18	51.010,56	1,33	3.671.117,12
2025	3	hidrologia_4_W_-20	1.881.343,23	26.987,99	22.939,79	781.940,63	51.516,45	3,59	4.128.405,43
2025	4	hidrologia_4_P50	1.689.269,60	25.955,97	22.062,57	660.863,78	43.371,59	2,27	3.813.874,65
2025	5	hidrologia_4_P50	1.662.632,10	26.655,38	21.928,43	586.699,98	36.614,60	3,72	4.153.759,87
2025	6	hidrologia_4_W_+20	1.777.089,82	25.636,08	22.326,18	451.229,76	32.710,77	2,54	4.102.411,02
2025	7	hidrologia_4_W_-20	2.306.554,46	26.326,87	22.570,80	2.153.727,12	34.745,75	1.555.004,60	6.428.943,46
2025	8	hidrologia_4_W_+20	1.686.375,98	26.161,48	22.237,26	560.027,65	41.341,47	1,06	3.893.111,76
2025	9	hidrologia_4_P50	1.652.181,11	25.161,06	21.383,90	871.313,73	47.534,16	0,60	3.801.922,17
2025	10	hidrologia_4_W_-20	1.642.718,22	25.839,06	21.256,87	411.323,47	54.159,37	0,50	3.285.427,20
2025	11	hidrologia_4_P50	1.631.855,18	24.850,97	21.127,48	1.093.999,53	57.869,17	0,00	3.490.797,68
2025	12	hidrologia_4_W_-20	1.721.168,42	25.520,61	21.695,96	449.093,88	59.327,90	0,89	3.232.550,23
2025	Total Anual	-	21.224.723,91	310.931,99	263.587,33	10.009.081,30	571.352,22	1.555.022,29	47.813.081,89

3.6. Cálculos económicos

Esta sección detalla cómo se evaluarán los cálculos económicos asociados con la operación del sistema de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías. El objetivo es analizar la rentabilidad y eficiencia del sistema, considerando diferentes escenarios de generación y demanda. Los cálculos económicos incluirán los ingresos por venta de energía, costos operativos, penalizaciones, y otros factores financieros relevantes.

3.6.1. Proyección de CAPEX y OPEX

CAPEX (Capital Expenditures)

El análisis proyecta los **costos de capital (CAPEX)** para sistemas de almacenamiento de energía con baterías (**BESS**) con diferentes duraciones, utilizando estimaciones para 2029 de la **Política Energética de Largo Plazo (PELP)** del Ministerio de Energía de Chile. Estos costos consideran tanto la capacidad de almacenamiento de energía como la capacidad de potencia del sistema, proporcionando una visión integral de los gastos de capital para la implementación de tecnologías BESS.

Duración [h]	Costo USD/kW
1	343
2	518
4	867

Tabla 3.4: Datos originales de costos de BESS para 2029 [43].

Se utilizó una función lineal para estimar los costos por potencia (**USD/kW**) según la duración del almacenamiento:

$$\text{Costo USD/kW} = 174,64 \times \text{Duración} + 168,5$$

El **costo específico de energía (USD/kWh)** se calcula dividiendo el costo por potencia por la duración:

$$\text{Costo USD/kWh} = \frac{\text{Costo USD/kW}}{\text{Duración}}$$

El **CAPEX total** combina los costos de energía y potencia:

$$\begin{aligned} \text{CAPEX final (USD)} = & (\text{Costo USD/kWh} \times \text{Capacidad de energía (kWh)}) \\ & + (\text{Costo total potencia (USD)}) \end{aligned}$$

La metodología para determinar estos valores se basa en la guía de dimensionamiento de sistemas de almacenamiento [44], la cual proporciona un marco robusto para calcular los costos de CAPEX a partir de la capacidad de almacenamiento y potencia, asegurando una base sólida para las estimaciones económicas.

La tabla a continuación muestra los resultados para sistemas BESS con duraciones de 1 a 8 horas y una capacidad de almacenamiento de 840 MWh.

Duración [h]	Energía BESS [MWh]	Potencia BESS [MW]	Costo [USD/kWh]	Costo [USD/kW]	Costo total potencia [USD]	CAPEX final [USD]
1	840	840	343,14	343,14	\$288.237.600	\$576.475.200
2	840	420	258,89	517,78	\$217.467.600	\$434.935.200
3	840	280	230,81	692,42	\$193.877.600	\$387.755.200
4	840	210	216,77	867,06	\$182.082.600	\$364.165.200
5	840	168	208,34	1.041,70	\$175.005.600	\$350.011.200
6	840	140	202,72	1.216,34	\$170.287.600	\$340.575.200
7	840	120	198,71	1.390,98	\$166.917.600	\$333.835.200
8	840	105	195,70	1.565,62	\$164.390.100	\$328.780.200

Tabla 3.5: Proyección de costos para sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) para el año 2029 [43, 44].

Estos valores proporcionan una guía sobre los costos esperados para la implementación de

sistemas BESS, basados en un enfoque de modelado económico y tecnológico que refleja la eficiencia de escala y la mejora continua en los costos de producción y almacenamiento de energía [43]. Para calcular el **CAPEX del sistema fotovoltaico**, se utilizó el valor de 629 USD/kW, según las estimaciones de la PELP para 2029 [43].

OPEX (Operational Expenditures)

El **OPEX** considera los costos operativos y de mantenimiento anuales para los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento en baterías a lo largo de un horizonte de 20 años, utilizando una tasa de descuento del 7.5 %.

- **OPEX PV:** El costo operativo anual del sistema fotovoltaico se calcula como el 2 % del CAPEX del PV:

$$\boxed{\text{OPEX}_{\text{PV}} = 0,02 \times \text{CAPEX}_{\text{PV}}} \quad (3.16)$$

- **OPEX BESS:** El costo operativo anual del sistema de almacenamiento en baterías es el 2 % del CAPEX del BESS:

$$\boxed{\text{OPEX}_{\text{BESS}} = 0,02 \times \text{CAPEX}_{\text{BESS}}} \quad (3.17)$$

Para evaluar el flujo de caja neto durante los 20 años, se aplica una tasa de descuento del 7.5 % a los valores de OPEX. El valor presente neto (NPV) de los costos operativos descontados se calcula como:

$$\boxed{\text{NPV}(\text{OPEX}) = \sum_{t=1}^{20} \frac{\text{OPEX}_t}{(1 + \text{Tasa de descuento})^t}} \quad (3.18)$$

Donde:

- OPEX_t es el costo operativo en el año t .
- La tasa de descuento es del 7.5 % anual.

Estos cálculos permiten una evaluación integral de los costos de inversión y operación, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones estratégicas en la planificación y operación del sistema PV&BESS.

3.6.2. Depreciación CAPEX

La depreciación del **CAPEX** se calcula utilizando un método lineal a lo largo de 20 años, cubriendo tanto el sistema fotovoltaico como el sistema de almacenamiento en baterías. La depre-

ciación anual se determina sumando los costos de inversión inicial de ambos sistemas y dividiendo por el periodo de depreciación de 20 años, sin aplicar tasas adicionales.

La fórmula para la depreciación anual es:

$$\boxed{\text{Depreciación anual CAPEX} = \frac{\text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{BESS}}}{20}} \quad (3.19)$$

Donde:

- CAPEX_{PV} es el costo de inversión inicial del sistema fotovoltaico.
- $\text{CAPEX}_{\text{BESS}}$ es el costo de inversión inicial del sistema de almacenamiento en baterías.

Esta metodología de depreciación distribuye uniformemente el costo de inversión a lo largo de la vida útil del sistema, proporcionando una evaluación precisa de los costos anuales y la rentabilidad del proyecto.

3.6.3. Anualidad del CAPEX

El método de **anualidad del CAPEX** se utiliza para distribuir los costos de inversión inicial de manera uniforme a lo largo de un período de 20 años, aplicando una tasa de descuento constante del 7.5%. Este enfoque es relevante para evaluar los costos de los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento en baterías.

La fórmula para calcular la anualidad del CAPEX es:

$$\boxed{\text{Anualidad del CAPEX} = \frac{\text{Tasa de descuento} \times (\text{CAPEX}_{\text{BESS}} + \text{CAPEX}_{\text{PV}})}{1 - (1 + \text{Tasa de descuento})^{-\text{Años}}}} \quad (3.20)$$

Donde:

- La tasa de descuento anual es del 7.5%.
- $\text{CAPEX}_{\text{BESS}}$ es el costo de inversión inicial del sistema de almacenamiento en baterías.
- CAPEX_{PV} es el costo de inversión inicial del sistema fotovoltaico.
- El denominador representa el factor de anualidad para un período de 20 años con la tasa de descuento aplicada.

Este método permite calcular un valor anual equivalente del CAPEX, proporcionando una evaluación clara y consistente de los costos anuales y la rentabilidad a lo largo del horizonte de planificación del proyecto PV&BESS.

3.6.4. Tax

El cálculo del **impuesto (Tax)** asociado con la anualidad del CAPEX y su depreciación se realiza utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Tax} = (\text{Anualidad del CAPEX} - \text{Depreciación anual CAPEX}) \times \text{Tasa de impuesto} \quad (3.21)$$

Donde la tasa de impuesto a la renta es del 27 %.

Estos cálculos permiten evaluar de forma precisa el impacto fiscal de las inversiones en el sistema **PV&BESS**, considerando tanto los impuestos directos como los beneficios fiscales derivados de la depreciación del CAPEX.

3.6.5. Indicador Bases And Shape (B&S)

El indicador **Bases And Shape (B&S)** es esencial para evaluar la viabilidad económica de un sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías (PV&BESS) en el mercado spot de energía. Este indicador refleja el balance entre los ingresos generados y los costos operativos del sistema, proporcionando una medida clara de su rentabilidad.

La expresión para calcular el B&S es:

$$\begin{aligned} \text{B\&S} = & \text{Ingreso BESS} + \text{Ingreso PV} \\ & - \text{Costo energía cargada} - \text{Costo retiro} \end{aligned}$$

Donde:

- **Ingreso BESS:** Corresponde a los ingresos por la venta de energía almacenada en las baterías, calculados en función de la energía descargada y el costo marginal del mercado.
- **Ingreso PV:** Representa los ingresos por la venta de energía generada por el sistema fotovoltaico y entregada directamente a la red.
- **Costo energía cargada:** Es el costo asociado a la compra de energía del mercado para cargar las baterías, influenciado por los precios de la energía durante los periodos de carga.
- **Costo retiro:** Incluye los costos de retirar energía de la red para satisfacer la demanda, especialmente en momentos en que la generación solar es insuficiente.

Un valor positivo de **B&S** indica que el sistema es económicamente viable, ya que los ingresos superan los costos asociados a la operación del sistema de almacenamiento y generación solar. Por

el contrario, un valor negativo sugiere que los costos son mayores que los ingresos, indicando la necesidad de ajustar estrategias de operación o inversión para mejorar la rentabilidad.

El cálculo de **B&S** se realiza considerando una tasa de descuento del 7.5 %, lo cual permite evaluar los flujos de caja a lo largo del tiempo en términos de valor presente, asegurando que las decisiones económicas reflejen adecuadamente la rentabilidad proyectada del sistema PV&BESS.

3.6.6. Ingresos por potencia de suficiencia del sistema PV&BESS

En la evaluación económica de un sistema de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías, es crucial considerar los ingresos por potencia de suficiencia. Estos ingresos reflejan la capacidad del sistema para proporcionar potencia confiable durante momentos de alta demanda o contingencias.

Potencia de suficiencia del sistema fotovoltaico

La potencia de suficiencia para el sistema PV se calcula en función de su capacidad instalada, ajustada por su rendimiento operativo y disponibilidad:

$$\text{Potencia inicial PV} = \text{Capacidad} \times \text{Factor planta} \times \text{FMM/IFOR}_{PV}$$

Donde:

- **Capacidad:** Capacidad instalada del sistema PV, aquí 200 MW.
- **Factor planta:** Rendimiento del sistema PV, 33.9 %.
- **FMM/IFOR_{PV}:** Índice de disponibilidad, 97 %.

Esta potencia inicial se ajusta por el Factor de Adecuación de Demanda (FAD) del 55 %:

$$\text{Potencia suficiencia PV} = \text{FAD} \times \text{Potencia inicial PV}$$

Los ingresos anuales se calculan usando la potencia de suficiencia:

$$\text{Ingreso anual PV} = \text{Precio potencia} \times 12 \times 1000 \times \text{Pot. suf. PV}$$

Donde:

- **Precio potencia:** Precio de 8 USD/kW/mes (Fijación de precios nudo de corto plazo, junio 2024, CNE, [45]).

Para evaluar el valor presente de estos ingresos, se aplica una tasa de descuento del 7.5 %:

$$\text{Ingreso anual descuento} = \frac{\text{Ingreso anual PV}}{(1 + \text{Tasa anual})^{\text{Year Number}}}$$

Este enfoque permite evaluar la rentabilidad del sistema PV&BESS a lo largo del tiempo, considerando tanto el ingreso generado como la adecuación a la demanda de potencia.

Potencia de suficiencia del sistema de almacenamiento en baterías (BESS)

La potencia de suficiencia para las BESS se calcula considerando la potencia neta, la disponibilidad del sistema y el porcentaje de pago basado en la duración de descarga. La degradación de capacidad se incluye en la proyección anual de potencia.

El cálculo de la potencia de suficiencia inicial es:

$$\text{Pot. inicial BESS} = \text{Pot. neta} \times \text{FMM/IFOR}_{BESS} \times \% \text{ de pago}$$

Donde:

- **Pot. neta:** Potencia máxima de la batería.
- **FMM/IFOR_{BESS}:** Factor de disponibilidad del sistema de almacenamiento.
- **% de Pago:** Porcentaje basado en la duración de descarga (ver Tabla 3.6).

Duración [h]	Porcentaje de pago
< 1	0 %
1	36 %
2	65 %
3	85 %
4	98 %
5	100 %

Tabla 3.6: Porcentaje de pago según duración de descarga

La potencia de suficiencia se ajusta por el FAD:

$$\text{Pot. suf. BESS} = \text{FAD} \times \text{Pot. inicial BESS}$$

Los ingresos anuales de suficiencia para el BESS se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Ingreso anual BESS} = \text{Precio pot.} \times 12 \times 1000 \times \text{Pot. suf. BESS}$$

Aplicando la tasa de descuento para obtener el valor presente:

$$\text{Ingreso anual descuento} = \frac{\text{Ingreso anual BESS}}{(1 + \text{Tasa anual})^{\text{Year Number}}}$$

Este método permite evaluar los ingresos proyectados del sistema BESS, ajustados por la tasa de descuento, proporcionando una visión integral de su rentabilidad a lo largo del tiempo.

3.6.7. Costo de suministro (CTS)

El **Costo de suministro (CTS)** es una métrica que define el precio mínimo necesario para que un proyecto de generación y almacenamiento de energía, como los sistemas PV&BESS, sea económicamente viable. Expresado en USD/MWh, el CTS cubre todos los costos y asegura la rentabilidad del proyecto.

La fórmula para calcular el CTS integra los ingresos generados y los costos incurridos durante la operación del sistema:

$$\begin{aligned} \text{CTS} = & (\text{Total ingreso BESS} + \text{Total ingreso PV} \\ & + \text{Total ingreso suf. PV} + \text{Total ingreso suf. BESS} \\ & - \text{Total OPEX PV} - \text{Total OPEX BESS} \\ & - \text{CAPEX PV} - \text{CAPEX BESS} \\ & - \text{Total Tax} - \text{Total costo retiro} \\ & - \text{Total costo energía cargada}) \\ & \times \frac{1}{\text{Total retiro contractual}} \end{aligned}$$

El CTS se calcula restando todos los costos, incluidos OPEX, CAPEX y fiscales, de los ingresos totales obtenidos por el sistema, y luego dividiendo por el total de energía retirada contractualmente. Este valor en USD/MWh proporciona una medida del costo mínimo que debe cubrirse para que el proyecto sea rentable.

El cálculo preciso del CTS es fundamental para garantizar que el proyecto no solo recupere sus costos, sino que también ofrezca una rentabilidad adecuada, ayudando en la planificación financiera y en la negociación de contratos de suministro de energía a largo plazo.

3.7. Indicadores económicos utilizados

Esta sección describe las métricas económicas clave para evaluar la viabilidad y rentabilidad del sistema de generación y almacenamiento PV&BESS. Entre los indicadores fundamentales se

encuentran el costo nivelado de energía (LCOE) y el costo nivelado de almacenamiento (LCOS), los cuales proporcionan una visión integral de la eficiencia económica del sistema, teniendo en cuenta tanto los costos de inversión inicial como los costos operativos a lo largo de su vida útil.

3.7.1. Cálculo del costo nivelado de energía y almacenamiento

Para evaluar un sistema de generación solar fotovoltaica (PV) con almacenamiento en baterías (BESS), se calculan el LCOE y el LCOS. Estas métricas consideran los costos iniciales, operativos y los ingresos por suficiencia, permitiendo un análisis económico completo.

Costo nivelado de energía solar (LCOE PV)

El **LCOE PV** mide el costo promedio de la energía generada por el sistema PV, integrando costos de inversión, operación y mantenimiento, y los ingresos por suficiencia. Esta métrica, expresada en USD/MWh, es esencial para evaluar la competitividad de la energía solar frente a otras fuentes. Se define como:

$$\text{LCOE PV} = \frac{\text{CAPEX PV} + \text{Total OPEX PV} - \text{Total ingreso suf. PV}}{\text{Total solar inyectada}}$$

Donde:

- CAPEX PV es el costo de capital para instalar el sistema fotovoltaico.
- Total OPEX PV incluye todos los costos de operación y mantenimiento del sistema PV.
- Total ingreso Suf. PV son los ingresos por la contribución del PV a la suficiencia eléctrica.
- Total solar inyectada es la energía solar total generada e inyectada a la red.

Costo nivelado de almacenamiento en baterías (LCOS BESS)

El **LCOS BESS** es un indicador que mide el costo promedio de almacenar y descargar energía con el sistema de baterías, considerando los costos de inversión inicial (CAPEX BESS), los costos operativos y de mantenimiento (OPEX BESS), y los ingresos por suficiencia. Este indicador, expresado en USD/MWh, es crucial para evaluar la viabilidad económica del almacenamiento de energía en comparación con otras tecnologías de respaldo. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{LCOS BESS} = \frac{(\text{CAPEX BESS} + \text{Total OPEX BESS} - \text{Total ingreso suf. BESS}) \times 1}{\text{Total energía descargada}}$$

Donde:

- CAPEX BESS: Costo de capital para instalar el sistema de baterías.
- Total OPEX BESS: Costos de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento.
- Total ingreso suf. BESS: Ingresos por la contribución del BESS a la suficiencia eléctrica.
- Total energía descargada: Energía total descargada por las baterías a la red.

Costo nivelado de energía total (LCOE total)

El **LCOE total** proporciona una visión completa de los costos del sistema PV&BESS al combinar los costos nivelados de la energía solar y del almacenamiento en baterías. Este indicador evalúa la rentabilidad global del proyecto, considerando todos los costos de inversión, operación, y los ingresos por suficiencia. Se calcula como:

$$\text{LCOE total} = (\text{CAPEX PV} + \text{Total OPEX PV} + \text{CAPEX BESS} + \text{Total OPEX BESS} - \text{Total ingreso suf. PV} - \text{Total ingreso suf. BESS}) \times \frac{1}{\text{Total energía}}$$

Donde:

- Total energía: Suma de la energía solar inyectada y la energía descargada, menos la energía cargada en las baterías:

$$\text{Total energía} = \text{Total solar inyectada} + \text{Total energía descargada} - \text{Total energía cargada}$$

Análisis sin ingresos por potencia de suficiencia

Es importante considerar escenarios sin ingresos por suficiencia, ya que estos afectan significativamente los costos nivelados. Para tales casos, se utilizan las métricas LCOE PV_e , LCOS BESS_e , y LCOE Total_e , las cuales excluyen estos ingresos en sus cálculos.

LCOE PV_e se calcula como:

$$\text{LCOE PV}_e = (\text{CAPEX PV} + \text{Total OPEX PV}) \times \frac{1}{\text{Total solar inyectada}}$$

LCOS BESS_e se define como:

$$\text{LCOS BESS}_e = (\text{CAPEX BESS} + \text{Total OPEX BESS}) \times \frac{1}{\text{Total energía descargada}}$$

El **LCOE total_e**, que representa el costo combinado de generación solar y almacenamiento sin ingresos por suficiencia, se expresa como:

$$\text{LCOE total}_e = (\text{CAPEX Total} + \text{Total OPEX}) \times \frac{1}{\text{Total energía}}$$

Analizar las métricas LCOE PV, LCOS BESS y LCOE total con y sin ingresos por suficiencia es esencial para entender los costos operativos de un sistema PV&BESS. Esto permite evaluar la viabilidad económica y la rentabilidad de proyectos de energía renovable, facilitando la comparación de diferentes configuraciones y estrategias de operación.

3.7.2. Margen planta

El **Margen planta** es un indicador utilizado para medir la rentabilidad operativa del sistema PV&BESS. Este margen considera los ingresos generados tanto por la venta de energía del sistema fotovoltaico como del sistema de almacenamiento en baterías, restando los costos asociados a la carga de las baterías. Esta medida proporciona una evaluación directa de la rentabilidad de la operación conjunta de estos sistemas.

$$\text{Margen planta} = \text{Total ingreso BESS} + \text{Total ingreso PV} - \text{Total costo energía cargada}$$

Donde:

- Total ingreso BESS: Ingreso total generado por la venta de energía desde el BESS.
- Total ingreso PV: Ingreso total generado por la venta de energía producida por el sistema PV.
- Total costo energía cargada: Costo total de la energía utilizada para cargar las baterías.

3.7.3. Posición valorizada

La **Posición valorizada** se calcula ajustando el Margen planta por los costos de retiro de energía, proporcionando una medida de rentabilidad neta que refleja una evaluación más completa

del sistema. Este ajuste permite considerar los costos adicionales asociados con la entrega de energía desde el sistema hacia la red.

$$\text{Posición valorizada} = \text{Margen planta} - \text{Total costo retiro}$$

Donde:

- Total costo retiro: Costo total asociado al retiro de energía desde el sistema.

3.7.4. Ingreso de contrato

El **Ingreso de contrato** representa el valor presente de los ingresos garantizados por contratos a largo plazo, calculados utilizando una función de valor actual (VA). Este ingreso proporciona estabilidad financiera al proyecto y es crucial para la evaluación de la viabilidad a largo plazo del sistema PV&BESS.

$$\text{Ingreso Contrato} = \left(\frac{1 - (1 + \text{Tasa})^{-20}}{\text{Tasa}} \right) \times \text{Retiro} \times 8760 \times \text{LCOE total}$$

Donde:

- Tasa: Tasa de descuento anual, en este caso 7,5 %.
- Retiro: Nivel de retiro contractual en MW.
- 8760: Número de horas en un año.
- LCOE total: Costo nivelado total de la energía, considerando tanto la inyección de energía solar como la energía almacenada.

3.7.5. Margen de energía

El **Margen de energía** proporciona una visión comprensiva de la rentabilidad del proyecto, combinando los ingresos netos operativos con los ingresos garantizados por contrato. Esta métrica considera tanto la eficiencia diaria del sistema como la estabilidad financiera a largo plazo.

$$\text{Margen energía} = \text{Posición valorizada} + \text{Ingreso contrato}$$

3.7.6. Margen de potencia

El **Margen de potencia** se calcula considerando los ingresos por potencia de suficiencia, tanto del sistema fotovoltaico como del sistema de almacenamiento en baterías. Este margen evalúa

la capacidad del sistema PV&BESS para contribuir a la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, generando ingresos adicionales más allá de la venta de energía.

$$\text{Margen potencia} = \text{Ingresos por pot. de suficiencia PV} + \text{Ingresos por pot. de suficiencia BESS}$$

3.7.7. Margen final

El **Margen final** combina el Margen de energía y el Margen de potencia, proporcionando una evaluación integral de la rentabilidad del sistema PV&BESS. Este margen ofrece una visión global de la viabilidad económica, integrando todos los aspectos de ingresos y costos, y asegurando una gestión financiera eficiente del proyecto.

$$\text{Margen final} = \text{Margen energía} + \text{Margen potencia}$$

En resumen, estos indicadores financieros permiten evaluar de manera exhaustiva la rentabilidad del sistema PV&BESS, proporcionando un marco robusto para la toma de decisiones estratégicas y optimización de la operación del sistema a lo largo de su vida útil.

3.8. Métricas de riesgo

En la evaluación de la viabilidad económica y la gestión de riesgo para proyectos de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento en baterías (PV&BESS), es crucial considerar no solo los escenarios promedio, sino también aquellos extremos que pueden impactar negativamente la rentabilidad. Las métricas de riesgo más relevantes para este análisis son el **Valor en riesgo (VAR, *Value at Risk*)** y el **Valor en riesgo condicional (CVAR, *Conditional Value at Risk*)**.

3.8.1. Valor en riesgo (VAR)

El **Valor en riesgo** es una métrica que cuantifica la pérdida máxima esperada bajo condiciones normales de mercado, dentro de un intervalo de confianza y un periodo específico. Indica la pérdida máxima que no se excederá con una probabilidad determinada. Por ejemplo, un VAR al 95 % significa que con un 95 % de confianza, las pérdidas no superarán el valor calculado.

$$\text{VAR}_\alpha = \min \{L \mid P(\text{Pérdida} > L) \leq 1 - \alpha\}$$

Donde:

- α : Nivel de confianza (por ejemplo, 0.95 para un 95 % de confianza).

- L: Límite de pérdida donde la probabilidad de exceder L es menor o igual a $1 - \alpha$.

Para el sistema PV&BESS, el VAR se calculó utilizando el **Margen planta** y la **Posición valorizada**, lo cual permitió identificar la exposición máxima a pérdidas bajo condiciones normales de mercado.

3.8.2. Valor en riesgo condicional (CVAR)

El **Valor en riesgo condicional**, proporciona una evaluación más completa del riesgo, especialmente en escenarios de pérdidas extremas. A diferencia del VAR, que solo establece un umbral de pérdida máximo, el CVAR mide el promedio de las pérdidas que exceden el VAR, evaluando así el comportamiento de la cola de la distribución de pérdidas.

$$\text{CVAR}_\alpha = E[\text{Pérdida} \mid \text{Pérdida} \geq \text{VAR}_\alpha]$$

Esto significa que el CVAR al nivel de confianza α representa el valor esperado de las pérdidas en los peores $(1 - \alpha) \%$ de los casos. En el análisis del sistema PV&BESS, el CVAR se utilizó para proporcionar una visión más detallada de las peores pérdidas posibles, facilitando decisiones más prudentes en la planificación y gestión del riesgo.

3.8.3. Aplicación de VAR y CVAR en el sistema PV&BESS

En este estudio, los indicadores **VAR** y **CVAR** se aplicaron al **Margen planta** y a la **Posición valorizada** obtenidos de las simulaciones con diferentes niveles de contratación. Estos análisis permitieron identificar la pérdida máxima esperada mediante el VAR y evaluar la magnitud de las pérdidas en los peores escenarios posibles con el CVAR.

El uso combinado de VAR y CVAR ofrece un enfoque integral para la gestión del riesgo: el VAR evalúa el riesgo de pérdidas hasta un nivel de confianza específico, mientras que el CVAR proporciona información sobre la gravedad de las pérdidas en el peor 5 % de los escenarios, esencial para formular estrategias de cobertura y planificación financiera a largo plazo.

3.8.4. Implicaciones para la gestión del proyecto

La evaluación de riesgo utilizando VAR y CVAR proporciona una base cuantitativa para optimizar la gestión del riesgo financiero del proyecto PV&BESS. Estas métricas permiten anticipar impactos de escenarios adversos y desarrollar estrategias de mitigación, como ajustar niveles de contratación, diversificar fuentes de ingreso o implementar coberturas financieras.

Combinando estas métricas con otros indicadores financieros como el Margen planta y la Posición valorizada, se logra un análisis holístico de la viabilidad económica del sistema, alineando la toma de decisiones con los objetivos de sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo.

En conclusión, el uso de VAR y CVAR no solo cuantifica el riesgo, sino que también fortalece la gestión estratégica, maximizando el valor del proyecto en entornos de alta incertidumbre.

3.9. Herramientas utilizadas

El modelo de optimización para integrar generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS) se implementó en Python, aprovechando su capacidad para manejar datos y modelos matemáticos complejos.

3.9.1. Librerías utilizadas

Se utilizaron varias librerías clave en Python:

- `pyomo.environ` y `SolverFactory`: Para formular y resolver problemas de optimización, facilitando la definición de modelos y el uso de solvers como GLPK.
- `time` y `calendar.monthrange`: Para medir tiempos de ejecución y determinar días en cada mes, respectivamente.
- `defaultdict` de `collections`: Para organizar datos eficientemente mediante la creación automática de valores predeterminados en diccionarios.
- `multiprocessing` y `multiprocessing.dummy`: Para paralelizar la ejecución, mejorando la eficiencia y velocidad del modelo.
- `numpy (np)`: Utilizada para operaciones numéricas y manipulación de arreglos.
- `os`, `pandas`, `locale`, y `sys`: Para gestión de archivos, análisis de datos, configuración regional y manejo de parámetros del sistema.

3.9.2. Lectura de datos y preparación del modelo

Los datos esenciales se cargan desde archivos CSV y Excel que contienen información sobre generación solar, costos marginales, degradación de baterías, y otros parámetros. Funciones como `cargar_vectores()` facilitan la importación de estos datos.

3.9.3. Segmentación temporal y paralelización

El modelo utiliza una segmentación por mes y bloques de 5 horas para gestionar eficientemente los datos y reducir la complejidad computacional. La paralelización con `multiprocessing` permite distribuir el procesamiento en múltiples núcleos, mejorando la eficiencia.

```
# Ejemplo de segmentación de datos por mes
for anio in range(anio_inicio, anio_fin + 1):
    for mes in range(1, 13):
        fecha_inicio = pd.Timestamp(
            year=anio, month=mes, day=1
        )
        fecha_fin = min(
            pd.Timestamp(year=anio, month=mes,
                          day=monthrang(anio, mes)[1])
            + pd.Timedelta(days=1), df_CM_iny['fecha'].max()
        )
        segmentos_datos[(anio, mes)] = {
            'df_CM_iny': df_CM_iny[
                (df_CM_iny['fecha'] >= fecha_inicio)
                & (df_CM_iny['fecha'] <= fecha_fin)
            ],
            'df_CM_ret': df_CM_ret[
                (df_CM_ret['fecha'] >= fecha_inicio)
                & (df_CM_ret['fecha'] <= fecha_fin)
            ],
            ...
        }
```

3.9.4. Modelo de optimización

El modelo, definido con Pyomo, establece variables de decisión, parámetros, restricciones y la función objetivo. Las variables incluyen energía cargada, descargada, y el estado de carga de las baterías, con restricciones que aseguran la operatividad del sistema.

```
# Ejemplo de definición de variables de decisión en Pyomo
modelo.x = Var(modelo.T, within=NonNegativeReals, initialize=0.0)
# Energía cargada
```

```

modelo.y = Var(modelo.T, within=NonNegativeReals, initialize=0.0)
# Energía descargada
modelo.z = Var(modelo.T, within=NonNegativeReals, initialize=0.0)
# Estado de carga

```

La función objetivo busca maximizar ingresos por venta de energía, menos costos de carga y penalizaciones.

3.9.5. Resultados y post-procesamiento

Los resultados se extraen y organizan en DataFrames para análisis. Esto incluye métricas como energía generada, cargada y descargada, así como ingresos y costos, evaluando la viabilidad económica del sistema.

3.9.6. Tamaño del problema de optimización

Para describir el tamaño del problema de optimización en el modelo propuesto, es necesario analizar los elementos que contribuyen a su complejidad. En este tipo de modelos, el tamaño se mide principalmente en función del número de variables de decisión, el número de restricciones y, eventualmente, el número de variables enteras o binarias que puedan ser introducidas en el futuro. A continuación, se presenta un análisis detallado para diferentes horizontes temporales.

Horizonte de 1 año

El modelo contiene varias variables de decisión que varían en cada periodo de tiempo, lo que implica que el número total de variables está directamente relacionado con la longitud del horizonte temporal y la granularidad temporal utilizada. En este caso, se asume un horizonte de 1 año con granularidad horaria (8760 periodos). A continuación, se desglosa el número de variables y restricciones:

- **Energía cargada (x_t):** Definida para cada periodo t en el conjunto T , lo que da lugar a 8760 variables.
- **Energía descargada (y_t):** También definida para cada periodo t , sumando 8760 variables adicionales.
- **Estado de carga de la batería (z_t):** Esta variable se define en cada periodo, agregando otras 8760 variables.

- **Energía vertida (V_t):** Corresponde a la energía no utilizada y vertida en cada periodo, lo que introduce 8760 variables adicionales.

En total, el número de variables continuas para un horizonte de 1 año es aproximadamente:

$$4 \times 8760 = 35,040 \text{ variables continuas.}$$

El modelo también incluye múltiples restricciones, cada una aplicada para todos los periodos $t \in T$. Estas restricciones se agrupan en las siguientes categorías:

- **Restricción de capacidad mínima de la batería:** Limita el estado de carga mínimo de las baterías en cada periodo, resultando en 8760 restricciones.
- **Restricción de capacidad degradada de la batería:** Asegura que la capacidad no exceda su límite degradado, agregando 8760 restricciones.
- **Degradación solar:** Restringe la generación solar efectiva en cada periodo, sumando otras 8760 restricciones.
- **Restricción de estado de carga (SOC):** Controla la actualización del estado de carga en cada periodo, resultando en 8760 restricciones adicionales.
- **Restricción de carga y descarga de la batería:** Estas limitan la cantidad de energía que puede cargarse o descargarse en cada periodo, agregando 8760 restricciones para cada caso.
- **Restricción de energía vertida:** Asegura que la energía vertida no exceda la capacidad de generación, con 8760 restricciones adicionales.
- **Restricción de vertimiento y carga:** Controla el balance entre la energía vertida y cargada, lo que introduce otras 8760 restricciones.
- **Restricciones de balance energético e inversor:** Estas limitan la operación del inversor y el balance energético total, con un estimado de 17,520 restricciones.

El número total de restricciones para un horizonte de 1 año es, por lo tanto, aproximadamente:

$$(8 \text{ tipos de restricciones}) \times 8760 = 70,080 \text{ restricciones.}$$

En este punto, el modelo no incorpora variables enteras o binarias, lo que lo convierte en un modelo completamente lineal y continuo. Sin embargo, la inclusión de decisiones discretas en el futuro, como activaciones de almacenamiento o inversiones en nuevos recursos, incrementaría tanto la complejidad como el tamaño del problema. Por ejemplo, variables binarias podrían representar

decisiones de inversión, como la compra o no de nuevas baterías, o cuándo activar o desactivar el almacenamiento. Esto añadiría una dimensión entera al modelo y transformaría el problema en un modelo de programación mixta entera (MILP), incrementando significativamente la carga computacional.

Complejidad computacional

A medida que crece el número de variables y restricciones, la complejidad computacional del modelo también aumenta. Aunque el problema sigue siendo lineal, el número total de restricciones y variables implica que se requerirán técnicas avanzadas de optimización, como el uso de solvers especializados para grandes escalas que permiten resolver problemas de optimización con millones de variables de manera eficiente. Además, para manejar problemas de esta magnitud, puede ser necesario utilizar técnicas de paralelización, como **multiprocessing**, para dividir el problema en subproblemas más manejables.

Gestión de datos

Un aspecto importante que influye en la resolución del modelo es la gestión de datos. La manipulación de grandes volúmenes de datos, como los perfiles de generación, costos marginales, y demandas de energía, requiere un manejo eficiente de memoria. Las herramientas computacionales deben ser capaces de cargar, procesar y almacenar estos datos sin afectar el rendimiento general del sistema. Por ello, es clave optimizar el uso de memoria y aplicar estrategias como el uso de bases de datos externas o la lectura de datos en bloques.

Horizonte de 20 años

Cuando el horizonte temporal del estudio se extiende a 20 años, el número de periodos aumenta a 175,200 (asumiendo la misma granularidad horaria). En consecuencia, el número de variables continuas también aumenta proporcionalmente, alcanzando aproximadamente:

$$4 \times 175,200 = 700,800 \text{ variables continuas.}$$

De manera similar, el número total de restricciones se multiplica por 20, resultando en:

$$70,080 \times 20 = 1,401,600 \text{ restricciones.}$$

Este aumento refleja la complejidad añadida al modelar la operación del sistema durante un periodo prolongado, lo que implica tener en cuenta la degradación gradual de las baterías y los

paneles solares, las fluctuaciones en los precios de la energía, y otros factores que afectan la operación a largo plazo. Además, la inclusión de variables binarias o decisiones discretas, como la activación de nuevas inversiones a lo largo de los 20 años, podría elevar significativamente la carga computacional, ya que introduciría no linealidades y haría que el problema sea de naturaleza mixta entera (MILP).

Estrategias de simplificación

Para resolver problemas de esta magnitud, es necesario implementar estrategias de simplificación y optimización. La segmentación temporal, por ejemplo, utilizando bloques de tiempo más grandes (como bloques de 5 horas o por días), puede reducir el número de variables y restricciones, haciendo el problema más manejable. La paralelización mediante **multiprocessing** o el uso de solvers distribuidos permite que los cálculos se realicen en menos tiempo y con un uso eficiente de recursos computacionales. Sin embargo, estas simplificaciones pueden introducir compromisos en la precisión de los resultados, por lo que es importante equilibrar eficiencia y exactitud.

En resumen, la extensión del horizonte temporal de 1 a 20 años no solo incrementa considerablemente el número de variables y restricciones, sino que también demanda un enfoque robusto en términos de métodos de optimización y recursos computacionales. Con la inclusión de variables discretas y técnicas de paralelización, es posible abordar problemas de gran escala de manera eficiente, manteniendo la viabilidad computacional incluso para horizontes extensos como los 20 años.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados del análisis de optimización para el sistema híbrido de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS). El estudio se centra en un caso de dos nodos: un nodo de inyección, ubicado en la subestación eléctrica Kimal, y un nodo de retiro, ubicado en la subestación Lagunas. La distancia y características entre estos dos puntos, como se muestra en la Figura 4.1, afectan tanto los costos de transmisión como la eficiencia operativa del sistema.

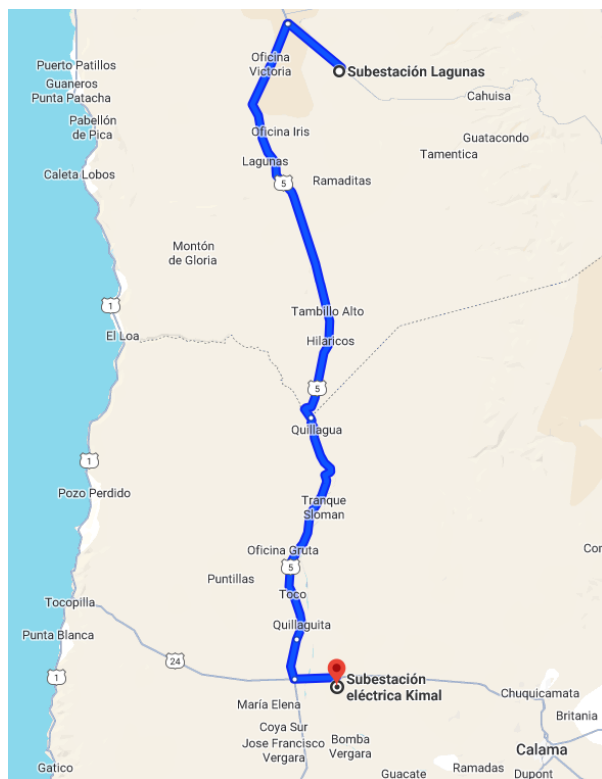


Figura 4.1: Mapa de ubicación entre la subestación eléctrica Kimal y la subestación Lagunas.

El objetivo del análisis es maximizar la rentabilidad del sistema al gestionar eficientemente la generación solar y el almacenamiento de energía, minimizando el vertimiento de energía y optimizando los niveles de retiro. Se utilizaron diferentes configuraciones de batería y niveles de retiro para identificar las estrategias que mejor equilibran la rentabilidad y el riesgo financiero.

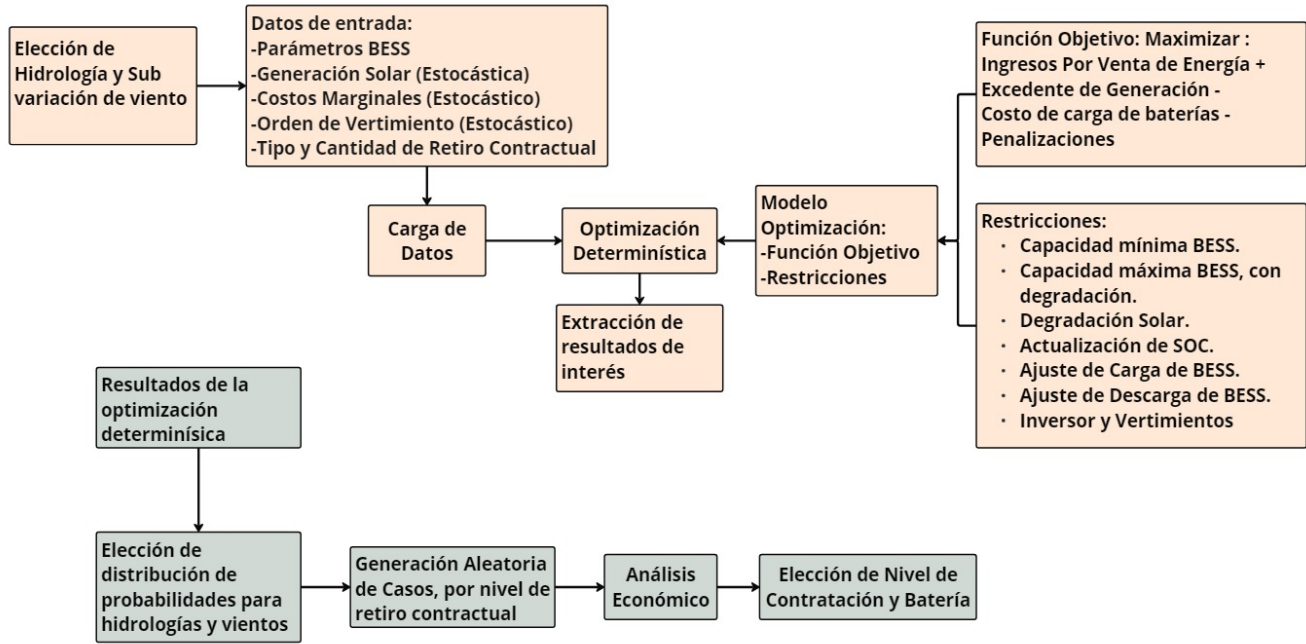


Figura 4.2: Diagrama de flujo de la metodología de optimización utilizada en el estudio.

El diagrama de flujo metodológico (Figura A.1) ilustra el proceso para alcanzar los objetivos de la investigación. Inicia con la selección de escenarios de hidrología y variaciones de viento, definiendo condiciones de entrada como parámetros de BESS, generación solar estocástica, costos marginales y tipos de retiro contractual.

Estos datos se utilizan en la optimización determinística, que busca maximizar ingresos y minimizar costos, respetando restricciones de capacidad y degradación de BESS, así como limitaciones operativas de los sistemas solares e inversores.

Los resultados permiten generar casos aleatorios para diferentes niveles de retiro contractual, usando distribuciones de probabilidad adaptadas a escenarios hídricos secos, considerando el calentamiento global, lo cual facilita el análisis económico y la evaluación de la viabilidad de configuraciones de BESS y estrategias de contratación.

Finalmente, los resultados orientan la elección de niveles óptimos de contratación y selección de baterías, proporcionando recomendaciones para la implementación de sistemas PV&BESS en el mercado eléctrico chileno. Los apartados siguientes detallarán los resultados, comenzando con el análisis del retiro plano y luego abordando variantes de retiro nocturno.

4.0.1. Resumen de baterías estudiadas

A continuación, se presenta una tabla actualizada con las características y los costos asociados a cada una de las ocho baterías evaluadas en el estudio:

Batería	Potencia neta [MW]	Duración [h]	Energía [MWh]	Degradación [% x Ciclo]	Carga mínima [MW]	CAPEX [USD]	OPEX [USD]
1	840	1	840	0.05 %	25.2	576.475.200	11.529.504
2	420	2	840	0.05 %	25.2	434.935.200	8.698.704
3	280	3	840	0.05 %	25.2	387.755.200	7.755.104
4	210	4	840	0.05 %	25.2	364.165.200	7.283.304
5	168	5	840	0.05 %	25.2	350.011.200	7.000.224
6	140	6	840	0.05 %	25.2	340.575.200	6.811.504
7	120	7	840	0.05 %	25.2	333.835.200	6.676.704
8	105	8	840	0.05 %	25.2	328.780.200	6.575.604

Tabla 4.1: Características y costos de las baterías evaluadas para el sistema PV&BESS.

En la Tabla 4.1, se observa que los costos de CAPEX de las baterías varían según su potencia y duración, mientras que los costos de OPEX se estiman en un 2 % del CAPEX. Estos valores consideran tanto la inversión inicial como los costos operativos y de mantenimiento previstos. Además, el modelo utiliza un **RTE del 85 %**, que refleja las eficiencias de carga y descarga de las baterías, ambas evaluadas en **92.2 %**, impactando la cantidad de energía efectiva que se puede almacenar y recuperar.

4.0.2. Resumen del sistema PV

El sistema fotovoltaico (PV), de magnitud 200 MW, complementa el sistema de almacenamiento, proporcionando energía renovable que puede ser almacenada en las baterías para su uso posterior. Los costos asociados al sistema PV son cruciales para el análisis económico general. Los valores actualizados son los siguientes:

Costos	PV [USD]
CAPEX	125.800.000
OPEX	2.516.000

Tabla 4.2: Costos de CAPEX y OPEX del sistema fotovoltaico (PV).

La Tabla 4.2 refleja una inversión significativa en el sistema PV, considerando una tasa del 2 % del CAPEX como referencia para los costos operativos y de mantenimiento. Además, el sistema PV presenta una **tasa de degradación del 0.4 % por año**, lo que implica una disminución gradual en su capacidad de generación a lo largo del tiempo.

4.1. Análisis de resultados para retiro plano

En este análisis se evaluaron seis niveles de retiro (30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW) para el sistema PV&BESS, tanto en perfiles de retiro planos como solo nocturnos. Se generaron 1.000 escenarios aleatorios por nivel de retiro utilizando distribuciones de probabilidad, capturando una variedad de comportamientos del sistema bajo diferentes condiciones operativas y de demanda.

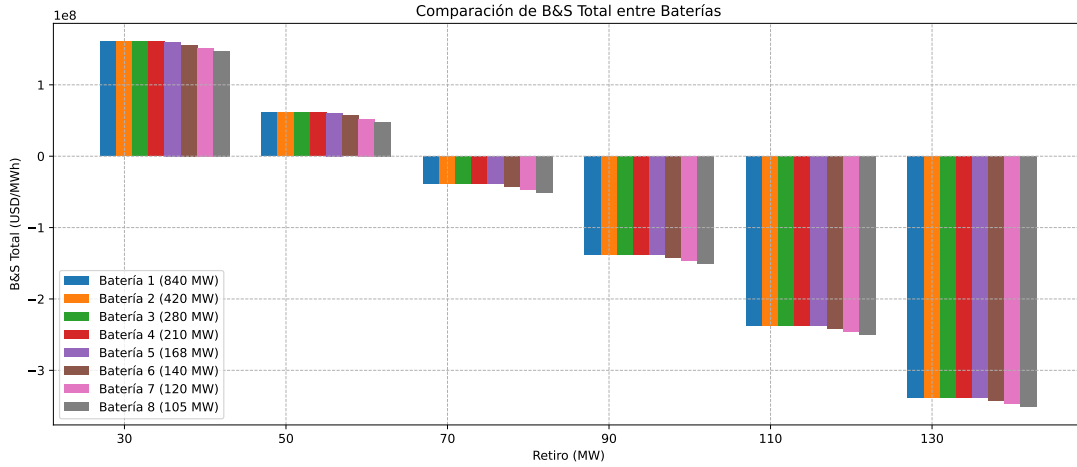


Figura 4.3: Comparación de B&S total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.

La Figura 4.3 muestra cómo el B&S total varía entre las ocho baterías evaluadas en diferentes niveles de retiro plano. A medida que el retiro aumenta de 30 MW a 130 MW, los valores de B&S total disminuyen, volviéndose negativos cerca de los 70 MW, lo que sugiere que la generación fotovoltaica ya no cubre la demanda contractual, obligando al sistema a recurrir al mercado spot.

Este comportamiento refleja las limitaciones del sistema fotovoltaico, con un factor de planta del 33.9% y una capacidad de 200 MW, lo que implica que en niveles de retiro altos, la energía generada no es suficiente para satisfacer la demanda, aumentando los costos operativos.

Las baterías 6, 7 y 8, con menor potencia neta (140 MW, 120 MW y 105 MW) y mayor duración (6, 7 y 8 horas), muestran un desempeño menos eficiente en términos de B&S total. Su capacidad limitada para descargar rápidamente durante picos de precios las impide maximizar ingresos, en contraste con las baterías de mayor potencia neta y menor duración (como las baterías 1 a 5), que tienen un mejor desempeño en niveles de retiro más altos al poder inyectar energía más rápidamente y aprovechar condiciones de mercado favorables.

En resumen, las baterías con mayor potencia y menor duración resultan más económicas en mercados con precios volátiles, mientras que las de mayor duración son menos efectivas bajo estas condiciones.

4.1.1. Análisis del Costo de suministro

En esta sección se analiza el Costo de suministro (CTS) para las ocho baterías evaluadas bajo diferentes niveles de retiro plano, como se ilustra en la Figura 4.4.

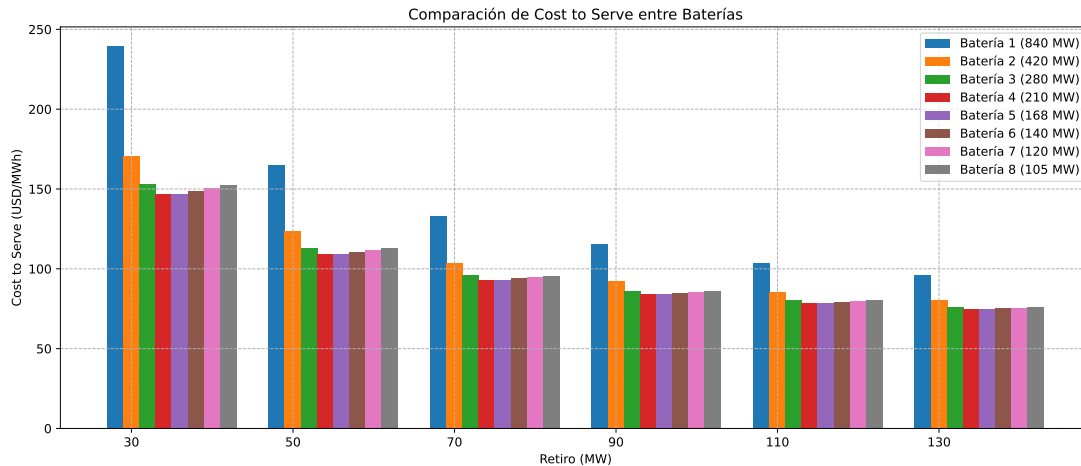


Figura 4.4: Comparación de CTS entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.

La Figura 4.4 muestra cómo el CTS, expresado en USD/MWh, varía según los niveles de retiro de 30 a 130 MW. Se observa que el CTS disminuye a medida que aumenta el nivel de retiro, estabilizándose en niveles más bajos a partir de 90 MW. Este comportamiento indica que con un mayor nivel de retiro, la energía del sistema fotovoltaico y las baterías se utiliza de manera más eficiente, reduciendo la necesidad de adquirir energía adicional en el mercado spot.

En niveles de retiro bajos (30 y 50 MW), el CTS es más alto para baterías de mayor potencia, como la batería 1 (840 MW), debido a los altos costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX) que no se amortizan adecuadamente con menor demanda. En contraste, baterías de menor potencia, como las baterías 3 (280 MW), 4 (210 MW) y 5 (168 MW), presentan un CTS más bajo y constante a lo largo de los diferentes niveles de retiro, destacándose por su eficiencia en costos y su capacidad para responder a la demanda de manera óptima.

Por otro lado, las baterías con menor potencia neta y mayor duración, como las baterías 6, 7 y 8, muestran desventajas al no poder comercializar toda su energía en momentos óptimos, resultando en un CTS menos favorable.

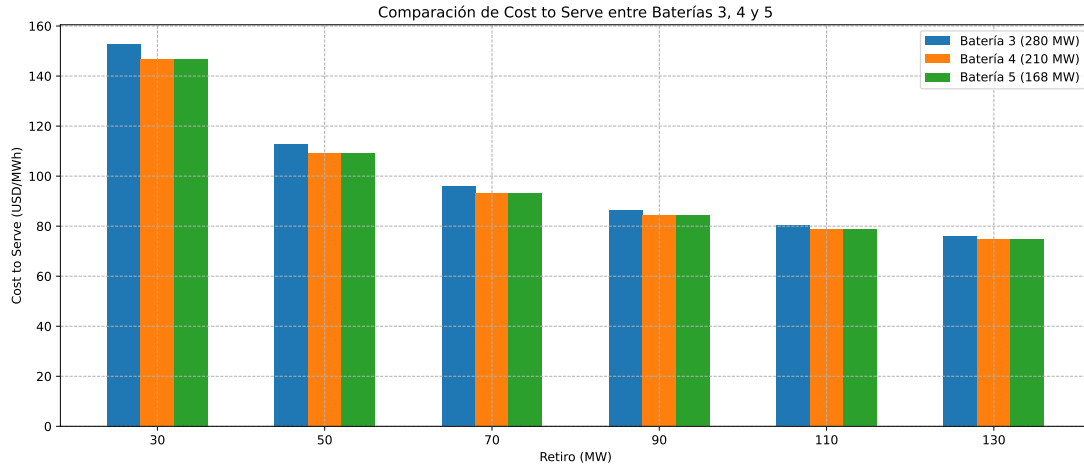


Figura 4.5: Comparación de CTS entre baterías 3, 4 y 5 para diferentes niveles de retiro plano.

La Figura 4.5 valida estos resultados al enfocarse en las baterías 3, 4 y 5, que mantienen un CTS bajo y estable, demostrando su efectividad en minimizar los costos de energía y maximizar la eficiencia operativa.

4.1.2. Relación entre Costo de suministro y Bases and Shape

Aunque el CTS disminuye con niveles de retiro más altos, es fundamental evaluar su relación con el indicador B&S. A medida que aumenta el nivel de retiro, el valor de B&S también tiende a incrementarse. Esto ocurre porque la energía generada y almacenada no siempre cubre la demanda contractual más alta, obligando al sistema a comprar energía adicional en el mercado spot.

El aumento en los valores de B&S indica que niveles de retiro elevados no necesariamente aseguran mayores ingresos o reducen el riesgo operativo. En realidad, altos niveles de retiro pueden incrementar el riesgo financiero del sistema debido a su mayor dependencia del mercado spot para suplir la energía faltante. Por lo tanto, aunque el CTS mejore en términos de eficiencia operativa en niveles de retiro más altos, la mayor exposición al mercado spot representa un riesgo considerable que podría comprometer la rentabilidad y la estabilidad financiera del sistema.

4.1.3. Análisis del LCOE total

El análisis del LCOE total en función de diferentes niveles de retiro (30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW) para las ocho baterías evaluadas se presenta en la Figura 4.6. A diferencia del CTS y B&S, el LCOE total no varía significativamente con el nivel de retiro, ya que depende principalmente de los costos de inversión (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y la vida útil de los activos.

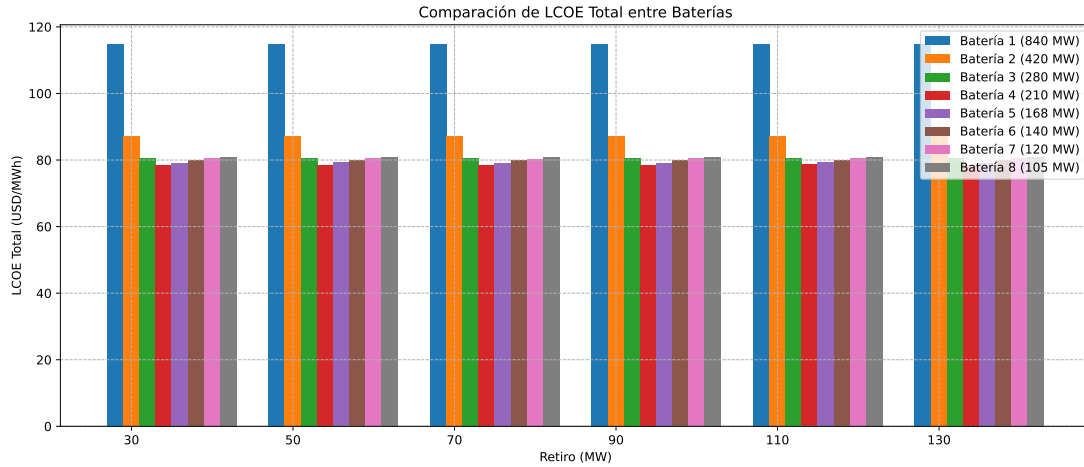


Figura 4.6: Comparación de LCOE total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro plano.

En la Figura 4.6, se observa que las baterías de mayor potencia neta, como la batería 1 (840 MW) y la batería 2 (420 MW), presentan los valores más altos de LCOE total, superando los 150 USD/MWh, lo que refleja sus elevados costos de inversión y operación. En contraste, las baterías 3 (280 MW), 4 (210 MW), y 5 (168 MW) tienen valores de LCOE total más bajos, alrededor de 80 USD/MWh, haciéndolas más atractivas debido a su costo competitivo por unidad de energía generada.

Las baterías con menor potencia neta, como las baterías 6 (140 MW), 7 (120 MW), y 8 (105 MW), mantienen valores de LCOE total comparables a los de las baterías 3, 4 y 5. Sin embargo, su menor capacidad para comercializar energía durante los picos de precios las coloca en desventaja cuando se considera la rentabilidad general del sistema.

Los resultados del análisis de LCOE total, junto con los análisis de B&S y CTS, indican de manera consistente que las baterías 3, 4, y 5 son las opciones más prometedoras para la optimización de costos y eficiencia en el sistema PV&BESS. Estas baterías ofrecen un LCOE competitivo y mantienen un buen desempeño en términos de CTS y B&S, proporcionando un equilibrio óptimo entre inversión, operación y rentabilidad. Por lo tanto, se destacan como las opciones preferidas para maximizar la eficiencia y rentabilidad del sistema PV&BESS.

4.1.4. Análisis del Margen final

Para evaluar la rentabilidad y el riesgo asociados a los diferentes niveles de retiro contractual con las baterías más prometedoras (baterías 3, 4 y 5), se analizaron los gráficos de Margen final en función del retiro contractual, presentados en las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9.

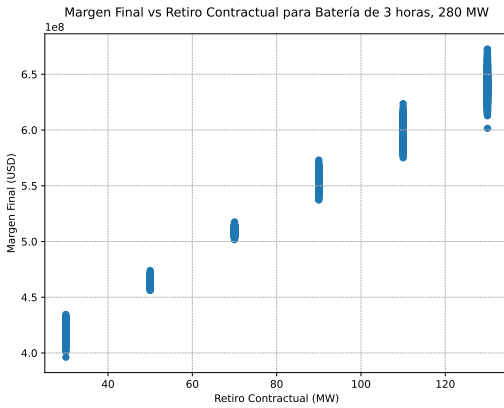


Figura 4.7: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 3 horas, 280 MW.

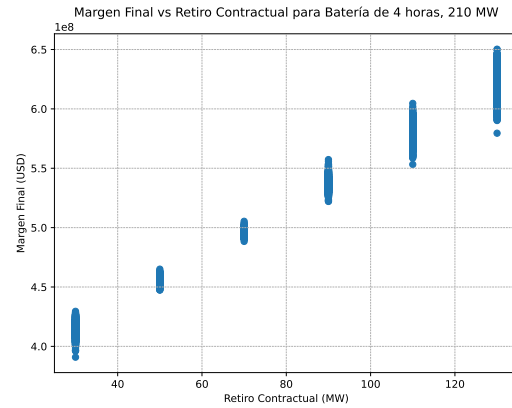


Figura 4.8: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 4 horas, 210 MW.

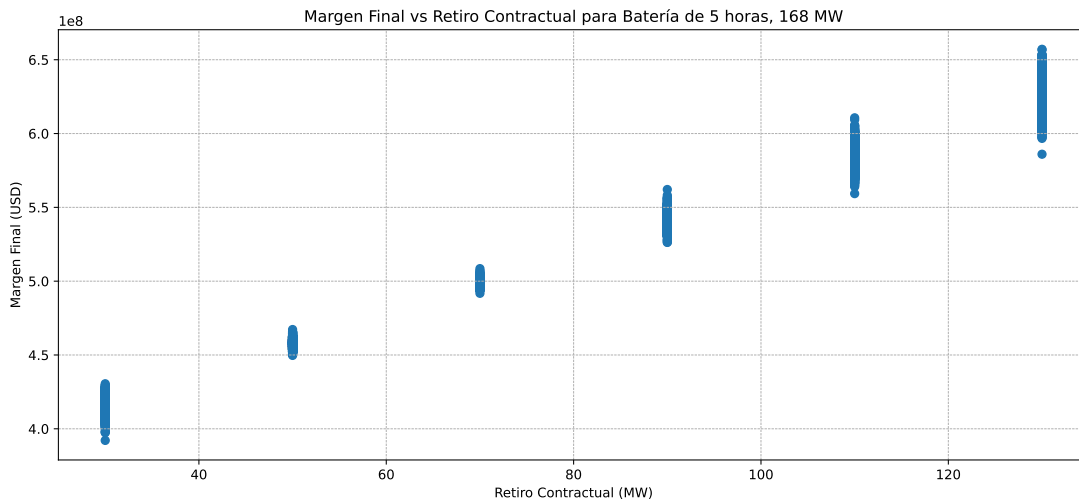


Figura 4.9: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 5 horas, 168 MW.

Las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9 muestran cómo varía el margen final con respecto a diferentes niveles de retiro contractual (30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW) para las baterías 3, 4 y 5. Los resultados más concentrados alrededor de ciertos valores sugieren menor riesgo, ya que indican menor variabilidad y mayor predictibilidad en el rendimiento financiero.

Notablemente, el retiro de 70 MW presenta una mayor concentración de resultados, especialmente para las baterías 3 y 4, lo que indica menor riesgo financiero y mayor estabilidad en los ingresos esperados. En contraste, niveles de retiro más altos, como 110 MW y 130 MW, muestran mayor dispersión en los resultados del Margen final, lo cual incrementa la variabilidad y el riesgo debido a la posible necesidad de comprar energía adicional en el mercado spot.

En conclusión, el análisis del Margen final sugiere que un retiro de 70 MW es óptimo para las baterías 3, 4 y 5, optimizando la rentabilidad y minimizando el riesgo financiero, lo cual proporciona estabilidad para el sistema PV&BESS y guía efectiva para la estrategia de operación y contratación de energía.

4.1.5. Análisis de métricas de riesgo

Para determinar el nivel de retiro y la batería que mejor se adaptan al problema, se utilizaron dos métricas de riesgo: el **Conditional Value at Risk (CVAR)** al 95 % y el **Value at Risk (VAR)** al 95 %. Estas métricas se evaluaron sobre la **Posición valorizada** y el **Margen planta**, permitiendo un análisis integral que considera tanto la operación en el mercado spot como los ingresos por contratos. A continuación, se presentan los resultados para las baterías 3, 4 y 5 en diferentes niveles de retiro.

Batería 3 (280 MW, 3 horas)

Para la batería 3, los resultados de CVAR y VAR sobre la Posición valorizada muestran una disminución del riesgo hasta 70 MW, donde los valores de CVAR y VAR son cercanos a cero, sugiriendo una menor exposición al riesgo financiero. Análogamente, en el Margen planta, los valores de CVAR y VAR se mantienen estables, confirmando que este nivel de retiro es óptimo para minimizar pérdidas extremas y maximizar la rentabilidad.

Batería	Valor retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
3	30	148.571.735,84	151.218.801.63	287.064.047,39	292.064.496.31
3	50	56.018.286,08	56.917.291.40	288.776.968,58	293.056.703.63
3	70	-43.246.656,86	-42.330.920.06	286.852.154,80	292.957.336.08
3	90	-147.548.353,76	-145.507.015.43	288.713.260,95	294.067.592.04
3	110	-252.008.307,89	-249.152.287.89	288.631.308,59	292.279.389.51
3	130	-359.247.340,36	-355.589.357.90	288.765.725,55	293.829.798.72

Tabla 4.3: CVAR y VAR al 95 % para la batería 3 en diferentes niveles de retiro.

Batería 4 (210 MW, 4 horas)

La batería 4 muestra un patrón similar, destacándose el retiro de 70 MW por sus bajos valores de CVAR y VAR, tanto en la Posición valorizada como en el Margen planta. Este nivel de retiro ofrece un equilibrio óptimo entre rentabilidad y riesgo, con una menor dispersión en los resultados que indica un control efectivo de pérdidas extremas.

Batería	Valor retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
4	30	148.672.092,77	151,179,124.43	287.230.604,53	292,124,406.71
4	50	56.029.799,37	56,953,079.43	288.844.312,94	293,012,559.61
4	70	-42.512.209,79	-41,782,864.10	287.077.998,07	293,208,711.75
4	90	-147.216.234,32	-145,261,278.00	288.640.591,38	294,215,115.67
4	110	-251.971.576,70	-249,117,832.40	288.565.078,22	292,012,715.98
4	130	-359.059.367,69	-355,334,299.23	288.827.717,12	293,800,147.03

Tabla 4.4: CVAR y VAR al 95 % para la batería 4 en diferentes niveles de retiro.

Batería 5 (168 MW, 5 horas)

La batería 5 también confirma que el retiro de 70 MW ofrece los menores valores de CVAR y VAR, indicando un balance adecuado entre el control de pérdidas extremas y la maximización de rentabilidad. La menor variabilidad en los resultados en este nivel de retiro garantiza una estabilidad financiera para el sistema PV&BESS.

Batería	Valor retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
5	30	148.307.486,21	150,855,723.22	286.855.347,54	291,799,211.22
5	50	55.615.601,88	56,493,731.86	288.172.994,73	292,493,670.66
5	70	-42.944.899,75	-42,210,760.89	286.719.692,89	293,040,302.23
5	90	-147.775.373,01	-145,793,842.89	288.448.762,35	293,723,368.47
5	110	-252.582.632,21	-249,642,860.88	288.155.674,17	291,676,922.73
5	130	-359.545.031,67	-355,777,851.33	288.469.021,23	293,365,833.14

Tabla 4.5: CVAR y VAR al 95 % para la batería 5 en diferentes niveles de retiro.

En conclusión, los análisis de riesgo mediante CVAR y VAR indican que un retiro de 70 MW es el nivel óptimo para las baterías 3, 4 y 5, minimizando tanto las pérdidas esperadas en escenarios extremos como el umbral máximo de pérdidas, y asegurando una operación eficiente y estable del sistema PV&BESS.

Comparación entre baterías para el retiro de 70 MW

Dado que el retiro de 70 MW ha demostrado ser el nivel óptimo en términos de riesgo, se comparan las tres baterías en cuestión (3, 4 y 5) utilizando las métricas de CVAR y VAR tanto para la Posición valorizada como para el Margen planta:

Batería	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
3	-43.246.656,86	-42,330,920.06	286.852.154,80	292,957,336.08
4	-42.512.209,79	-41,782,864.10	287.077.998,07	293,208,711.75
5	-42.944.899,75	-42,210,760.89	286.719.692,89	293,040,302.23

Tabla 4.6: Comparación de CVAR y VAR al 95 % para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW.

Al comparar los valores de CVAR y VAR para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW, se observa que la batería 4 presenta los valores más cercanos a cero en la Posición valorizada, lo

que indica una menor exposición al riesgo financiero en situaciones adversas. En cuanto al Margen planta, los valores de CVAR y VAR son bastante consistentes entre las tres baterías, pero la batería 4 aún se destaca por un CVAR ligeramente superior, sugiriendo una mayor estabilidad en términos de rentabilidad operativa. Estos resultados refuerzan la conclusión de que la batería 4 (210 MW, 4 horas) es la opción más segura y eficiente para operar en el sistema PV&BESS, equilibrando tanto el rendimiento económico como la gestión del riesgo.

Distribución combinada de la posición valorizada para retiro plano

La Figura 4.10 muestra la distribución combinada de la posición valorizada para diferentes niveles de retiro plano (30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW) utilizando la batería de 4 horas y 210 MW. Esta visualización es clave para entender cómo varían los resultados financieros según el nivel de retiro seleccionado.

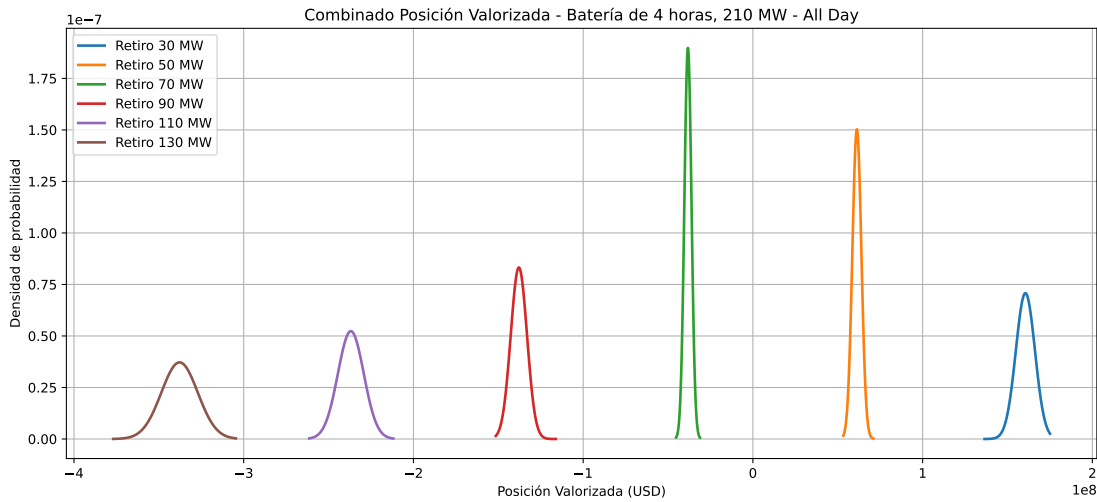


Figura 4.10: Distribución combinada de la posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en diferentes niveles de retiro plano.

La Figura 4.10 muestra claramente que el retiro de 70 MW (curva verde) es el punto donde la posición valorizada tiene la mayor concentración de probabilidades cercanas a cero, sugiriendo un equilibrio óptimo entre rentabilidad y riesgo. Este nivel de retiro minimiza la variabilidad financiera, proporcionando una mayor estabilidad en comparación con otros niveles de retiro. Las curvas correspondientes a retiros más bajos (30 y 50 MW) y más altos (90, 110 y 130 MW) presentan una mayor dispersión, lo cual indica un incremento en el riesgo financiero.

Por otro lado, al intentar visualizar la distribución del margen de planta bajo las mismas condiciones, se observa que los márgenes son tan similares entre sí que las curvas se superponen y

no permiten identificar diferencias significativas. Esto ocurre porque, aunque la posición valorizada varía con el nivel de retiro, los márgenes de planta son bastante consistentes debido a la gestión eficiente de los costos operativos y de inversión. Por esta razón, la figura se enfoca en la posición valorizada para resaltar los impactos financieros más notorios.

En conclusión, un retiro de 70 MW con la batería de 4 horas y 210 MW es la configuración más eficaz para mantener la rentabilidad y minimizar el riesgo en escenarios de retiro plano, tal como lo evidencia la distribución de la posición valorizada.

Distribución de probabilidades para la Posición valorizada y Margen planta

Para evaluar el riesgo y reforzar la selección del retiro de 70 MW con la batería 4, se analizan las distribuciones de probabilidad de la Posición valorizada y el Margen planta. Las Figuras 4.11 y 4.12 presentan los histogramas y las curvas de distribución normal ajustadas, indicando los valores de CVAR y VAR al 95 %.

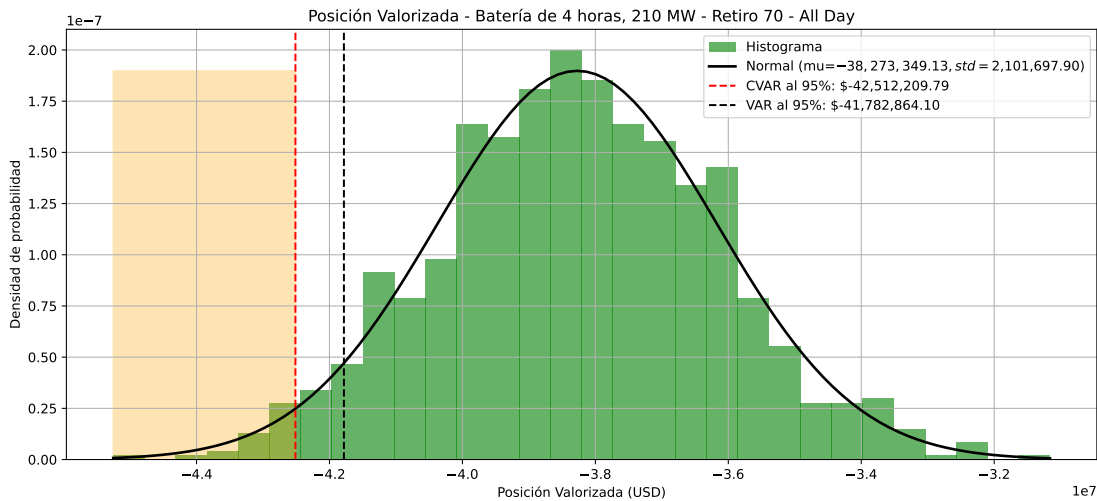


Figura 4.11: Distribución de probabilidades de la Posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.

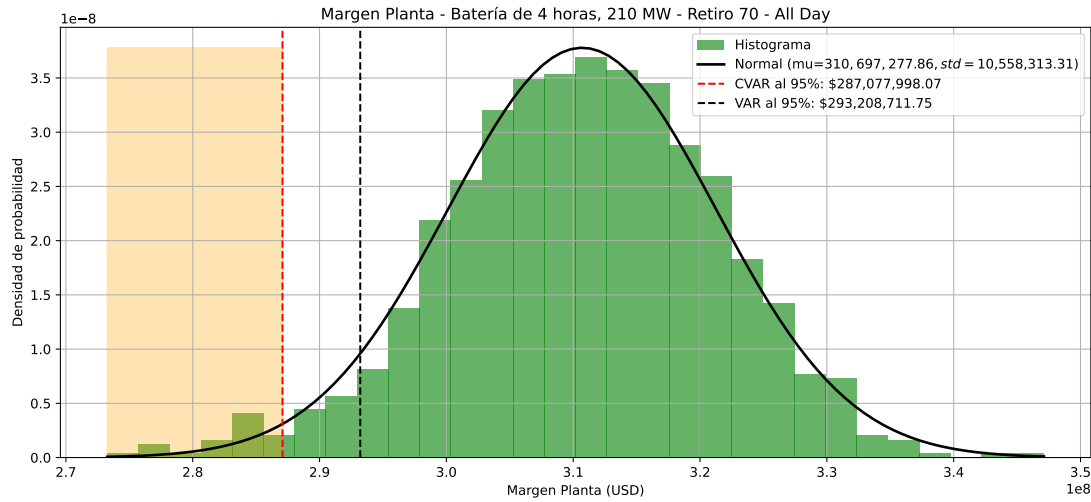


Figura 4.12: Distribución de probabilidades del Margen planta para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.

La Figura 4.11 muestra que la Posición valorizada se concentra cerca del promedio, con baja probabilidad de pérdidas extremas, según los valores de CVAR (\$-42,512,209.79) y VAR (\$-41,782,864.10). Esto indica un riesgo financiero moderado. En la Figura 4.12, el Margen planta también muestra alta concentración cerca de la media, con CVAR y VAR de \$287,077,998.07 y \$293,208,711.75, respectivamente, sugiriendo estabilidad financiera.

Implicaciones para la gestión del proyecto

Las distribuciones analizadas indican que un retiro de 70 MW con la batería 4 minimiza el riesgo financiero y maximiza la eficiencia del sistema PV&BESS. Esta configuración ofrece una operación estable y rentable, lo que es crucial para la gestión de riesgos en condiciones de mercado variables.

En conclusión, el análisis de CVAR, VAR y las distribuciones de probabilidad validan la elección del retiro de 70 MW con la batería 4 como la configuración óptima para maximizar beneficios y controlar riesgos financieros.

4.1.6. Análisis detallado para la batería 4: Determinación del retiro óptimo

Este análisis se enfoca en identificar el nivel de retiro óptimo para la batería 4 (210 MW, 4 horas) alrededor de los 70 MW, evaluando retiros entre 61 MW y 69 MW para minimizar riesgos

y maximizar la rentabilidad. Este rango permite determinar el punto exacto en el que el sistema mantiene un B&S total positivo sin incurrir en costos adicionales en el mercado spot.

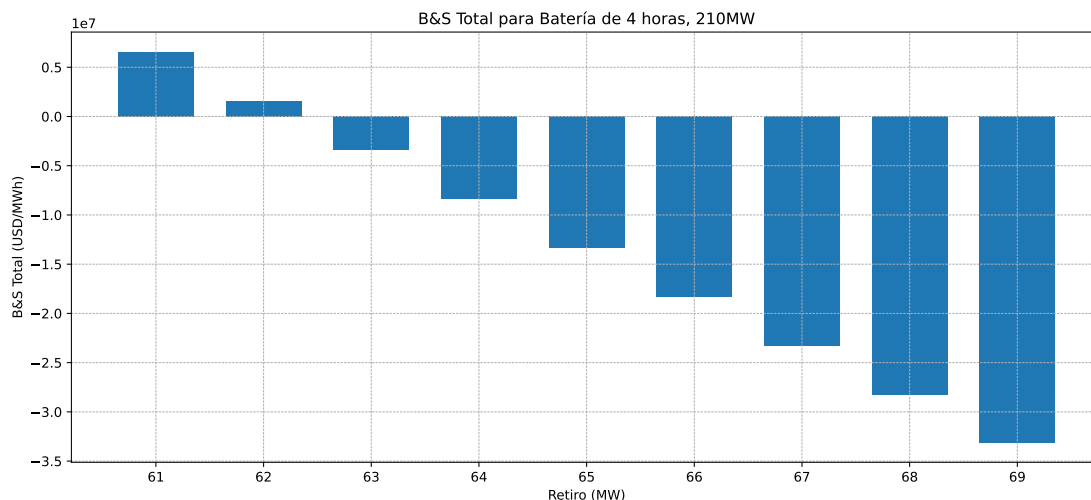


Figura 4.13: Análisis de B&S total para la batería de 4 horas, 210 MW, en retiros de 61 MW a 69 MW.

Comportamiento del B&S total

La Figura 4.13 muestra que el B&S total es positivo hasta un retiro de 62 MW, lo que sugiere que en este punto la planta puede cubrir la demanda sin depender del mercado spot. A partir de los 63 MW, el B&S total se vuelve negativo, indicando que la planta necesita recurrir al mercado spot, lo que incrementa los costos y reduce la rentabilidad.

Implicaciones para la selección del nivel de retiro

El análisis sugiere que un retiro de 62 MW es el nivel óptimo, donde se mantiene un balance positivo en el B&S total, evitando la compra de energía adicional en el mercado spot. Este nivel asegura la sostenibilidad operativa y financiera del sistema PV&BESS, reduciendo la exposición a riesgos y fluctuaciones de precios en el mercado de energía.

Este hallazgo será verificado con análisis adicionales de riesgo utilizando CVAR y VAR para garantizar que el nivel de retiro seleccionado no solo maximice la rentabilidad, sino que también minimice los riesgos financieros.

4.1.7. Análisis de riesgo para niveles de retiro entre 61 y 69 MW

Este análisis detalla el riesgo asociado a diferentes niveles de retiro contractual para la batería de 4 horas y 210 MW, con el objetivo de identificar el nivel de retiro que minimiza el riesgo financiero, representado por el CVAR y VAR al 95 %, mientras se mantiene una posición valorizada favorable en el mercado spot.

Comportamiento general del CTS y del Margen final

El **CTS** disminuye conforme aumenta el nivel de retiro, lo cual está alineado con la tendencia negativa de **B&S**, indicando mayores costos debido a la compra de energía en el mercado spot. El **Margen final** muestra una concentración similar para todos los niveles evaluados, siendo más pronunciada para el retiro de 70 MW. Por lo tanto, no se requiere un análisis detallado del margen final en esta sección, dado que el retiro de 70 MW ya ha sido identificado como óptimo en términos de concentración de datos.

Análisis del CVAR y VAR

La siguiente tabla presenta los valores de **CVAR** y **VAR** al 95 % para cada nivel de retiro entre 61 y 69 MW, evaluados sobre la posición valorizada y el margen planta.

Valor retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
61	3.291.903,01	3,965,243.27	285.658.792,45	291,168,252.41
62	-1.768.128,38	1,079,169.87	288.166.063,92	292,677,481.96
63	-6.748.446,91	-6,047,630.13	287.828.471,70	292,671,666.00
64	-12.002.464,75	-11,122,439.41	287.778.360,97	292,548,753.24
65	-16.847.851,68	-16,168,027.90	288.489.656,28	293,773,800.65
66	-21.941.250,26	-21,194,352.17	288.205.491,95	292,525,144.90
67	-27.062.959,12	-26,286,639.02	288.742.958,25	294,217,410.26
68	-31.976.879,94	-31,182,260.09	288.859.572,33	293,513,490.07
69	-36.952.569,47	-36,222,150.04	286.212.414,43	291,094,311.73

Tabla 4.7: Valores de CVAR y VAR al 95 % para diferentes niveles de retiro contractual.

De la Tabla 4.7, se observa que los valores de **CVAR** y **VAR** son más cercanos a cero en el nivel de retiro de 62 MW, indicando un menor riesgo financiero comparado con otros niveles de retiro. Esto sugiere que elegir un retiro de 62 MW proporciona un balance óptimo entre minimizar las pérdidas extremas y maximizar la rentabilidad del sistema PV&BESS, evitando dependencias costosas del mercado spot y mejorando la estabilidad financiera.

Distribución de probabilidad para retiro de 62 MW

El análisis de la distribución de probabilidad para un retiro de 62 MW con la batería de 4 horas y 210 MW se ilustra en las Figuras 4.14 y 4.15. Estas muestran cómo se distribuyen las pérdidas

y ganancias esperadas, destacando los valores de **CVAR** y **VAR**.

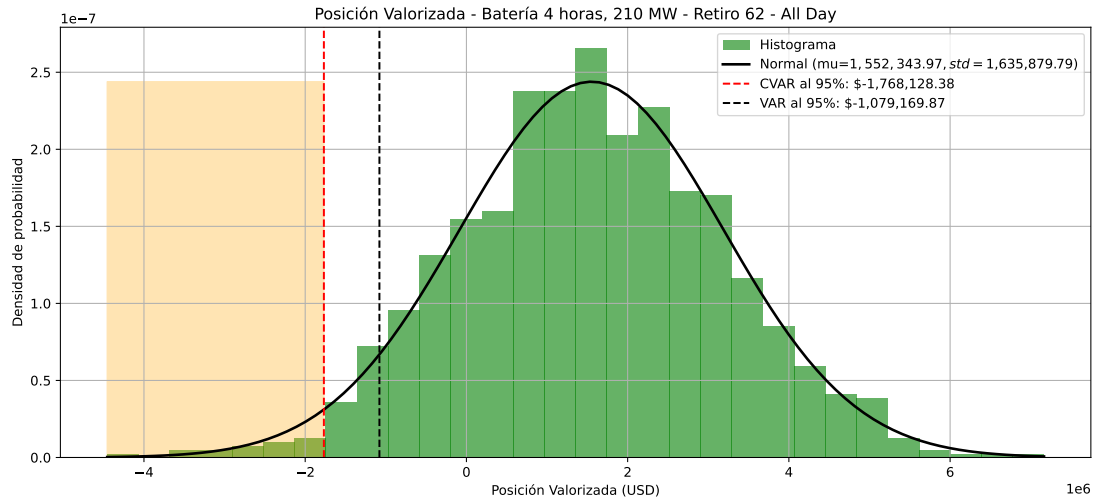


Figura 4.14: Distribución de probabilidad de la Posición valorizada para batería de 4 horas, 210 MW, con retiro de 62 MW.

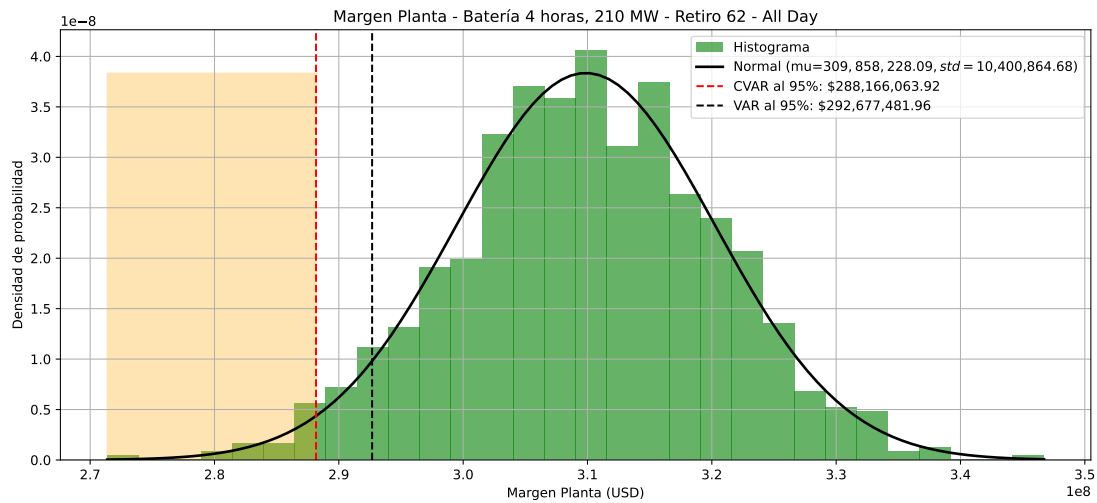


Figura 4.15: Distribución de probabilidad del Margen planta para batería de 4 horas, 210 MW, con retiro de 62 MW.

Interpretación de resultados

La distribución de la posición valorizada (Figura 4.14) muestra una alta concentración en valores positivos, lo que indica estabilidad financiera con un retiro de 62 MW. Los valores de

CVAR (\$-1,768,128.38 USD) y **VAR** (\$1,079,169.87 USD) al 95 % sugieren que las pérdidas en escenarios adversos son manejables, demostrando un riesgo controlado.

La distribución del Margen planta (Figura 4.15) también presenta valores positivos, con **CVAR** (\$288,166,063.92 USD) y **VAR** (\$292,677,481.96 USD), confirmando que la operación del sistema es rentable y estable incluso en condiciones de mercado desfavorables.

En resumen, un retiro de 62 MW ofrece un equilibrio óptimo entre rentabilidad y riesgo, minimizando la dependencia del mercado spot y asegurando una operación financiera sólida para el sistema PV&BESS. Esta configuración con la batería de 4 horas y 210 MW se perfila como la estrategia más efectiva para maximizar beneficios y reducir riesgos financieros.

Resumen de parámetros clave

A continuación, se presenta un resumen de los parámetros económicos clave para la batería de 4 horas y 210 MW, junto con un sistema fotovoltaico (PV) de 200 MW. Los valores mostrados son promedios de los 1,000 escenarios generados para un retiro de 62 MW:

Parámetro	Valor (USD/MWh)	Parámetro	Valor (USD)
Costo de suministro (CTS)	97.99	Margen planta	\$309,858,228.09
LCOE PV	18.52	Posición valorizada	\$1,552,343.97
LCOS BESS	118.60	Ingreso contrato	\$432,886,429.19
LCOE total	78.18	Margen energía	\$434,438,773.17
LCOE PV s/P.S.	24.91	Margen potencia	\$45,506,964.95
LCOS BESS s/P.S.	160.01	Margen final	\$479,945,738.12
LCOE total s/P.S.	105.40		

Tabla 4.8: Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW, considerando un retiro de 62 MW.

Análisis de LCOE con y sin Ingresos por potencia de suficiencia

Como se observa en la Tabla A.9, los costos de energía nivelados (LCOE) y los costos de almacenamiento nivelados (LCOS) se reducen significativamente cuando se incluyen los ingresos por potencia de suficiencia (P.S.):

- El **LCOE PV** baja de 24.91 USD/MWh a 18.52 USD/MWh con los ingresos por P.S., mejorando la competitividad del sistema PV en el mercado.
- El **LCOS BESS** también disminuye de 160.01 USD/MWh a 118.60 USD/MWh, reflejando cómo los ingresos adicionales ayudan a compensar los costos de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento.

- El **LCOE total** se reduce de 105.40 USD/MWh a 78.18 USD/MWh con la inclusión de ingresos por P.S., subrayando la importancia de estos ingresos para mejorar la viabilidad económica del sistema PV&BESS.

Estos resultados destacan la relevancia de los ingresos por potencia de suficiencia para la sostenibilidad económica de proyectos de almacenamiento y generación renovable. Los ingresos adicionales no solo mejoran la rentabilidad del sistema, sino que también son fundamentales para mantener la competitividad en el mercado eléctrico. Sin estos ingresos, los costos de generación y almacenamiento serían significativamente más altos, comprometiendo la viabilidad financiera del sistema.

4.2. Análisis de resultados para retiro nocturno

Para el retiro nocturno (8 pm a 6 am), se evaluaron seis niveles de retiro: 30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW, generando 1.000 escenarios aleatorios para cada nivel.

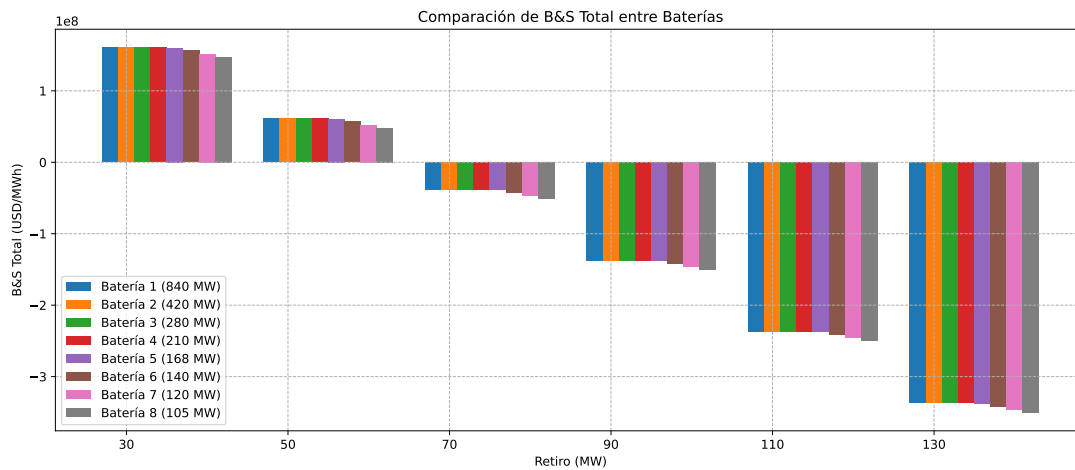


Figura 4.16: Comparación de B&S total entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro nocturno.

La Figura 4.16 muestra que el B&S total disminuye a medida que aumentan los niveles de retiro nocturno, volviéndose negativo cerca de los 70 MW. Este descenso refleja la creciente dependencia de las baterías y del mercado spot para satisfacer la demanda, ya que no hay generación solar disponible durante la noche.

Las baterías 6, 7 y 8, con menor potencia neta y mayor duración, tienen un desempeño menos eficiente en términos de B&S total, ya que no pueden descargar rápidamente durante picos de demanda, limitando su capacidad para maximizar ingresos. En contraste, las baterías 1 a 5, con

mayor potencia neta y menor duración, pueden responder mejor a las fluctuaciones del mercado spot, demostrando ser más adecuadas para retiros nocturnos.

En resumen, las baterías de mayor potencia y menor duración son más efectivas para optimizar beneficios y minimizar riesgos en condiciones de retiro nocturno, debido a su capacidad de descarga rápida y adaptación a los precios del mercado. El comportamiento del B&S total depende de la relación entre el nivel de retiro y la energía efectiva disponible para cubrir la demanda.

4.2.1. Análisis del Costo de suministro para retiro nocturno

La Figura 4.17 muestra la variación del CTS para diferentes niveles de retiro nocturno entre todas las baterías evaluadas.

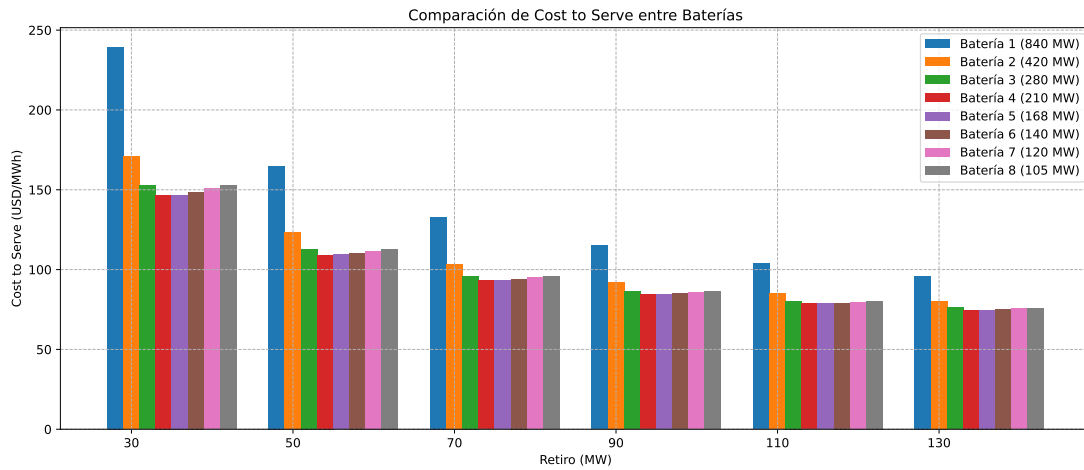


Figura 4.17: Comparación de CTS entre todas las baterías para diferentes niveles de retiro nocturno.

En general, el CTS disminuye a medida que aumenta el nivel de retiro. Las baterías de mayor potencia, como la batería 1 (840 MW), presentan un CTS más alto en retiros bajos debido a sus altos costos fijos. En contraste, las baterías 3 (280 MW), 4 (210 MW) y 5 (168 MW) mantienen un CTS bajo y estable, lo que demuestra su eficiencia en distintos niveles de retiro nocturno 4.18.

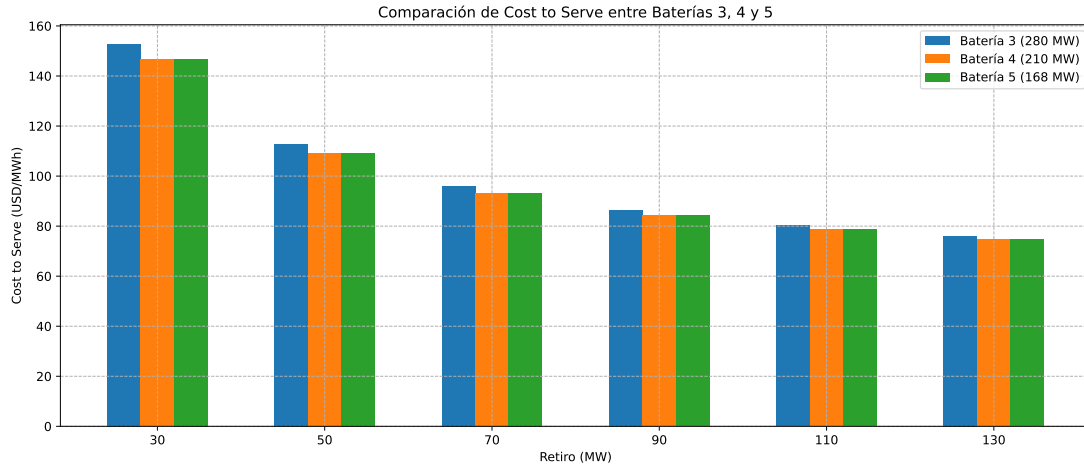


Figura 4.18: Comparación de CTS entre baterías 3, 4 y 5 para diferentes niveles de retiro nocturno.

4.2.2. Relación entre Costo de suministro y Bases and Shape en retiro nocturno

Aunque un mayor retiro reduce el CTS, el valor de B&S tiende a aumentar, reflejando mayores costos y riesgos por la necesidad de comprar más energía en el mercado spot debido a la falta de generación solar durante la noche. Esto sugiere que, aunque niveles de retiro más altos mejoran la eficiencia del CTS, también aumentan la exposición al riesgo financiero.

En resumen, para retiros nocturnos, las baterías de potencia moderada, como las baterías 3, 4 y 5, son las más adecuadas, equilibrando costos y minimizando riesgos mejor que otras configuraciones.

4.2.3. Análisis del LCOE total

El LCOE total no varía con respecto al caso de retiro plano, ya que no depende directamente del nivel de retiro, sino de los costos de operación, de inversión y de la operación en el mercado spot de los componentes PV y BESS, lo cual es independiente del retiro contractual.

4.2.4. Análisis del Margen final nocturno

Se evaluó la rentabilidad y el riesgo asociado a diferentes niveles de retiro nocturno, enfocándose en las baterías más prometedoras (3, 4 y 5). Los resultados se presentan en las Figuras 4.19, 4.20 y 4.21.

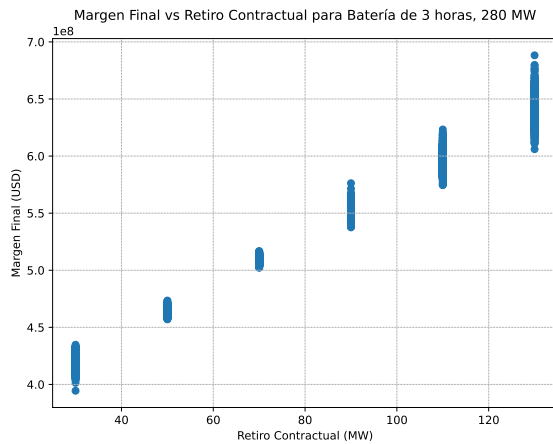


Figura 4.19: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 3 horas, 280 MW, retiro nocturno.

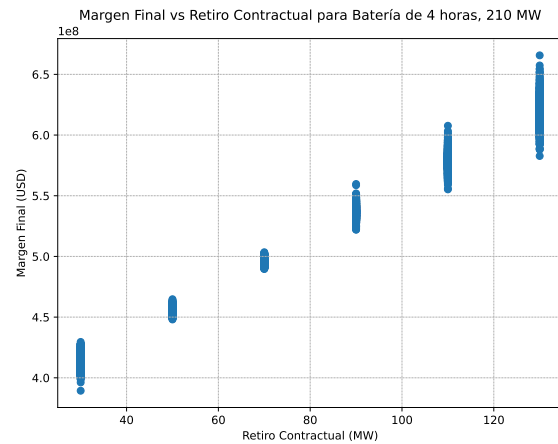


Figura 4.20: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 4 horas, 210 MW, retiro nocturno.

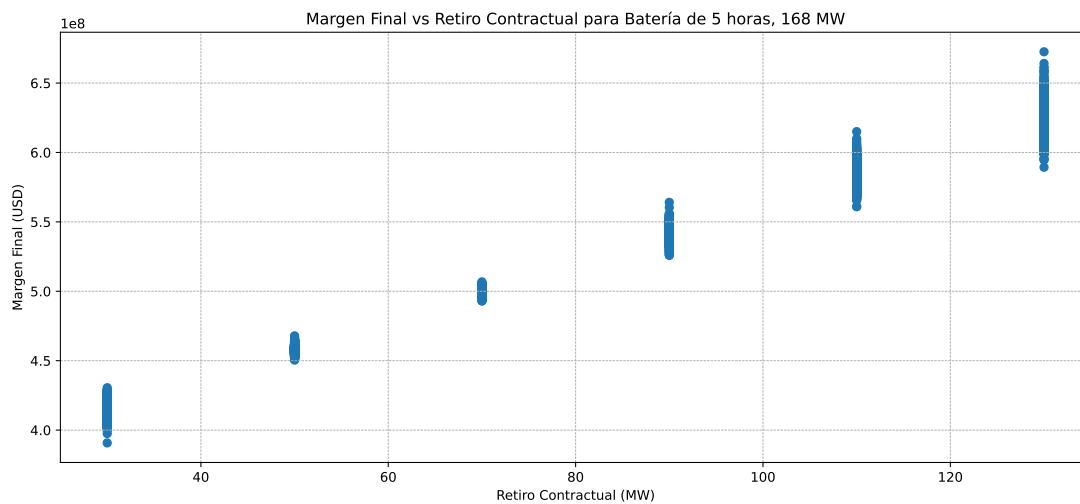


Figura 4.21: Margen final vs. Retiro contractual para batería de 5 horas, 168 MW, retiro nocturno.

Las figuras ilustran cómo varía el margen final en función de los niveles de retiro nocturno (30 a 130 MW). Cada gráfico refleja 1.000 escenarios para captar la variabilidad. Al igual que en el caso de retiro plano, el retiro de 70 MW muestra la mayor concentración de resultados para las baterías 3 y 4, indicando menor riesgo y mayor estabilidad financiera. En niveles de retiro más altos, como 110 MW y 130 MW, se observa una mayor dispersión, lo que sugiere un aumento en el riesgo financiero por mayor dependencia del mercado spot.

En resumen, al igual que en el escenario diurno, el retiro de 70 MW se confirma como óptimo para minimizar riesgos y maximizar rentabilidad en condiciones nocturnas, proporcionando

estabilidad para las baterías 3, 4 y 5, y asegurando la sostenibilidad del sistema PV&BESS.

4.2.5. Análisis de métricas de riesgo

Para determinar el nivel de retiro y la batería que mejor se adaptan al problema, se analizaron las métricas de riesgo **CVAR** y **VAR** al 95 % tanto sobre la **Posición valorizada** como sobre el **Margen planta**. A continuación, se presentan los resultados para las baterías 3, 4 y 5 en diferentes niveles de retiro.

Batería 3 (280 MW, 3 horas)

La batería 3 muestra una disminución del riesgo a medida que el retiro aumenta hasta 70 MW, donde los valores de **CVAR** y **VAR** son los más cercanos a cero, indicando un nivel de retiro óptimo para minimizar la exposición al riesgo financiero.

Batería	Retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
3	30	148.461.401,91	150.949.121.13	286.952.210,98	291.817.554.85
3	50	56.146.796,59	57.141.018.01	288.292.645,91	293.157.285.67
3	70	-43.556.969,97	-42.508.420.53	289.158.421,53	293.817.660.97
3	90	-147.811.761,50	-145.324.030.87	286.945.947,73	292.081.151.65
3	110	-252.443.938,21	-250.027.516.10	288.020.894,54	292.153.978.73
3	130	-358.703.126,42	-354.299.496.12	288.035.081,01	293.549.479.21

Tabla 4.9: CVAR y VAR al 95 % para la batería 3 en diferentes niveles de retiro.

Batería 4 (210 MW, 4 horas)

La batería 4 también muestra un comportamiento similar, con los valores de **CVAR** y **VAR** más bajos en un retiro de 70 MW, indicando un balance óptimo entre rentabilidad y riesgo financiero.

Batería	Retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
4	30	148.605.169,54	151.155.650.77	287.176.594,71	292.063.533.35
4	50	56.214.107,52	57.161.699.40	288.353.128,25	293.189.625.10
4	70	-42.896.040,94	-42.025.256.58	289.315.558,49	294.051.214.48
4	90	-147.762.960,05	-145.246.088.45	286.939.192,68	292.123.209.42
4	110	-252.585.432,64	-249.831.378.19	287.864.462,05	292.127.014.68
4	130	-358.518.721,86	-354.423.626.38	288.035.638,33	293.727.969.82

Tabla 4.10: CVAR y VAR al 95 % para la batería 4 en diferentes niveles de retiro.

Batería 5 (168 MW, 5 horas)

La batería 5 confirma esta tendencia, con los menores valores de **CVAR** y **VAR** también en 70 MW de retiro, destacando su estabilidad operativa y financiera.

Batería	Retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
5	30	148.254.291,73	150,800,071.92	286.816.236,70	291,639,979.61
5	50	55.752.117,29	56,721,482.57	287.640.660,31	292,403,543.31
5	70	-43.303.912,75	-42,398,799.92	288.996.613,77	293,873,838.49
5	90	-148.222.492,20	-145,717,977.08	286.641.975,36	291,797,765.13
5	110	-253.244.080,30	-250,313,867.54	287.415.785,50	291,922,665.71
5	130	-359.001.171,13	-354,902,250.76	287.649.602,41	293,287,613.34

Tabla 4.11: CVAR y VAR al 95 % para la batería 5 en diferentes niveles de retiro.

Comparación entre baterías para el retiro de 70 MW

Los valores de **CVAR** y **VAR** para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW son similares y cercanos a cero, indicando un riesgo controlado. La batería 4 presenta los valores más favorables, reafirmando su eficiencia y seguridad en la operación del sistema PV&BESS.

Batería	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
3	-43.556.969,97	-42,508,420.53	289.158.421,53	293,817,660.97
4	-42.896.040,94	-42,025,256.58	289.315.558,49	294,051,214.48
5	-43.303.912,75	-42,398,799.92	288.996.613,77	293,873,838.49

Tabla 4.12: Comparación de CVAR y VAR al 95 % para las baterías 3, 4 y 5 en el retiro de 70 MW.

Distribución combinada de la Posición valorizada en retiro nocturno

La Figura 4.22 muestra la distribución de la posición valorizada de una batería de 4 horas y 210 MW para distintos niveles de retiro nocturno.

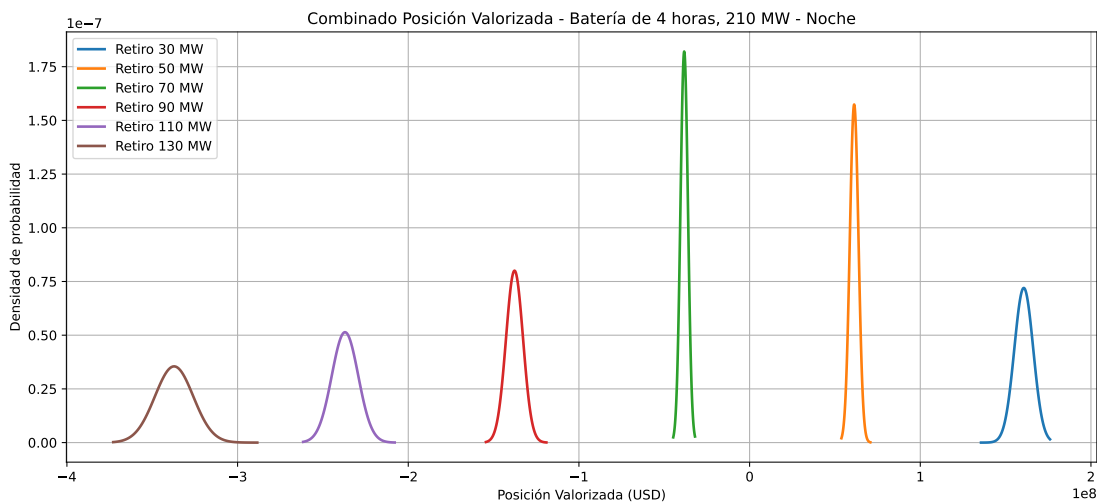


Figura 4.22: Distribución combinada de la posición valorizada para diferentes niveles de retiro nocturno de la batería de 4 horas, 210 MW.

La figura muestra que, a medida que aumenta el nivel de retiro nocturno, la posición valorizada se desplaza hacia valores más negativos, indicando una mayor dependencia del mercado spot y mayor riesgo financiero. Los retiros más bajos, como 30 y 50 MW, presentan menos exposición a pérdidas, reflejando una operación más estable. A diferencia del margen planta, la posición valorizada captura mejor las variaciones en la rentabilidad y el riesgo asociados con los distintos niveles de retiro, subrayando la importancia de seleccionar retiros que minimicen la exposición al mercado spot y mantengan un riesgo controlado.

Distribución de probabilidades para la Posición valorizada y Margen planta

Las Figuras 4.23 y 4.24 presentan los histogramas de la posición valorizada y el margen planta, junto con curvas de distribución normal, destacando los valores de CVAR y VAR al 95 %.

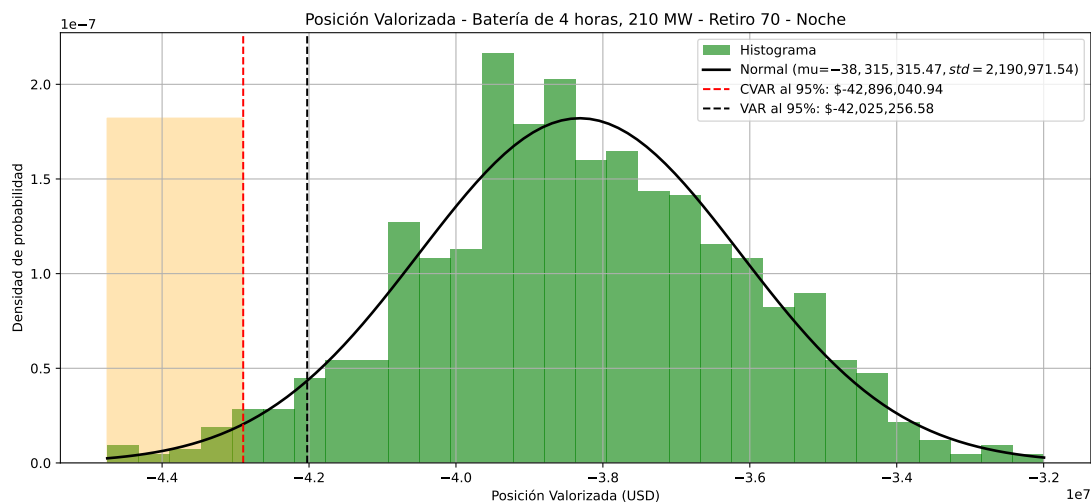


Figura 4.23: Distribución de probabilidades de la posición valorizada para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.

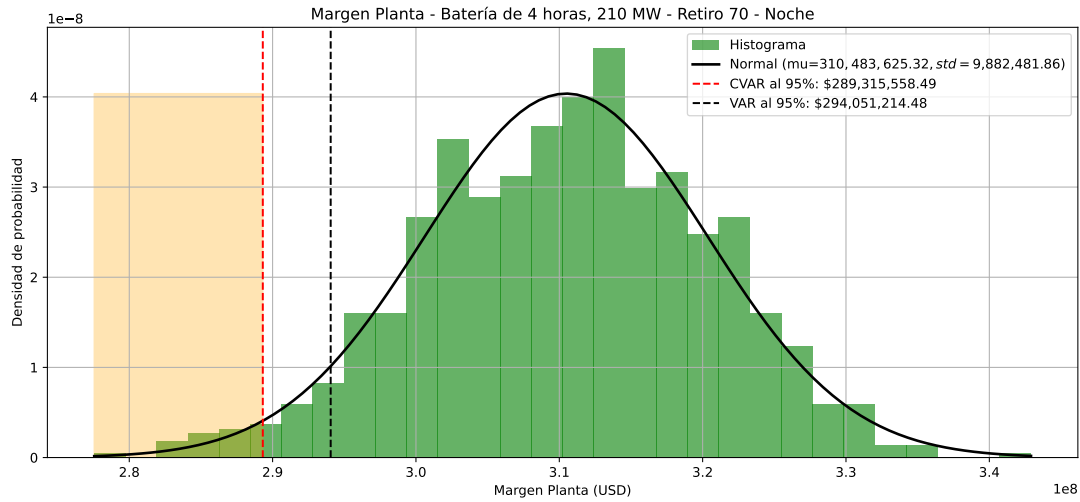


Figura 4.24: Distribución de probabilidades del margen de planta para la batería de 4 horas, 210 MW, en un retiro de 70 MW.

La Figura 4.23 muestra que la posición valorizada se concentra cerca del promedio, con un sesgo hacia pérdidas menores, lo que indica un bajo riesgo de pérdidas extremas. Los valores de CVAR (\$-42,896,040.94 USD) y VAR (\$-42,025,256.58 USD) al 95 % sugieren que las pérdidas esperadas en escenarios adversos son manejables, reflejando un riesgo controlado.

La Figura 4.24 revela una tendencia similar para el margen planta, con una concentración alrededor de la media y valores de CVAR (\$289,315,558.49 USD) y VAR (\$294,051,214.48 USD) positivos. Esto indica que, incluso en condiciones de mercado desfavorables, el margen planta se mantiene robusto, asegurando una operación financiera saludable.

Implicaciones para la gestión del proyecto

El análisis de las distribuciones de probabilidad de la posición valorizada y el margen planta reafirma que operar con un retiro de 70 MW proporciona una estabilidad financiera sólida. Esta configuración permite una gestión eficiente de los recursos de almacenamiento de energía y minimiza la exposición a pérdidas significativas en el mercado spot. En conclusión, el retiro de 70 MW con la batería de 4 horas y 210 MW es óptimo para minimizar riesgos y maximizar la rentabilidad, garantizando la sostenibilidad a largo plazo del sistema PV&BESS.

4.2.6. Análisis detallado para la batería 4: Determinación del retiro óptimo en horas nocturnas

Este análisis evalúa retiros de 61 MW a 69 MW para la batería 4 (210 MW, 4 horas) en un escenario nocturno, buscando el nivel de retiro que equilibre mejor la rentabilidad y el riesgo, minimizando los costos en el mercado spot durante las horas sin generación solar.

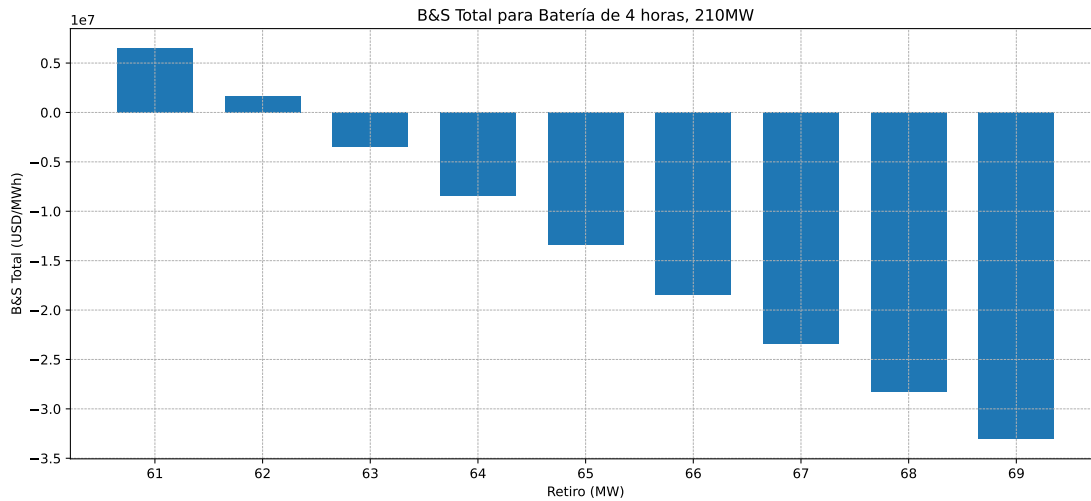


Figura 4.25: Análisis de B&S total para la batería de 4 horas, 210 MW, en retiros nocturnos de 61 MW a 69 MW.

B&S total en retiro nocturno

La Figura 4.25 muestra que con un retiro nocturno de 62 MW, el B&S total se mantiene positivo, indicando que la planta puede cubrir la demanda sin recurrir al mercado spot. Con retiros superiores a 62 MW, el B&S total se vuelve negativo, señalando una mayor dependencia del mercado spot y un aumento en los costos operativos.

Conclusión sobre el nivel de retiro nocturno

El nivel de retiro de 62 MW es óptimo para las operaciones nocturnas, minimizando la exposición a riesgos financieros y garantizando la estabilidad operativa del sistema PV&BESS. Análisis adicionales de CVAR y VAR confirmarán la solidez de esta elección en términos de viabilidad financiera y gestión de riesgos.

4.2.7. Análisis de riesgo para niveles de retiro entre 61 y 69 MW en horas nocturnas

Se analiza el riesgo financiero asociado a diferentes niveles de retiro usando CVAR y VAR al 95 %, centrado en la batería de 4 horas con 210 MW en horas nocturnas.

Comportamiento General del CTS y del Margen final

El **CTS** disminuye con niveles de retiro más altos, en línea con el **B&S** que se vuelve negativo, indicando costos adicionales por compra en el mercado spot. El **Margen final** no muestra variabilidad significativa; por tanto, no se necesita análisis adicional, ya que se identificó 70 MW como óptimo.

Análisis del CVAR y VAR

La siguiente tabla presenta CVAR y VAR para retiros entre 61 y 69 MW, sobre la posición valorizada:

Retiro contractual (MW)	CVAR al 95 % Posición valorizada (USD)	VAR al 95 % Posición valorizada (USD)	CVAR al 95 % Margen planta (USD)	VAR al 95 % Margen planta (USD)
61	3.230.804,16	3,911,267.55	287.588.242,56	292,295,916.89
62	-1.714.803,54	-1,054,811.13	288.136.260,46	292,147,898.20
63	-6.803.641,34	-6,186,912.87	288.170.322,40	291,418,572.81
64	-11.924.883,99	-11,139,373.83	289.147.164,06	292,692,574.82
65	-16.797.558,34	-16,166,091.75	286.862.846,29	291,575,083.52
66	-22.249.026,85	-21,482,598.98	288.265.571,32	292,915,630.43
67	-27.132.122,82	-26,296,811.00	288.659.660,06	292,762,125.86
68	-32.149.981,89	-31,441,635.90	288.642.892,58	292,795,070.60
69	-37.134.474,96	-36,398,558.28	288.945.750,86	292,399,595.72

Tabla 4.13: Valores de CVAR y VAR al 95 % para diferentes niveles de retiro nocturno.

Tanto para la posición valorizada como para el margen planta, el análisis de CVAR y VAR al 95 % indica que un retiro de 62 MW es óptimo. En este nivel, los valores de CVAR y VAR son los más cercanos a cero y mantienen un margen positivo, lo que sugiere un equilibrio adecuado entre rentabilidad y riesgo. A niveles de retiro superiores, el riesgo financiero aumenta significativamente, reflejado en valores de CVAR y VAR más negativos y en una mayor dependencia del mercado spot, incrementando los costos operativos. Esto sugiere que el sistema puede operar de manera más predecible y estable a 62 MW, limitando las pérdidas en escenarios adversos. Además, el retiro de 62 MW permite maximizar la utilización de la capacidad de almacenamiento de las baterías sin incurrir en sobrecostos por energía externa. Por lo tanto, seleccionar este nivel de retiro no solo protege contra fluctuaciones de precios en el mercado spot, sino que también asegura una operación eficiente y rentable del sistema PV&BESS.

Resumen de parámetros clave

La siguiente tabla presenta un resumen de los parámetros económicos clave para la batería de 4 horas y 210 MW, junto con un sistema fotovoltaico (PV) de 200 MW, basado en promedios de 1,000 escenarios generados para un retiro nocturno de 62 MW:

Parámetro	Valor (USD/MWh)	Parámetro	Valor (USD)
Cost to Serve (CTS)	97.97	Margen planta	309,884,268.00
LCOE PV	18.52	Posición valorizada	\$1,690,331.98
LCOS BESS	118.57	Ingreso contrato	\$432,947,542.49
LCOE total	78.19	Margen energía	\$434,637,874.47
LCOE PV s/P.S.	24.91	Margen potencia	\$45,506,604.05
LCOS BESS s/P.S.	159.97	Margen final	\$480,144,478.51
LCOE total s/P.S.	105.41		

Tabla 4.14: Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW en condiciones nocturnas.

Capítulo 5

Conclusiones

El presente estudio ha demostrado la viabilidad y los beneficios de implementar sistemas híbridos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS) en el mercado eléctrico chileno. Utilizando un modelo de optimización y considerando diferentes escenarios de operación, se identificó que un nivel de retiro de **62 MW**, combinado con baterías de 4 horas de duración (210 MW), es óptimo para un sistema fotovoltaico de **200 MW**. Esta configuración no solo maximiza los ingresos por venta de energía y minimiza los costos operativos, sino que también reduce los vertimientos de energía no utilizada, permitiendo una operación eficiente y rentable.

La **gestión adecuada del almacenamiento** es crucial para la eficiencia del sistema. Las baterías de tamaño medio, como las de 4 horas de duración utilizadas en este estudio, son particularmente efectivas para manejar la variabilidad de la generación solar y la demanda de energía, lo que facilita una operación más estable y predecible. Esta gestión es esencial para la optimización del **Costo Nivelado de Energía (LCOE)** y para mantener un margen financiero estable. Al comparar los LCOE con y sin los ingresos de potencia de suficiencia, se observa que la inclusión de estos ingresos mejora significativamente la rentabilidad del sistema, reduciendo el LCOE y haciendo que la inversión en sistemas de almacenamiento sea más atractiva desde un punto de vista económico.

Los análisis de **riesgo financiero**, utilizando métricas como el **Valor en Riesgo (VAR)** y el **Valor en Riesgo Condicional (CVAR)**, demuestran que la configuración óptima de 62 MW de retiro minimiza la probabilidad de pérdidas financieras extremas, asegurando una operación más segura del sistema y mitigando los impactos de la volatilidad en los precios del mercado y las fluctuaciones en la generación solar.

Además, se ha constatado que los resultados bajo un esquema de **retiro nocturno no varían significativamente en comparación con los obtenidos con retiro plano**, lo que sugiere que la configuración óptima identificada es robusta frente a diferentes patrones de demanda y generación. Esto refuerza la viabilidad de las estrategias operativas diseñadas en este estudio,

proporcionando flexibilidad en la operación del sistema bajo diversas condiciones.

Por último, la herramienta de optimización desarrollada en este estudio se presenta como una **solución versátil y adaptable**, capaz de ajustarse a diferentes vectores de entrada, como perfiles de generación, costos marginales y condiciones de mercado. Esta flexibilidad permite su uso en simulaciones futuras, ajustando las estrategias de operación en función de cambios en las políticas energéticas, condiciones del mercado o avances tecnológicos, asegurando así la sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo de los sistemas de generación y almacenamiento de energía renovable.

Apéndice A

Resumen del trabajo

Contexto y motivación

El sistema eléctrico chileno se encuentra en una etapa de transición hacia una matriz energética más limpia, con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ y alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050. Dentro de este contexto, las energías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica, han adquirido una relevancia central debido al vasto potencial solar que posee el país. Sin embargo, la naturaleza intermitente de estas fuentes de energía plantea importantes desafíos operacionales y financieros, tales como la variabilidad en la generación, los vertimientos de energía y la exposición a los riesgos del mercado spot, donde la fluctuación de los precios puede afectar significativamente los ingresos de los generadores de energía renovable.

Para enfrentar estos desafíos, la integración de sistemas de almacenamiento de energía, en especial los basados en baterías, ha surgido como una solución viable. Los SAE permiten almacenar el exceso de energía generada en los momentos de alta producción y liberarla cuando la demanda es mayor, optimizando el uso de la energía generada y mejorando la estabilidad financiera de los portafolios energéticos. En este sentido, la combinación de generación fotovoltaica con almacenamiento no solo maximiza el aprovechamiento de los recursos renovables, sino que también contribuye a mitigar los riesgos asociados al mercado eléctrico, brindando mayor flexibilidad y resiliencia a los sistemas de generación.

Este estudio se centra en el desarrollo de un modelo de optimización para el dimensionamiento adecuado de sistemas híbridos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS) en el mercado eléctrico chileno. La motivación principal es reducir la exposición al riesgo de mercado y maximizar la rentabilidad a través de la optimización del nivel de retiro de energía y la gestión eficiente de los recursos en un horizonte temporal de 20 años.

Metodología

La metodología utilizada en este estudio se basa en la creación de un modelo de optimización determinística para gestionar sistemas híbridos de generación fotovoltaica (PV) y almacenamiento en baterías (BESS). El proceso se desarrolla en varias etapas:

1. **Entrada de Datos:** Se definen los parámetros técnicos y económicos del sistema, así como los diferentes escenarios de generación y consumo, tales como la generación solar estocástica, los costos marginales, y las órdenes de vertimiento.

2. **Optimización Determinística:** Se construye el modelo de optimización con el objetivo de maximizar los ingresos por la venta de energía, teniendo en cuenta las restricciones asociadas a la capacidad de las baterías, la degradación solar, y la gestión del estado de carga (SOC).

3. **Generación Aleatoria de Casos:** Basado en los resultados de la optimización determinística, se generan diferentes casos aleatorios para evaluar la rentabilidad en diversos niveles de retiro contractual.

4. **Análisis Económico:** Se evalúa el impacto económico de las configuraciones optimizadas, seleccionando la combinación óptima de nivel de contratación y capacidad de batería.

A continuación se presenta el diagrama de flujo que ilustra este proceso:

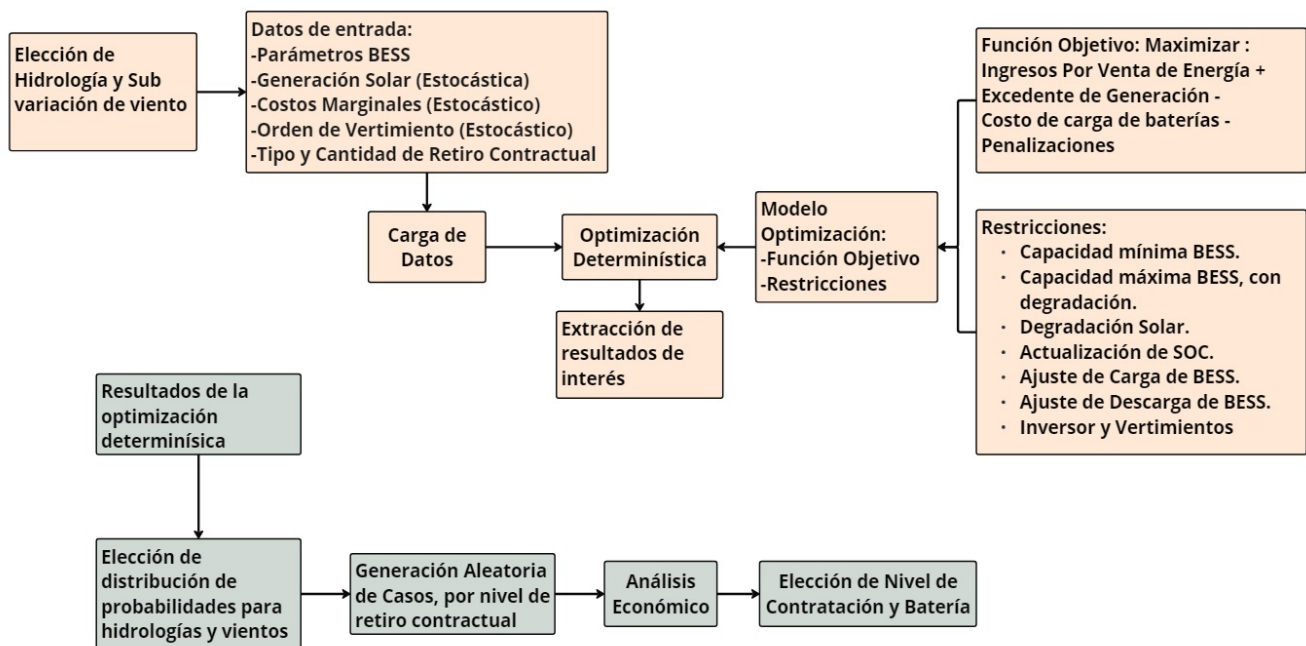


Figura A.1: Diagrama de flujo de la metodología de optimización utilizada en el estudio.

A.1. Modelo de optimización

El modelo de optimización propuesto se centra en la gestión eficiente de la generación solar y el almacenamiento en baterías (BESS) con el objetivo de maximizar la rentabilidad y minimizar el riesgo financiero. Este modelo considera un horizonte temporal de 20 años y opera bajo un esquema de dos nodos: uno de inyección (Kimal) y uno de retiro (Lagunas). Los precios de energía y los costos marginales varían a lo largo del tiempo, lo que introduce incertidumbre en las decisiones de operación.

El modelo incorpora las siguientes componentes principales:

A.1.1. Conjuntos y variables

Conjunto	Descripción
T	Periodos de tiempo (horario)

Tabla A.1: Conjuntos del modelo de optimización.

Variable	Descripción
x_t	Energía cargada en el periodo t [MWh]
zy_t	Energía descargada en el periodo t [MWh]
z_t	Estado de carga de la batería en el periodo t [MWh]
V_t	Energía vertida en el periodo t [MWh]

Tabla A.2: Variables de decisión.

A.1.2. Parámetros

Parámetro	Descripción
η_{carga}	Eficiencia de carga de las baterías
η_{descarga}	Eficiencia de descarga de las baterías
$\delta_{\text{batería}}$	Tasa de degradación de las baterías
$\text{SOC}_{\text{inicial}}$	Estado de carga inicial de las baterías
x^{max}	Capacidad máxima de carga de las baterías [MWh]
y^{max}	Capacidad máxima de descarga de las baterías [MWh]
PV	Capacidad instalada total de los paneles solares [MW]
$\text{CM}_{\text{iny},t}$	Costo marginal en la barra de inyección en t [USD/MWh]

Tabla A.3: Parámetros del modelo.

Parámetro	Descripción
PV	Capacidad instalada total de los paneles solares [MW]
g_t	Porcentaje de generación solar en el tiempo t
δ_{solar}	Tasa de degradación anual de los paneles solares
$G_{\text{solar},t}$	Energía generada por los paneles solares en el tiempo t [MWh]

Tabla A.4: Parámetros de paneles solares.

Parámetro	Descripción
$CM_{\text{iny},t}$	Costo marginal en la barra de inyección en el tiempo t [USD/MWh]
$CM_{\text{ret},t}$	Costo marginal en la barra de retiro en el tiempo t [USD/MWh]

Tabla A.5: Costos marginales.

Parámetro	Descripción
$\text{días}_{\text{ini},t}$	Días desde el inicio de operaciones
$\text{años}_{\text{ini},t}$	Años desde el inicio de operaciones
$\text{cap}_{\text{degr},b,t}$	Reducción en la capacidad efectiva de las baterías [MWh]
$\text{cap}_{\text{degr},s,t}$	Reducción en la capacidad efectiva de los paneles solares [MW]

Tabla A.6: Degradación de componentes.

Parámetro	Descripción
Retiro_t	Define las condiciones de retiro de energía en t [MWh]

Tabla A.7: Contratos.

Parámetro	Descripción
$\text{Inversor} = \min(\text{PV}, P_{\text{net}})$	Capacidad máxima del inversor
Prorrata	Proporción de capacidad del inversor sobre la capacidad zonal
Vertimiento sistémico máximo	Máximo vertimiento sistémico permitido [MW]
$V_{p,t}$	Vertimiento prorrateado del sistema en t

Tabla A.8: Inversor, prorrata y vertimiento.

A.1.3. Función objetivo

La función objetivo del modelo busca maximizar los beneficios económicos:

$$\begin{aligned} \text{máx } Z = & (\text{Ingresos por inyección de batería} + \text{Ingresos por inyección de generación solar}) \\ & - (\text{Costo de carga de baterías} + \text{Penalizaciones}) \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

Ingresos por inyección de batería: Calculados como la energía descargada multiplicada por el precio del mercado spot:

$$\sum_t \text{CM}_{\text{iny},t} \cdot \mathbf{y}_t$$

Ingresos por inyección de generación solar: Valor del excedente solar que no se almacena ni se vierte:

$$\sum_t (\text{G}_{\text{solar},t} - \mathbf{V}_t) \cdot \text{CM}_{\text{iny},t}$$

Costo de carga de baterías: Calculado como el precio de la energía multiplicado por la cantidad cargada:

$$\sum_t \text{CM}_{\text{iny},t} \cdot \mathbf{x}_t$$

Para evitar ineficiencias en la operación del sistema, se incluyen dos **penalizaciones**: una por el **vertimiento de energía solar** y otra por la **operación simultánea de carga y descarga** de las baterías.

La **penalización por vertimiento** desincentiva la pérdida de energía solar generada que no es utilizada, mientras que la **penalización por carga y descarga simultánea** penaliza las ineficiencias relacionadas con las operaciones en el mismo periodo. La función de penalización general es:

$$\text{Penalizaciones} = 1 \times \mathbf{V}_t + 1,1 \times \left(\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}} \right)$$

Esta ecuación conjunta minimiza tanto el **vertimiento de energía** como las **ineficiencias de carga y descarga simultánea**.

A.1.4. Restricciones

Restricción de capacidad mínima de batería:

$$\mathbf{z}_t \geq \text{SOC}_{\min}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.2})$$

Restricción de capacidad máxima de batería:

$$\mathbf{z}_t \leq \text{cap}_{\text{degr},b,t}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.3})$$

Restricción de degradación solar:

$$\text{G}_{\text{solar},t} = g_t \cdot \text{cap}_{\text{degr},s,t}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.4})$$

Restricción de estado de carga (SOC):

$$\mathbf{z}_t = \begin{cases} \text{SOC}_{\text{inicial}} + (\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}}), & \text{si } t = 1 \\ \mathbf{z}_{t-1} + (\mathbf{x}_t \cdot \eta_{\text{carga}} - \frac{\mathbf{y}_t}{\eta_{\text{descarga}}}), & \text{si } t > 1 \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

Restricción de carga de batería:

$$\mathbf{x}_t \leq x^{\text{max}}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.6})$$

Restricción de descarga de batería:

$$\mathbf{y}_t \leq y^{\text{max}}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.7})$$

Restricción de capacidad del inversor:

$$\mathbf{y}_t + \text{G}_{\text{solar},t} - \mathbf{V}_t - \mathbf{x}_t \leq \text{Inversor} - V_{p,t}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.8})$$

Restricción de balance de energía:

$$\text{G}_{\text{solar},t} + \mathbf{y}_t - \mathbf{V}_t - \mathbf{x}_t \geq -\text{Inversor}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.9})$$

Restricción de vertimiento:

$$\mathbf{V}_t \leq \text{G}_{\text{solar},t}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.10})$$

Restricción de vertimiento y carga:

$$\mathbf{x}_t + \mathbf{V}_t \geq V_{p,t}, \quad \forall t \in T \quad (\text{A.11})$$

A.2. Metodología de Análisis Económico

Esta sección describe el enfoque utilizado para evaluar la viabilidad económica del sistema de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS), considerando diferentes indicadores financieros y métricas de riesgo.

A.2.1. Proyección de CAPEX y OPEX

CAPEX (Capital Expenditures)

El análisis proyecta los costos de capital (CAPEX) para los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (**BESS**) con diferentes duraciones de almacenamiento. Los costos son estimados con base en datos de 2029 provistos por la Política Energética de Largo Plazo (PELP). La fórmula utilizada es:

$$\begin{aligned} \text{CAPEX final (USD)} &= (\text{Costo USD/kWh} \times \text{Capacidad de energía (kWh)}) \\ &+ (\text{Costo total potencia (USD)}) \end{aligned}$$

OPEX (Operational Expenditures)

Los costos operativos y de mantenimiento anuales (**OPEX**) se calculan para un horizonte de 20 años, con una tasa de descuento del 7.5 %. El cálculo es:

$$\text{OPEX}_{\text{PV}} = 0,02 \times \text{PV [MW]}, \quad \text{OPEX}_{\text{BESS}} = 0,02 \times \text{CAPEX}_{\text{BESS}}$$

El valor presente neto de estos costos se calcula usando:

$$\text{NPV(OPEX)} = \sum_{t=1}^{20} \frac{\text{OPEX}_t}{(1 + \text{Tasa de descuento})^t}$$

A.2.2. Depreciación CAPEX

La depreciación del **CAPEX** se calcula utilizando un método lineal durante 20 años. La fórmula es:

$$\text{Depreciación anual CAPEX} = \frac{\text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{BESS}}}{20}$$

A.2.3. Anualidad del CAPEX

El cálculo de la anualidad del CAPEX se utiliza para distribuir los costos de inversión a lo largo de 20 años, aplicando una tasa de descuento constante del 7.5 %:

$$\text{Anualidad CAPEX} = \frac{\text{Tasa de descuento} \times (\text{CAPEX}_{\text{BESS}} + \text{CAPEX}_{\text{PV}})}{1 - (1 + \text{Tasa de descuento})^{-20}}$$

A.2.4. Tax

El cálculo del **impuesto (Tax)** asociado a la anualidad del CAPEX y su depreciación se realiza mediante:

$$\text{Tax} = (\text{Anualidad CAPEX} - \text{Depreciación anual CAPEX}) \times \text{Tasa de impuesto}$$

Donde la tasa de impuesto es del 27 %.

A.2.5. Ingresos por potencia de suficiencia

El cálculo de ingresos por **potencia de suficiencia** se realiza tanto para el sistema fotovoltaico como para el BESS.

Potencia de suficiencia del sistema fotovoltaico

La fórmula para calcular la potencia de suficiencia del PV es:

$$\text{Potencia suficiencia PV} = \text{FAD} \times (\text{Capacidad} \times \text{Factor planta} \times \text{FMM}/\text{IFOR}_{\text{PV}})$$

Donde:

- **Capacidad:** Capacidad instalada del sistema PV (200 MW).
- **FAD:** Factor de Adecuación de Demanda (55 %).
- **FMM/IFOR_{PV}:** Índice de disponibilidad (97 %).

Los ingresos anuales por suficiencia se calculan como:

$$\text{Ingreso anual PV} = \text{Precio potencia} \times 12 \times 1000 \times \text{Pot. suf. PV}$$

Potencia de suficiencia del sistema BESS

La potencia de suficiencia del BESS se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Pot. suficiencia BESS} = \text{FAD} \times \text{Pot. inicial BESS}$$

Donde:

- $\text{Pot. inicial BESS} = \text{Pot. neta} \times \text{FMM/IFOR}_{\text{BESS}} \times \% \text{ de pago.}$

Los ingresos anuales del BESS por potencia de suficiencia se calculan con:

$$\text{Ingreso anual BESS} = \text{Precio potencia} \times 12 \times 1000 \times \text{Pot. suficiencia BESS}$$

A.2.6. Indicador Bases And Shape (B&S)

El indicador **Bases And Shape (B&S)** refleja el balance entre los ingresos generados y los costos operativos del sistema:

$$\text{B\&S} = \text{Ingreso BESS} + \text{Ingreso PV} - \text{Costo energía cargada} - \text{Costo retiro}$$

A.2.7. Costo de Suministro (CTS)

El **Costo de Suministro (CTS)** es una métrica que define el precio mínimo necesario para que el proyecto sea rentable:

$$\begin{aligned} \text{CTS} = & (\text{Total ingreso BESS} + \text{Total ingreso PV} + \text{Total ingreso suf. PV} + \text{Total ingreso suf. BESS} \\ & - \text{Total OPEX PV} - \text{Total OPEX BESS} - \text{CAPEX PV} - \text{CAPEX BESS} \\ & - \text{Total Tax} - \text{Total costo retiro} - \text{Total costo energía cargada}) \times \frac{1}{\text{Total retiro contractual}} \end{aligned}$$

A.2.8. Indicadores Financieros

Costo Nivelado de Energía Solar (LCOE PV)

El costo nivelado de energía solar se define como:

$$\text{LCOE PV} = \frac{\text{CAPEX PV} + \text{Total OPEX PV} - \text{Total ingreso suf. PV}}{\text{Total solar inyectada}}$$

Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS BESS)

El costo nivelado de almacenamiento de energía se calcula mediante:

$$\text{LCOS BESS} = \frac{\text{CAPEX BESS} + \text{Total OPEX BESS} - \text{Total ingreso suf. BESS}}{\text{Total energía descargada}}$$

Costo Nivelado Total (LCOE Total)

El costo nivelado total del sistema PV&BESS se define como:

$$\text{LCOE total} = (\text{CAPEX PV} + \text{Total OPEX PV} + \text{CAPEX BESS} + \text{Total OPEX BESS} - \text{Total ingreso suf. PV} - \text{Total ingreso suf. BESS}) \times \frac{1}{\text{Total energía}}$$

Margen planta

El **Margen planta** evalúa la rentabilidad operativa del sistema, considerando los ingresos y los costos de energía:

$$\text{Margen planta} = \text{Total ingreso BESS} + \text{Total ingreso PV} - \text{Total costo energía cargada}$$

Posición valorizada

La **Posición valorizada** ajusta el Margen planta considerando los costos de retiro de energía:

$$\text{Posición valorizada} = \text{Margen planta} - \text{Total costo retiro}$$

Ingreso de contrato

El **Ingreso de contrato** representa el valor presente de los ingresos garantizados por contratos a largo plazo:

$$\text{Ingreso Contrato} = \left(\frac{1 - (1 + \text{Tasa})^{-20}}{\text{Tasa}} \right) \times \text{Retiro} \times 8760 \times \text{LCOE total}$$

Margen de energía

El **Margen de energía** combina la posición valorizada con el ingreso por contrato:

$$\text{Margen energía} = \text{Posición valorizada} + \text{Ingreso contrato}$$

Margen de potencia

El **Margen de potencia** incluye los ingresos por potencia de suficiencia tanto del sistema fotovoltaico como del BESS:

$$\text{Margen potencia} = \text{Ingresos por pot. de suficiencia PV} + \text{Ingresos por pot. de suficiencia BESS}$$

Margen final

El **Margen final** es la suma del margen de energía y el margen de potencia, proporcionando una visión integral de la rentabilidad del sistema PV&BESS:

$$\text{Margen final} = \text{Margen energía} + \text{Margen potencia}$$

A.2.9. Métricas de Riesgo

Valor en Riesgo (VAR)

El **VAR** estima la pérdida máxima esperada bajo condiciones normales de mercado:

$$\text{VAR}_\alpha = \min \{L \mid P(\text{Pérdida} > L) \leq 1 - \alpha\}$$

Valor en Riesgo Condicional (CVAR)

El **CVAR** mide el promedio de las pérdidas que exceden el umbral del VAR:

$$\text{CVAR}_\alpha = E[\text{Pérdida} \mid \text{Pérdida} \geq \text{VAR}_\alpha]$$

Estas métricas permiten evaluar el riesgo en escenarios extremos, proporcionando una visión más integral para la toma de decisiones estratégicas.

A.3. Resultados

En esta sección se presentan los resultados clave del análisis económico para el sistema PV&BESS evaluado en seis niveles de retiro (30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW), tanto en perfiles de retiro plano como en escenarios de retiro nocturno. Se analizaron indicadores económicos como el Costo de Suministro (CTS), el costo nivelado de energía (LCOE), el costo nivelado de almacenamiento (LCOS), así como las métricas de riesgo, para identificar la configuración óptima en términos de rentabilidad y riesgo financiero.

A.3.1. Selección del retiro óptimo

El análisis económico inicial consideró seis niveles de retiro: 30, 50, 70, 90, 110 y 130 MW. Estos niveles fueron seleccionados para evaluar el comportamiento del sistema PV&BESS en distintos escenarios de demanda, con el objetivo de identificar tendencias generales en cuanto a costos, rentabilidad y riesgo. A partir de estos resultados preliminares, se observó que a medida que aumentaba el nivel de retiro, los costos de operación y los riesgos asociados al mercado spot incrementaban, afectando de manera negativa la rentabilidad del sistema.

En particular, los retiros de 70 MW mostraron ser un punto crítico donde el valor de **Bases and Shape (B&S)** se tornaba negativo, lo que indicaba que el sistema empezaba a depender del mercado spot para cubrir la demanda, lo que aumentaba significativamente los costos operativos y reducía el margen de rentabilidad. Este comportamiento sugería que, aunque un mayor retiro optimizaba el uso de la capacidad instalada, también incrementaba la exposición al riesgo financiero.

Ajuste fino del retiro: Evaluación en torno a los 70 MW

Dado que el nivel de 70 MW mostró ser un punto crítico, se realizó un análisis más detallado en torno a este valor, evaluando niveles de retiro intermedios entre 61 y 69 MW. Este ajuste fino permitió explorar con mayor precisión el nivel de retiro óptimo que maximiza la rentabilidad y minimiza los riesgos.

Retiro plano En el caso del retiro plano, los resultados indicaron que un retiro de 62 MW es el más adecuado. En este nivel, el sistema puede cubrir la demanda sin necesidad de recurrir al mercado spot, lo que mantiene los costos bajo control y asegura un margen positivo de operación. Los análisis de **Value at Risk (VAR)** y **Conditional Value at Risk (CVAR)** también mostraron que este nivel de retiro minimizaba la exposición a pérdidas extremas, lo que refuerza su viabilidad financiera.

Retiro nocturno En el análisis de retiro nocturno, que abarca desde las 8 pm hasta las 6 am, donde no se cuenta con generación solar, el comportamiento fue similar al del retiro plano. A medida que el retiro aumentaba más allá de los 62 MW, el sistema dependía del mercado spot para satisfacer la demanda, lo que incrementaba significativamente los costos operativos y reducía el margen de rentabilidad. Los retiros de 62 MW fueron nuevamente identificados como el nivel óptimo que minimiza los riesgos financieros y garantiza la estabilidad operativa.

Resumen de la selección de 62 MW

Por lo tanto, tras la evaluación de escenarios con retiros de 61 a 69 MW en ambos perfiles (plano y nocturno), el retiro de 62 MW se identificó como el más adecuado para el sistema PV&BESS. Este nivel de retiro permite maximizar la utilización de los recursos sin incurrir en sobre costos por compra de energía en el mercado spot, y minimiza el riesgo financiero asociado a fluctuaciones en los precios de la energía.

A.3.2. Análisis de resultados para retiro plano

En el análisis de retiro plano, los resultados indican que un retiro de 62 MW es el óptimo para garantizar una operación económica y estable del sistema PV&BESS, minimizando la dependencia del mercado spot. El sistema fotovoltaico de 200 MW y una batería de 4 horas con 210 MW de potencia demostró un balance adecuado entre los costos de suministro y el margen operativo, maximizando la rentabilidad y minimizando los riesgos financieros.

Resumen de parámetros clave

A continuación, se presenta el resumen de los parámetros económicos promedio para 1.000 escenarios con un retiro plano de 62 MW:

Parámetro	Valor (USD/MWh)	Parámetro	Valor (USD)
Costo de suministro (CTS)	97.99	Margen planta	\$309,858,228.09
LCOE PV	18.52	Posición valorizada	\$1,552,343.97
LCOS BESS	118.60	Ingreso contrato	\$432,886,429.19
LCOE total	78.18	Margen energía	\$434,438,773.17
LCOE PV s/P.S.	24.91	Margen potencia	\$45,506,964.95
LCOS BESS s/P.S.	160.01	Margen final	\$479,945,738.12
LCOE total s/P.S.	105.40		

Tabla A.9: Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW, considerando un retiro de 62 MW.

A.3.3. Análisis de resultados para retiro nocturno

El análisis para el retiro nocturno, realizado entre las 8 pm y las 6 am, mostró resultados similares al retiro plano. El retiro de 62 MW se confirmó como el más adecuado para optimizar la operación del sistema PV&BESS. Dado que no se cuenta con generación solar durante la noche, el uso eficiente de las baterías es fundamental para evitar costos adicionales por la compra de energía en el mercado spot.

Resumen de parámetros clave

A continuación, se presenta un resumen de los parámetros económicos promedio para 1.000 escenarios con un retiro nocturno de 62 MW:

Parámetro	Valor (USD/MWh)	Parámetro	Valor (USD)
Cost to Serve (CTS)	97.97	Margen planta	\$309,884,268.00
LCOE PV	18.52	Posición valorizada	\$1,690,331.98
LCOS BESS	118.57	Ingreso contrato	\$432,947,542.49
LCOE total	78.19	Margen energía	\$434,637,874.47
LCOE PV s/P.S.	24.91	Margen potencia	\$45,506,604.05
LCOS BESS s/P.S.	159.97	Margen final	\$480,144,478.51
LCOE total s/P.S.	105.41		

Tabla A.10: Resumen de parámetros económicos para la batería de 4 horas, 210 MW, con un sistema PV de 200 MW en condiciones nocturnas.

A.4. Conclusiones

Este estudio ha confirmado la viabilidad de implementar sistemas híbridos de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías (PV&BESS) en el mercado eléctrico chileno. A través de un análisis optimizado, se determinó que un nivel de retiro de **62 MW** con baterías de 4 horas (210 MW) es óptimo para un sistema fotovoltaico de **200 MW**, maximizando los ingresos y reduciendo los costos operativos.

Las baterías juegan un papel clave en la estabilidad del sistema, permitiendo gestionar la variabilidad de la generación solar y optimizando el **Costo Nivelado de Energía (LCOE)**. Además, incluir los ingresos por potencia de suficiencia mejora significativamente la rentabilidad, reduciendo el LCOE total.

El análisis de **riesgo financiero** utilizando **VAR** y **CVAR** demuestra que este nivel de retiro minimiza la exposición a pérdidas extremas, garantizando estabilidad financiera y mitigando los efectos de la volatilidad del mercado.

Finalmente, los resultados para los escenarios de **retiro nocturno** son consistentes con los obtenidos en retiro plano, confirmando la robustez de la estrategia de operación para diferentes patrones de demanda y generación. La herramienta de optimización desarrollada es adaptable y útil para futuras simulaciones bajo distintas condiciones de mercado o políticas energéticas.

Apéndice B

Anexo: Supuestos del Modelo Estocástico Dinámico

Este anexo presenta los supuestos principales y los vectores de entrada utilizados en el modelo estocástico dinámico para la proyección de costos marginales y el vertimiento de energía no utilizada en el sistema fotovoltaico y de almacenamiento en baterías (PV&BESS), con información actualizada a julio de 2024. Estos vectores son esenciales para la optimización operativa del sistema bajo diferentes escenarios de demanda, generación y disponibilidad de recursos energéticos.

B.0.1. Vectores de precio y vertimiento

El **modelo estocástico dinámico** proyecta los costos marginales y el vertimiento de energía, integrando múltiples factores económicos y técnicos. Los vectores de precios se construyen a partir de la proyección de costos de combustibles, impuestos y otros parámetros clave, mientras que los vectores de vertimiento reflejan el excedente de generación en función de la capacidad de almacenamiento y la demanda del sistema.

Los resultados del modelo abarcan 10 escenarios hidrológicos, junto con variaciones de viento (P50, P50 + 20 %, y P50 - 20 %), evaluando la incertidumbre en la generación de energía renovable y su impacto en los costos marginales. Estos insumos globales permiten planificar la operación óptima del sistema bajo diferentes condiciones de mercado.

B.0.2. Principales supuestos del modelo

El modelo estocástico dinámico utilizado en este análisis se basa en una serie de supuestos clave que afectan las proyecciones de costos y el manejo del vertimiento de energía. A continuación, se destacan los supuestos más relevantes:

- **Costos de combustibles:** Se proyectan costos de combustibles como carbón, diésel, GNL y gas argentino, que influyen en los precios marginales en distintos escenarios de demanda y oferta energética. Además, se considera la disponibilidad de estos recursos en los análisis.
- **Descarbonización:** El modelo incorpora una transición gradual hacia el uso de fuentes de energía más limpias, con un enfoque en energías renovables y almacenamiento. Este supuesto afecta los precios marginales y los costos de operación del sistema.
- **Impuesto Verde:** El *Impuesto Verde* se incluye en los análisis económicos del sistema, transfiriendo su valor a los costos variables, lo que impacta los costos operativos generales del sistema de generación y almacenamiento.
- **Costos Nivelados de Energía (LCOE):** Se emplean proyecciones de LCOE para diversas tecnologías de generación, incluyendo solar, eólica, BESS (sistema de almacenamiento en baterías) y CSP (concentración solar de potencia). Estas proyecciones permiten evaluar la viabilidad económica del sistema en diferentes horizontes temporales.
- **Restricciones operativas:** Se toman en cuenta las restricciones operativas de las plantas de generación y transmisión, así como las limitaciones impuestas por la inercia del sistema, lo que puede afectar su capacidad para responder a fluctuaciones en la oferta y la demanda.
- **Tasas de interés y cambios regulatorios:** El modelo también incluye supuestos sobre tasas de interés, que afectan las decisiones de inversión a largo plazo, y cambios regulatorios, que pueden influir en la capacidad del sistema para operar de manera eficiente.

Estos supuestos, junto con los vectores de entrada, aseguran que el modelo estocástico dinámico proporcione una proyección robusta y precisa del comportamiento del sistema PV&BESS bajo diversas condiciones de mercado y escenarios climáticos.

B.0.3. Vertimiento

El **vertimiento de energía** es otro de los vectores de entrada fundamentales en el modelo de optimización. Este vector representa la energía excedente generada por el sistema fotovoltaico que no puede ser almacenada o inyectada en la red debido a limitaciones técnicas o de demanda. La orden de vertimiento es emitida por el **Coordinador Eléctrico Nacional**, y se prorratea según las capacidades de los inversores de cada planta y la capacidad total en la zona afectada.

Cada elemento del vector de vertimiento representa la energía a verter en cada hora del día, lo que permite modelar escenarios donde la generación supera la capacidad de almacenamiento o inyección. Esto es crucial para evaluar cómo gestionar el excedente de energía en diversas configuraciones del sistema PV&BESS.

B.0.4. Conclusiones del modelo

El uso de un modelo estocástico dinámico para la proyección de precios y vertimiento de energía proporciona un marco robusto para la planificación operativa del sistema PV&BESS. A través de la simulación de múltiples escenarios hidrológicos y variaciones en los recursos eólicos, el modelo permite una evaluación detallada del impacto de la incertidumbre en la oferta de energía renovable y los precios del mercado. Además, los vectores de vertimiento permiten una mejor planificación de la gestión de excedentes de energía, optimizando la operación del sistema bajo diferentes condiciones de demanda y generación.

Bibliografía

- [1] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Long-term impact of grid-level energy storage on renewable energy integration, 2022. Accessed: 2023-06-21.
- [2] Comisión Nacional de Energía (CNE). Tecnologías de almacenamiento de energía en el contexto del sistema eléctrico chileno, 2020. Accessed: 2023-06-21.
- [3] Vandana Chouhan, Pawan Kumar, and Deepak Sharma. Der optimization to determine optimum bess charge/discharge schedule using linear programming. *ResearchGate*, 2016. Accessed: 2023-06-21.
- [4] Comisión Nacional de Energía (CNE). Cne autoriza proyecto de almacenamiento en subestación imperial, 2022. Accessed: 2023-06-21.
- [5] Frederick S. Hillier. *Introducción a la Investigación de Operaciones*. McGraw-Hill, New York, 9th edition, 2010.
- [6] Hanif D. Sherali Mokhtar S. Bazaraa, John J. Jarvis. *Linear Programming and Network Flows*. John Wiley & Sons, Hoboken, 4th edition, 2010.
- [7] Piyasak Poonpun and Ward T. Jewell. Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(2):529–534, 2008.
- [8] Tarek H. M. EL-Fouly Ahmed S. A. Awad and Magdy M. A. Salama. Optimal ess allocation and load shedding for improving distribution system reliability. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(5):2339–2348, 2014.
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE). Precio nudo corto plazo - segundo semestre 2023, 2023. Accessed: 2023-06-21.
- [10] National Rural Electric Cooperative Association (NRECA). Battery energy storage overview report, 2020. Accessed: 2023-06-21.

- [11] National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2022 annual technology baseline - utility-scale battery storage, 2022. Accessed: 2023-06-21.
- [12] BloombergNEF. Lithium-ion battery pack prices hit record low of 139/*kwh*, 2023. *Accessed* : 2023 – 06 – 21.
- [13] y A. Henríquez J. von Papp, F. Moraga. Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del sistema eléctrico nacional (sen) en chile durante 2022, 2022. Accessed: 2023-06-21.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional. Costo marginal, 2023. Accessed: 2023-06-21.
- [15] AES Andes. Hito histórico para aes andes: Inicia operación el mayor sistema de baterías de almacenamiento solar de américa latina, 2022. Accessed: 2023-06-21.
- [16] Ministerio del Medio Ambiente de Chile. Opciones para lograr la neutralidad en carbono para 2050 en chile en condiciones de incertidumbre, 2020. Accessed: 2023-06-21.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional. Modelo invx para la planificación de generación y transmisión de energía, 2023.
- [18] Ministerio de Energía de Chile. Planificación energética de largo plazo, 2023.
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. Introducción a los modelos de simulación comercial, 2023.
- [20] Ioannis K. Bazionis, Athina P. Georgilaki, Francky Catthoor, and Pavlos S. Georgilakis. A review of solar power scenario generation methods with focus on weather classifications, temporal horizons, and deep generative models. *Energies*, 16(15):5600, 2023. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en16155600>.
- [21] Smart Grids. Energy storage systems, 2020.
- [22] Energy partnership Chile-Alemania. Description of different types of storage, 2021.
- [23] Generadoras de Chile. Thermal energy storage, 2021. Disponible en línea: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [24] Generadoras de Chile. Electrical energy storage, 2021. Disponible en línea: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [25] Generadoras de Chile. Mechanical energy storage, 2021. Disponible en línea: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.

- [26] Generadoras de Chile. Chemical energy storage, 2021. Disponible en línea: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [27] Generadoras de Chile. Electrochemical energy storage, 2021. Disponible en línea: <https://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [28] International Renewable Energy Agency. Battery energy storage overview, 2020.
- [29] BloombergNEF. Battery pack prices fall to an average of \$139/kwh, 2023.
- [30] International Renewable Energy Agency. Lead-acid battery storage, 2019.
- [31] National Renewable Energy Laboratory. Utility-scale battery storage, 2022.
- [32] National Renewable Energy Laboratory. Utility-scale battery storage report, 2022.
- [33] International Renewable Energy Agency. Electricity storage costs, 2020.
- [34] International Renewable Energy Agency. Storage valuation report, 2017.
- [35] Ministerio de Energía de Chile. Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, 2017. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinaci%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-SEN.pdf>.
- [36] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Ley 21505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, 2022. Disponible en línea: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>.
- [37] Ministerio de Energía de Chile. Reglamento de transferencia de potencia, 2023. Disponible en línea: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/reglamento-de-transferencias-de-potencia-1>.
- [38] Ministerio de Energía de Chile. Decreto supremo n° 70, 2023, 2023. Accedido: 2024-08-07.
- [39] Ministerio de Energía de Chile. Actualización planificación energética de largo plazo (pelp) - informe de actualización anual 2019, 2019. Accedido: 2024-08-07.
- [40] Climate Tracker. Vertimiento de energía: el nudo que Chile necesita desatar, 2023. Disponible en línea: <https://climatetrackerlatam.org/vertimiento-de-energia-el-nudo-que-chile-necesita-desatar>.

- [41] Energía Estratégica. Webinar organizado por renmad chile 2024: Almacenamiento de energía vs. vertimientos renovables en chile, 2024. Disponible en línea: <https://www.energiaestrategica.com/webinar-renmad-chile-2024-almacenamiento-de-energia-vs-vertimientos-renovables-en-chile>.
- [42] Reporte Minero. Almacenamiento de energía: estrategia de chile para cumplir con el 100 Disponible en línea: <https://www.reporteminero.cl/almacenamiento-de-energia-estrategia-de-chile-para-cumplir-con-el-100-renovable-en-2050>.
- [43] Ministerio de Energía de Chile. Proyecciones de costos de la política energética de largo plazo (pelp), 2029. Disponible en línea: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>.
- [44] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Guía para el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía con baterías, 2022. Proporciona metodologías y ejemplos prácticos para el dimensionamiento de BESS.
- [45] Comisión Nacional de Energía de Chile. Fijación de precios de nudo de corto plazo: Segundo semestre 2024 - informe técnico preliminar, 2024. Accedido: 2024-08-07.
- [46] Oliver Schmidt, Sascha Melchior, Adam Hawkes, and Iain Staffell. Cost and performance of storage technologies. *Nature Energy*, 2019. Disponible en línea: <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0415-z>.
- [47] International Renewable Energy Agency (IRENA). Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables, 2020. Disponible en línea: <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>.
- [48] Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe sobre el vertimiento de energía en sistemas eléctricos, 2018. Disponible en línea: <https://www.cne.cl/vertimiento-energia>.
- [49] Coordinador Eléctrico Nacional. Informe cálculo definitivo de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional, año 2023, 2024. Disponible en línea: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/2024-calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/>.
- [50] Ryan Franks Xiaolin Li-Vincent Sprenkle Vilayanur Viswanathan, Kendall Mongird. Energy storage grand challenge cost and performance assessment 2022, 2022. Disponible en línea: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.