

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Luis García Santander

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Estudio para la propuesta de sistema de respaldo para la red de distribución del Subalimentador Cabrero-Copiulemu COELCHA

Concepción, agosto de 2025

Mónica Macarena Lara Figueroa

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante

Dr. Luis García Santander

Estudio para la propuesta de sistema de respaldo para la
red de distribución del Subalimentador Cabrero-Copiulemu



COELCHA

Mónica Macarena Lara Figueroa

Informe de Memoria de Título

para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2025

Resumen

COELCHA es una empresa de distribución eléctrica que opera en la región del Biobío y Ñuble. Su alimentador principal, Cabrero, se extiende por varios kilómetros en la zona y cuenta con distintos subalimentadores; entre ellos, el subalimentador estudiado en el presente informe Cabrero–Copiulemu, que recorre 52 km y finaliza en el sector de Copiulemu y Pichaco, comuna de Florida y Hualqui. Al encontrarse al final, dichos sectores quedan sin suministro eléctrico cada vez que ocurre una interrupción aguas arriba, actualmente no cuentan con soluciones de respaldo, la empresa únicamente proporciona generadores de emergencia a los usuarios electrodependientes, tal como lo exige la Ley N°21.304.

Se llevó a cabo un análisis comparativo de tres tecnologías: grupo electrógeno, sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y generación solar fotovoltaica con BESS, para atender eventuales interrupciones en el suministro eléctrico, dimensionando cada alternativa según el perfil de demanda del sector estudiado y evaluándolas en cuanto a funcionamiento, impacto ambiental, viabilidad económica, disponibilidad energética, potencial de aplicaciones complementarias en la red, tiempo de implementación y vida útil, con el objetivo de identificar la opción que ofrezca el mejor equilibrio entre todos estos criterios.

Los resultados muestran que los grupos electrógenos tienen mayor impacto ambiental debido a sus emisiones y su rentabilidad es negativa, incluso considerando aplicaciones adicionales. La generación solar fotovoltaica más BESS presenta retorno económico desde el primer año y una vida útil prolongada, aunque requiere mayor tiempo de implementación. Los BESS, si bien tienen una menor vida útil y no son rentables como sistemas de respaldo, logran retorno económico cuando se consideran otros usos como el arbitraje energético. Finalmente, al integrar los criterios considerados, la generación solar fotovoltaica más BESS se posiciona como la más adecuada.

Agradecimientos

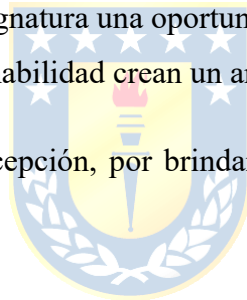
En primer lugar, quiero agradecer profundamente a mis padres por su apoyo incondicional y sus palabras de aliento cuando más las necesité. Gracias por hacer posible que llegara hasta este momento, sin ustedes, no lo habría logrado.

También agradezco a todas las personas que me acompañaron en este proceso: a los amigos que hice en el camino, por su compañía, compañerismo y aguante durante las largas jornadas de estudio en la Biblioteca Central; y a cada persona que fue parte de mi proceso de aprendizaje, aportando con un momento grato o una palabra oportuna.

Agradezco especialmente a mi profesor guía por su orientación, por corregirme con honestidad y por señalarme, sin temor, cuando debía mejorar.

De igual forma, quiero expresar mi sincero agradecimiento a todos los profesores que hicieron clases durante la carrera, por hacer de cada asignatura una oportunidad de aprendizaje. También al personal del edificio TM y el DIE, que con su amabilidad crean un ambiente agradable de estudio.

Finalmente, a la Universidad de Concepción, por brindarme las herramientas necesarias para mi formación profesional.



Agradecimientos

LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE FIGURAS	8
NOMENCLATURA.....	11
ABREVIACIONES	12
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	13
1.2. TRABAJOS PREVIOS Y ANTECEDENTES	14
1.3. MOTIVACIÓN	16
1.4. COOPERATIVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHARRÚA LTDA.	16
1.5. OBJETIVOS	18
<i>Objetivo General</i>	18
<i>Objetivos Específicos</i>	18
1.6. HIPÓTESIS DE TRABAJO	18
1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES	18
1.8. TEMARIO Y METODOLOGÍA/ ESTRUCTURA DE TRABAJO.....	19
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	20
<i>Sistema de distribución rural</i>	20
2.2. CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO	20
<i>Interrupciones de suministro</i>	20
<i>Índices de confiabilidad</i>	21
2.3. SISTEMA DE RESPALDO	22
<i>Grupo electrógeno</i>	22
<i>Sistema de almacenamiento de energía</i>	24
<i>Tecnología solar fotovoltaica + BESS</i>	28
3. COMPARACIÓN DE SISTEMAS DE RESPALDO	31
3.1. IMPACTO AMBIENTAL	31
3.2. VIDA ÚTIL	32
3.3. TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN	33
4. DIMENSIONAMIENTO	34
<i>Dimensionamiento grupo electrógeno</i>	35
<i>Dimensionamiento BESS</i>	36
<i>Dimensionamiento SFV+BEES</i>	36

5.	DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE RESPALDO	46
5.1.	GRUPO ELECTRÓGENO	46
5.2.	BESS	46
5.3.	PMGD SOLAR + BESS	52
6.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
	<i>Evaluación económica sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía en baterías:</i>	<i>68</i>
6.2.	SIMULACIÓN EN DIGSILENT	71
	<i>Modelo de DIgSILENT Power Factory</i>	<i>71</i>
6.3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA AL INCORPORAR INYECCIÓN EN DEMANDA MÁXIMA.	76
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA	78
8.	CONCLUSIONES	80
8.1.	SUMARIO	80
8.2.	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	80
8.3.	TRABAJO FUTURO	82
	REFERENCIAS	88
A.	ANEXO A	91
A.1.	CÁLCULO DEL CRECIMIENTO PORCENTUAL DE LA DEMANDA	91
A.2.	DIAGRAMA UNILINEAL DEL ALIMENTADOR CABRERO COELCHA.	93
B.	ANEXO B PARTIDAS DE COSTOS DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA.....	94
B.1.	TECNOLOGÍA TÉRMICA DIÉSEL	94
B.2.	TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS	95
B.3.	TECNOLOGÍA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS STAND ALONE	96
C.	ANEXO C: REPORTE SOLAR.....	97
D.	ANEXO D: CAUSAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO SEGÚN OFICIO CIRCULAR 544	100
E.	ANEXO E: ENERGÍA PROMEDIO GENERADA-DEMANDADA.....	102
F.	ANEXO F: EVALUACIÓN ECONÓMICA	103
G.	ANEXO G: SIMULACIONES DISPONIBILIDAD MATLAB	105
H.	ANEXO H: MATRIZ DE DECISIÓN	108

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Límite SAIDI y SAIFI por par comuna-empresa hasta año 2025 [2]	21
Tabla 2.2 Límite SAIDI y SAIFI por par comuna-empresa hasta año 2026 [2]	21
Tabla 3.1 Emisiones contaminantes según tecnología [33]	31
Tabla 3.2 Vida útil grupos electrógenos [34]	32
Tabla 3.3 Plazos referenciales de construcción, montaje y puesta en servicio [19]	33
Tabla 4.1 Límites para Regulación de Tensión [25]	37
Tabla 4.2 Demanda	41
Tabla 4.3 Potencia y energía BESS	42
Tabla 4.4 Excedente y potencia BESS	45
Tabla 5.1 Tiempo de carga/descarga por potencia	47
Tabla 5.2 Pérdidas asociadas a cada potencia de carga	51
Tabla 6.1 Tarifas generadoras [37]	53
Tabla 6.2 Promedio tarifario horario	54
Tabla 6.3 Costos de inversión promedio [19]	54
Tabla 6.4 Costos fijos por tecnología [19]	55
Tabla 6.5 Costos variables combustibles y no combustibles por tecnología [38],[39]	56
Tabla 6.6 Cargos usuarios BT1 por comuna en CLP, COELCHA [40]	57
Tabla 6.7 Cargos usuarios BT1 por comuna en USD, COELCHA	57
Tabla 6.8 Pérdidas técnicas Red Original	61
Tabla 6.9 Pérdidas subalimentador más PMGD	61
Tabla 6.10 Porcentaje de cargabilidad en líneas de la red más PMGD	61
Tabla 6.11 Porcentaje de pérdidas red original	72
Tabla 6.12 Porcentaje de carga en las líneas red original	72
Tabla 6.13 Regulación de tensión red original	72
Tabla 6.14 Pérdidas subalimentador más grupo electrógeno	73
Tabla 6.15 Porcentaje de carga en las líneas de la red más grupo electrógeno	73
Tabla 6.16 Regulación de tensión en puntos de referencia	75
Tabla 6.17 Pérdidas subalimentador más grupo electrógeno	75
Tabla 6.18 Porcentaje de carga en las líneas de la red más BESS	76

Tabla A.1 Demanda prevista por informe definitivo de previsión de demanda eléctrica 2023-2043. [53]	91
Tabla A.2 Crecimiento porcentual anual de demanda para COELCHA.....	92
Tabla B.1 Partidas de costos de inversión tecnología térmica diésel [19]	94
Tabla B.2 Partidas de costos de inversión tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías [19]	95
Tabla B.3 Partidas de costos de inversión tecnología sistema de almacenamiento en baterías Stand Alone [19]	96
Tabla D.1 Causas interrupciones OF 544.....	101
Tabla H.1 Matriz de decisión	108



Lista de Figuras

Figura 1.1 Subalimentador Cabrero-Copiulemu COELCHA (GIS, COELCHA)	16
Figura 1.2 SAIDI 2018-2024 Florida, COELCHA	17
Figura 1.3 Clientes críticos Copiulemu y Pichaco (GIS, COELCHA)	17
Figura 2.1 Esquema de la topología radial [3]	20
Figura 2.2 Principales tecnologías de almacenamiento de energía a nivel internacional [12].....	25
Figura 2.3 Curva de carga con recorte de picos de demanda [14]	26
Figura 2.4 Curva de carga con arbitraje de energía [15]	26
Figura 2.5 BESS como sistema de respaldo [16]	27
Figura 2.6 Proyección de costos de energía de un sistema de iones de litio 4 h (NREL, 2022).....	28
Figura 2.7 Carga del BESS en función de la energía fotovoltaica y la carga [21].....	29
Figura 4.1 Perfil de demanda de las cargas residenciales de Copiulemu COELCHA.....	34
Figura 4.2 Pasos dimensionamiento BESS [15].....	38
Figura 4.3 Lugar de estudio (GIS, COELCHA).....	38
Figura 4.4 Lecturas demanda 2024 Copiulemu y Pichaco, COELCHA	39
Figura 4.5 Consumo horario 2024 Copiulemu y Pichaco, COELCHA	39
Figura 4.6 Desbalance de cargas Copiulemu y Pichaco, COELCHA.....	40
Figura 4.7 Sector respaldado por Grupo electrógeno (GIS, COELCHA).....	40
Figura 4.8 Demanda del lugar respaldado por grupo electrógeno, COELCHA	41
Figura 4.9 Energía mínima respaldar	42
Figura 4.10 Generación promedio PMGD 3,2MW, zona de Pulpería	43
Figura 4.11 Generación PMGD y demanda subalimentador Cabrero-Copiulemu	43
Figura 5.1 Comportamiento de BESS carga automática 600kW	48
Figura 5.2 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 600 [kW]	49
Figura 5.3 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 600 [kW]	50
Figura 5.4 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga nocturna	50
Figura 5.5 Comportamiento respaldo PMGD+BESS en isla.	52
Figura 6.1 PMGD solar en DIgSILENT	61
Figura 6.2 Proyección demanda	63
Figura 6.3 Causas de interrupción de suministro por año	64

Figura 6.4 Causas de interrupción de suministro por año	64
Figura 6.5 SAIDI asociado al robo de conductores Copiulemu y Pichaco	65
Figura 6.6 Proyección de SAIDI para Copiulemu y Pichaco.....	65
Figura 6.7 SAIDI interno + desconexiones programadas	66
Figura 6.8 Evaluación económica Grupo electrógeno	67
Figura 6.9 Evaluación económica BESS.....	68
Figura 6.10 Evaluación económica PMGD solar + BESS	68
Figura 6.11 Perfil de carga con grupo electrógeno	69
Figura 6.12 Perfil de carga con uso de BESS	70
Figura 6.13 Subalimentador Cabrero-Copiulemu, red original.....	71
Figura 6.14 Grupo electrógeno DIgSILENT.....	73
Figura 6.15 Conexión en un punto	74
Figura 6.16 Conexión en 5 puntos	74
Figura 6.17 Puntos de referencia medición de tensión.....	75
Figura 6.18 Evaluación económica de uso grupo electrógeno.....	77
Figura 6.19 Evaluación económica uso BESS 500 kWh	77
Figura A.1 Diagrama unilineal Alimentador Cabrero.....	93
Figura C.1 Ubicación PMGD solar	97
Figura C.2 Características del sistema fotovoltaico	97
Figura C.3 Resultados de la generación fotovoltaica.....	97
Figura C.4 Generación promedio enero, febrero, marzo y abril.	98
Figura C.5 Generación promedio mayo, junio, julio y agosto.	98
Figura C.6 Generación promedio septiembre, octubre, noviembre y diciembre.	99
Figura E.1 Generación promedio diaria PMGD.....	102
Figura E.2 Demanda sector isla REF.LBS-09.....	102
Figura F.1 Evaluación económica Grupo electrógeno como sistema de respaldo.....	103
Figura F.2 Evaluación económica BESS como sistema de respaldo	103
Figura F.3 Evaluación económica PMGD solar + BESS como sistema de respaldo.....	103
Figura F.4 Evaluación económica utilizando Grupo electrógeno para cogeneración.....	104
Figura F.5 Evaluación económica utilizando BESS para arbitraje de energía.....	104

Figura G.1 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW].....	105
Figura G.2 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga automática 250 [kW].....	105
Figura G.3 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga nocturna.....	105
Figura G.4 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW].....	106
Figura G.5 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 250 [kW].....	106
Figura G.6 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga nocturna.....	106
Figura G.7 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW].....	107
Figura G.8 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 250 kW	107



Nomenclatura

A: Amperio

DoD: Depth of Discharge (Profundidad de descarga)

E: Energía

FP: Factor de potencia

F_{dim} : Factor de sobredimensionamiento

h: Hora

km: Kilómetro

kVA: Kilovoltio-amperio

kW: Kilovatio

MW: Megavatio

MWh: Megavatio-hora

n: Eficiencia del inversor

P: Potencia activa

S: Potencia aparente

t: Tiempo

V: Voltio



Abreviaciones

AT: Alta Tensión

ATS: Automatic Transfer Switch (Conmutador de Transferencia Automática)

BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías)

BT: Baja Tensión

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional

CNE: Comisión Nacional de Energía

CLP: Pesos chilenos

COELCHA: Cooperativa de energía eléctrica Charrúa Ltda.

DIA: Declaración de Impacto Ambiental

DS: Decreto Supremo

Dx: Distribuidora

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

EG: Equipo de Generación

ENS: Energía No Suministrada

GIS: Geographic Information System (Sistema de Información Geográfica)

ICTGA: Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento

IPC: Índice de Precios al Consumidor

MATLAB: MATrix LABoratory (Laboratorio de matrices)

MT: Media tensión

NTCSD: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

NTCO: Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión

OC: Oficio Circular

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida

SAIDI: System Average Interruption Duration Index (Índice de Duración Media de Interrupción del Sistema)

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema)

SFV: Sistema Fotovoltaico

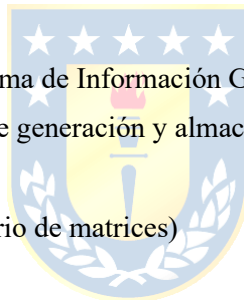
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

UTA: Unidad Tributaria Anual

UTM: Unidad Tributaria Mensual

USD: United States Dollar (Dólar estadounidense)



1. Introducción

1.1. Introducción general

El acceso continuo a la electricidad resulta fundamental para la calidad de vida de las personas, ya que sustenta actividades diarias como la iluminación, el uso de tecnologías, la atención en salud, el comercio y la industria. En zonas rurales, su ausencia por interrupciones de suministro recurrentes interrumpe otros servicios básicos, como el suministro de agua, y también dificulta la conservación de alimentos, frena el desarrollo comercial y económico, afectando la cotidianidad de quienes residen ahí. Las localidades de Copiulemu y Pichaco, al estar al final del subalimentador Cabrero-Copiulemu de COELCHA, sufren cortes frecuentes y prolongados ante interrupciones en tramos superiores, pues no cuentan con un respaldo permanente.

Existen diferentes soluciones de respaldo para interrupciones del suministro eléctrico. Las principales son los grupos electrógenos, que ofrecen una baja inversión, aunque con una elevada huella de carbono; los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), cuya tecnología ha mejorado y su costo ha disminuido gracias a su creciente utilización a nivel global; los sistemas híbridos, que combinan generación y almacenamiento, como los sistemas fotovoltaicos con respaldo BESS, aprovechando así las ventajas de ambas tecnologías.

La comparación y selección de diferentes tecnologías de respaldo se hace con la finalidad de encontrar una solución sostenible, alineándose con las tendencias globales de electrificación responsable con uso de energías limpias. Implementar un sistema de respaldo eficiente contribuye directamente a la mejora de los índices de calidad de servicio a los que las empresas de distribución eléctrica están sometidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para evaluar su desempeño.

Además, no solo eleva la satisfacción de los usuarios finales, sino que su correcta ubicación permite priorizar la alimentación de usuarios críticos, garantizando un funcionamiento continuo.

1.2. Trabajos previos y antecedentes

Asegurar la continuidad de suministro eléctrico ha impulsado el desarrollo de tecnologías de respaldo, mejorando la continuidad y resiliencia del sistema eléctrico. Las soluciones tradicionales de respaldo han evolucionado en los últimos años a alternativas más sostenibles.

El mercado mundial de energía de respaldo se encuentra en una fase de crecimiento significativo. Según un estudio de Coherent Market Insights [61], este mercado, valorado en 2.660 millones de USD en 2022, proyecta alcanzar los 4.330 millones de USD para 2030. Esto se debe principalmente a la creciente demanda de energías renovables variables y la necesidad crítica de respaldo fiable en centros de datos, no obstante, este sector enfrenta desafíos importantes como los altos costos iniciales de implementación.

Tradicionalmente, los grupos electrógenos han sido el recurso principal para suministrar energía de emergencia ante interrupciones de suministro eléctrico. El estudio [62] puso a prueba el rendimiento de un grupo electrógeno en la empresa PT Intracawood Manufacturing, revelando que posee altos niveles de confiabilidad y disponibilidad. Para garantizar la eficiencia y además prolongar la vida útil de estos equipos, es indispensable que operen dentro de rangos específicos de carga, ya que la operación a bajas cargas puede ocasionar repercusiones negativas, como la acumulación de residuos, desgaste prematuro y un incremento tanto en costos como en emisiones de gases contaminantes [63]. Es precisamente esta última desventaja la que ha fomentado la búsqueda de alternativas más respetuosas con el medio ambiente.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) emergen como una solución. Su uso trae consigo múltiples beneficios para la red, su ubicación óptima puede maximizar estas ventajas, como se demostró en [64], donde mediante una función de optimización se determinó el mejor punto de conexión para minimizar pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de voltaje en las redes de distribución. Además, el estudio presentado en [58] muestra una superioridad de los sistemas BESS frente a los generadores diésel, ya que a largo plazo presentan un costo total inferior, no tienen emisiones de CO_2 , resultando más sostenibles, pero su autonomía suele ser limitada. El análisis presentado en [60] determina como mejor opción un sistema híbrido que combine BESS y generación diésel, en lugar de solo generación diésel, porque garantiza respaldo durante cortes prolongados y reduce la huella de carbono.

Puede resultar difícil la restauración del suministro tras interrupciones por casos fortuitos, como desastres naturales. El estudio [65] abordó la restauración del suministro eléctrico en microrredes con presencia de generación distribuida tras un apagón, priorizando cargas críticas. Los resultados demuestran que la estrategia de generación en islas acelera significativamente el tiempo de recuperación del suministro, subrayando la importancia de integrar generación distribuida para mejorar la resiliencia de la red.

En [66] se comparó el desempeño de un generador diésel convencional frente a un sistema de respaldo híbrido, basado en generación solar y almacenamiento, aplicando a edificios. Los resultados mostraron que la combinación de tecnologías de generación y almacenamiento incrementa el rendimiento y reduce las emisiones contaminantes presentes en los equipos diésel. De manera similar en [67] se analizó un sistema de respaldo para un hospital compuesto de generación solar y almacenamiento en baterías, operando de forma aislada, superó a los generadores diésel en términos de resiliencia, costos y sostenibilidad.

Estados Unidos es líder global en el despliegue de microrredes, impulsado por la necesidad de resiliencia y la mejora de la confiabilidad del suministro eléctrico. Las microrredes estadounidenses integran diversas fuentes de generación y almacenamiento, siendo vitales para la red eléctrica al permitir la operación autónoma y la gestión inteligente de la energía. El Departamento de Energía (DOE) ha establecido una Estrategia de Microrredes para optimizar estas soluciones energéticas locales mediante la construcción, mejora y el uso de controles avanzados. Los estados más desarrollados en esta área son California y Nueva York [68].

Siguiendo a Estados Unidos, Japón es otro líder en el avance de microrredes, distinguiéndose por su uso inteligente y tecnológico de estas soluciones en su desarrollo energético. Impulsado por la vulnerabilidad ante desastres naturales, el país promueve microrredes capaces de integrar y optimizar la generación distribuida, el almacenamiento avanzado y la gestión inteligente, tanto en entornos urbanos como rurales. Estas redes son cruciales para operar de forma autónoma durante emergencias, asegurando el suministro a infraestructuras estratégicas y al mayor número posible de usuarios [70]. Este robusto crecimiento es respaldado por políticas de resiliencia y descarbonización, así como por el firme compromiso del gobierno y diversas organizaciones energéticas en el apoyo a estas tecnologías de vanguardia.

1.3. Motivación

1.4. Cooperativa de energía eléctrica Charrúa Ltda.

La Cooperativa de energía eléctrica Charrúa Ltda. (COELCHA) es una empresa de distribución eléctrica presente en 7 comunas de la región del Biobío y Ñuble [1]. Entrega suministro eléctrico a zonas rurales catalogadas por NTCSD [2] como sectores de densidad extremadamente baja, esto debido a la dispersión geográfica de las cargas.

El subalimentador Cabrero, observado en la Figura 1.1, es uno de los principales de la red de distribución, con una extensión aproximada de 52 km que inicia en la comuna de Cabrero y se extiende hasta el sector de Copiulemu y Pichaco, en las comunas de Florida y Hualqui respectivamente. Corresponde a una red eléctrica con topología mayoritariamente radial, una desventaja de esta configuración es que cualquier interrupción o corte de suministro en la línea troncal deja sin suministro a todos los usuarios ubicados aguas abajo del punto de desconexión, afectando la continuidad y calidad del servicio.



Figura 1.1 Subalimentador Cabrero-Copiulemu COELCHA (GIS, COELCHA)

La gráfica expuesta en la Figura 1.2 presenta el índice SAIDI correspondiente a los últimos 7 años para la comuna de Florida, la cual ha sido mencionada anteriormente como la última de la red de distribución. Este índice permanece por encima del límite máximo establecido por CNE en su norma técnica de calidad, que nos habla de un máximo de 14 horas anuales de interrupción promedio por cliente.

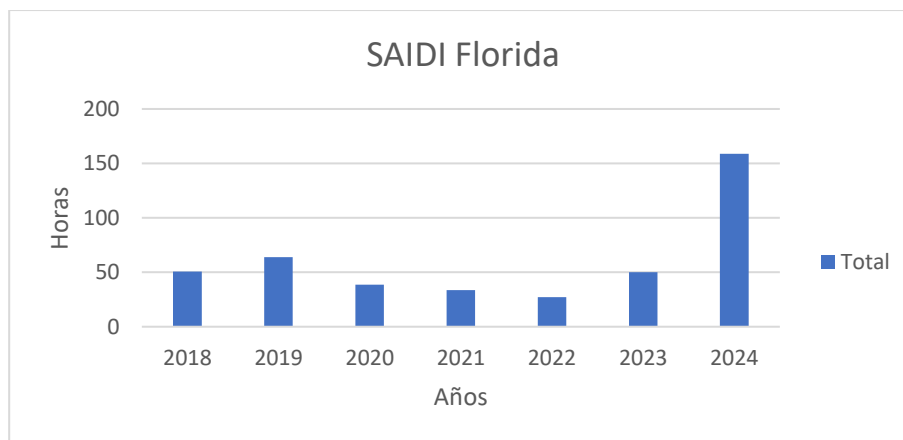


Figura 1.2 SAIDI 2018-2024 Florida, COELCHA

Estas interrupciones tienen directo impacto en la vida de las personas que allí residen, ya que durante ese tiempo se ve comprometido el funcionamiento de 11 consumos críticos, identificados en la Figura 1.3, principalmente plantas de agua potable (círculo azul), antenas de comunicación (círculo verde) y electrodependientes (círculo rojo).



Figura 1.3 Clientes críticos Copiulemu y Pichaco (GIS, COELCHA)

La empresa enfrenta consecuencias económicas y regulatorias asociadas al incumplimiento de los estándares de calidad, exponiéndose a multas y sanciones. También sufre pérdidas financieras directamente por la Energía No Suministrada (ENS), ya que durante las interrupciones deja de vender esa energía. Paralelamente, estas interrupciones deterioran la confianza y percepción que los usuarios finales tienen de la empresa, afectando su reputación y relación con la comunidad.

Esta problemática motivó la realización de una investigación orientada a mejorar la continuidad del suministro eléctrico para los habitantes de Copiulemu y Pichaco, donde en su mayoría son cargas residenciales, y existe además una significativa cantidad de consumos críticos.

1.5. Objetivos

Objetivo General

Determinar el sistema de respaldo más adecuado para el subalimentador de la red de distribución que abastece a los sectores de Copiulemu y Pichaco, minimizando el tiempo de interrupción de suministro eléctrico.

Objetivos Específicos

- Identificar y describir la problemática de las interrupciones del suministro.
- Investigar las características, beneficios y limitaciones de sistemas de respaldo (grupo electrógeno, sistemas de almacenamiento de energía en baterías y generación fotovoltaica solar más almacenamiento de energía en baterías).
- Comparar las tecnologías de respaldo según su impacto ambiental, vida útil y tiempos de construcción.
- Dimensionar las tecnologías de respaldo y evaluar su disponibilidad operativa.
- Cuantificar las pérdidas técnicas mediante simulación en DigSILENT Power Factory de la implementación de estas tecnologías en la red.
- Evaluar económicamente las tecnologías de respaldo.

1.6. Hipótesis de Trabajo

La implementación de un sistema de respaldo seleccionado mediante un análisis comparativo basado en el impacto ambiental, la vida útil, el tiempo de construcción/instalación y la viabilidad económica, permitirá reducir las horas de interrupción del suministro eléctrico en el sector de Copiulemu, mejorando la continuidad para clientes residenciales y consumos críticos, disminuyendo las pérdidas económicas y sanciones que enfrenta la empresa de distribución.

1.7. Alcances y limitaciones

- Análisis comparativo de tres tecnologías de respaldo de energía.
- Dimensionamiento específico para cada tecnología.

- Evaluación de disponibilidad con simulación.
- Análisis económico por medio de proyecciones y valores tarifarios actuales.
- Propuesta de solución de un sistema de respaldo.

1.8. Temario y Metodología/ estructura de trabajo

El presente documento está estructurado en 6 capítulos que abordan de manera secuencial los objetivos planteados en la investigación.

El capítulo 1 presenta la introducción al tema, donde se expone la motivación, los objetivos, la hipótesis y alcances del trabajo.

En el capítulo 2, se desarrolla el marco teórico, proporcionando los conceptos fundamentales y antecedentes relevantes de las tecnologías de respaldo y la calidad del suministro eléctrico.

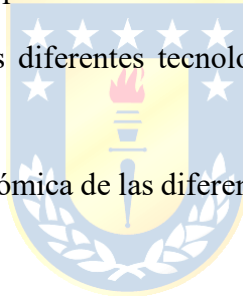
El capítulo 3 está dedicado a la comparación de las tecnologías seleccionadas, evaluando aspectos técnicos, económicos y ambientales que permiten identificar sus pros y contras.

El capítulo 4, dimensionamiento de las diferentes tecnologías con respecto al perfil de demanda promedio.

El capítulo 5 muestra la evaluación económica de las diferentes tecnologías como sistema de respaldo y otras aplicaciones.

El capítulo 6 presenta el análisis de resultados obtenidos y seleccionar la tecnología.

Finalmente, el capítulo 7 presenta las principales conclusiones del estudio.



2. Marco teórico

2.1. Sistema de distribución

Se le llama al conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro eléctrico a usuarios ubicados en sus zonas de concesión o bien fuera de la zona que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 kV [2].

Sistema de distribución rural

En lo que respecta a SD rurales, generalmente tiene una topología radial. Lo que implica que la red eléctrica solo consta de un único punto de alimentación y sigue un único camino hacia las cargas. Es simple, pero tiene como desventaja que una interrupción o falla en el suministro deja obligatoriamente a los usuarios fuera de servicio hasta que el problema es resuelto. La Figura 2.1 muestra una red de topología radial.

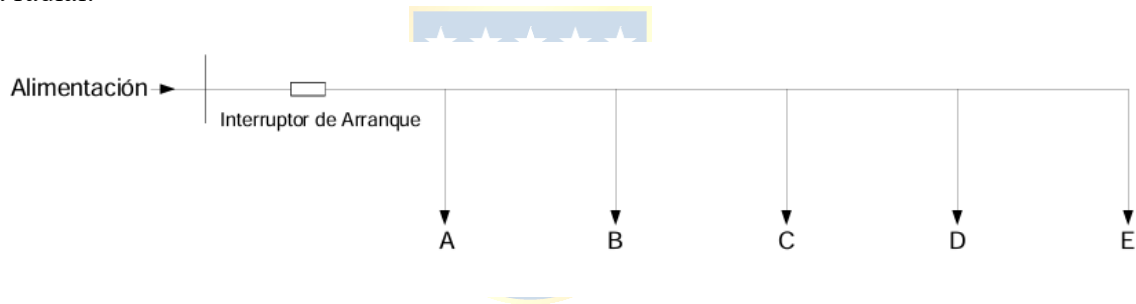


Figura 2.1 Esquema de la topología radial [3]

2.2. Calidad de servicio eléctrico

En Chile, las empresas distribuidoras están sujetas a estándares y exigencias establecidas por la Comisión Nacional de Energía, con el fin de garantizar un suministro eléctrico continuo y confiable que satisfaga la demanda eléctrica.

Interrupciones de suministro

La continuidad del suministro puede ser afectada por diferentes causas que generan interrupciones en el servicio eléctrico. En Chile, estas interrupciones se clasifican en tres tipos: externas, cuando se deben a fallas en instalaciones de las empresas del segmento de generación y transmisión de electricidad; internas, cuando corresponden a fallas del segmento de distribución; y por fuerza mayor o caso fortuito a las que se consideran como hechos irresistibles e impredecibles, como por ejemplo desastres naturales [4]. El Oficio Circular SEC N°544 [5] clasifica 36 causas de interrupciones dentro

de estas categorías. En este contexto, el Artículo 3A de la Ley N°18.410 establece que las empresas distribuidoras deben informar a la SEC sobre todas las interrupciones que afecten sus redes una vez por mes, acompañando dicha información con una clasificación de la causa y las evidencias necesarias cuando se postulen las causas como fuerza mayor o caso fortuito.

Índices de confiabilidad

Los cálculos de los índices de confiabilidad nos permiten evaluar el desempeño de las redes de distribución, identificar áreas críticas e intentar mejorar la calidad del servicio. Las exigencias de calidad de suministro orientadas al cliente son: SAIDI_j: Tiempo Medio de interrupción por Cliente en el área de control j medida en $[Horas/Año]$ y SAIFI_j: Frecuencia Media de interrupción por Cliente en el área de control j , medida en $[N^{\circ}Interrupciones/año]$.

La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [2] determina valores máximos establecidos en la Tabla 2.1 y Tabla 2.2 de los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales no deberán ser superados durante cualquier periodo de 12 meses consecutivos.

Densidad de la red \ Indicador	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente Baja
SAIDI (en horas)	5	7	9	11	14
SAIFI	4,5	5,5	7	7,5	8

Tabla 2.1 Límite SAIDI y SAIFI por par comuna-empresa hasta año 2025 [2]

Densidad de la red \ Indicador	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente Baja
SAIDI (en horas)	5	7	9	11	14
SAIFI	3,5	4,5	5,5	6,5	7

Tabla 2.2 Límite SAIDI y SAIFI por par comuna-empresa hasta año 2026 [2]

Cuando se habla de índices orientados a la energía destaca el indicador ENS: Es un índice de energía interrumpida y representa la cantidad de energía que la empresa distribuidora deja de suministrar a sus clientes en un periodo de tiempo, expresada en $[kWh]$. Es la cantidad de energía que la empresa distribuidora deja de vender, por lo que representa uno de los parámetros más importantes para evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad del servicio por medio de inversiones.

2.3. Sistema de respaldo

Es una solución que proporciona energía eléctrica cuando el suministro principal no está disponible, garantizando la continuidad de operación para las diferentes cargas, se suelen utilizar en regiones donde las interrupciones de electricidad son comunes.

Grupo electrógeno

El grupo electrógeno es un equipo que consta de un motor de combustión interna, como uno diésel o de gasolina, acoplado a un generador eléctrico. Su función principal es generar electricidad de forma autónoma en lugares donde no hay acceso a la red eléctrica o como respaldo en caso de cortes de energía.

Los grupos electrógenos pueden clasificarse de diversas maneras según su movilidad, su finalidad, el combustible utilizado, sus características acústicas y el tipo de conmutación de carga [6]:

Movilidad

- Permanentes: instalados en un punto fijo.
- Transitorios o móviles: diseñados para trasladarse según la necesidad.

Finalidad

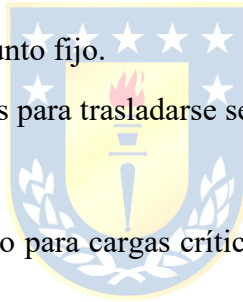
- Sistemas de emergencia: respaldo para cargas críticas que deben mantenerse activas en todo momento.
- Generación en punta: suministran energía a cargas que se desconectan de la red eléctrica en horarios de punta con el fin de disminuir la demanda.
- Cogeneración: operan en paralelo con la red.
- Generación aislada: funcionan de forma independiente en zonas sin conexión a la red.

Combustible

- Diésel, gasolina o gas.
- Biofuel: utilizan una mezcla de gas y combustible gracias a un kit dual, una opción económica para equipos grandes con muchas horas de operación anual.

Tipo de alimentación a la red

- Monofásica: genera energía en una sola fase, utilizado para cargas pequeñas y uso residencial.



- Trifásica: genera energía en tres fases, adecuado para cargas grandes y aplicaciones industriales.

Acústica y protección

- Descubiertos: sin carcasas, el ruido se transmite directamente al entorno.
- Con cabina contra la intemperie: el equipo está protegido, pero el sonido puede amplificarse.
- Con cabina insonorizada: reducen significativamente el ruido; su diseño debe garantizar ventilación adecuada y minimizar pérdidas de potencia debidas al silenciador en el escape.

Conmutación de carga [73]

- Automática (ATS): detecta la caída de la red y conmuta al generador sin intervención humana.
- Manual: el operario acciona el interruptor; no es adecuado para cargas que no admiten interrupciones.
- Sincronizada: conecta y desconecta el generador sin cortes, manteniendo voltaje y frecuencia alineados con la red.

A diferencia de los generadores simples, los grupos electrógenos están diseñados para proporcionar una fuente de energía continua y confiable durante periodos prolongados, manteniendo una operación estable y confiable incluso durante horas o días.

Una desventaja de este sistema es que está expuesto a la falta de combustible por diversos factores técnicos o externos a la operación, como derrames de combustible, que pueden provocar graves impactos ambientales y económicos, o la falta de abastecimiento, situación común cuando el equipo se encuentra alejado de zonas urbanas y requiere traslado del combustible. Por lo que la potencia que puede suministrar el grupo electrógeno no dependerá solo de la eficiencia de la máquina, sino que también de la disponibilidad de combustible [6].

Para asegurar un buen funcionamiento y una vida útil prolongada de estos equipos, [7] recomienda un rango de carga entre 50% y 85% para grupos diésel, y entre 70% y 100% para los de gas. Operar a cargas demasiado bajas, especialmente por debajo del 30 %, puede provocar problemas como acumulación de residuos, bajo rendimiento, desgaste prematuro y mayores costos de mantenimiento.

Es de vital importancia conocer las características del sistema de distribución al cual será conectado para elegir correctamente el sistema de respaldo, su demanda máxima es importante, pero también se

debe pensar en los momentos de baja carga y las condiciones que debe cumplir para que el grupo electrógeno de respaldo funcione correctamente.

Otro requerimiento técnico al que se le debe prestar atención es el desbalance en sistemas eléctricos trifásico, presente en redes de distribución. El desbalance de carga genera un funcionamiento ineficiente de los equipos, causando sobrecalentamiento, aumento del consumo energético, vibraciones y esfuerzos mecánicos adicionales, reduce la vida útil de los equipos, se incrementan las pérdidas [8].

Normativa ambiental asociadas:

El Decreto Supremo N°38/2020 [9], establece la norma de emisión para grupos electrógenos, fijando límites máximos de emisión para grupos electrógenos nuevos con motores diésel de potencia igual o mayor a 19 kW, con el fin de controlar contaminantes emitidos como material particulado, CO, NO_x y HCNM. En sus artículos 4°, 5°, 6° y 7°, establece los límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape de los grupos electrógenos regulados, expresado en gramos por kilowatt-hora (g/kWh) en función de la potencia máxima del motor, el desplazamiento volumétrico por cilindro y la fecha de importación del equipo.

La Resolución Exenta N°3175, publicada por el Ministerio de Medio Ambiente, busca ajustar los plazos mediante la modificando la entrada en vigor y de las condiciones para la aplicación del Decreto Supremo N°38/2020, con el fin de que los regulados puedan cumplir con los nuevos estándares ambientales sin afectar la disponibilidad, sobre todo cuando se trata de equipos de uso esporádico [11].

Sistema de almacenamiento de energía

Son sistemas capaces de retirar energía del sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, térmica, mecánica, entre otras) para su conservación, con el objetivo de reconversión en electricidad e inyectarla nuevamente al sistema eléctrico.

Existen diferentes tecnologías, según su tipo de almacenamiento, la Figura 2.2:

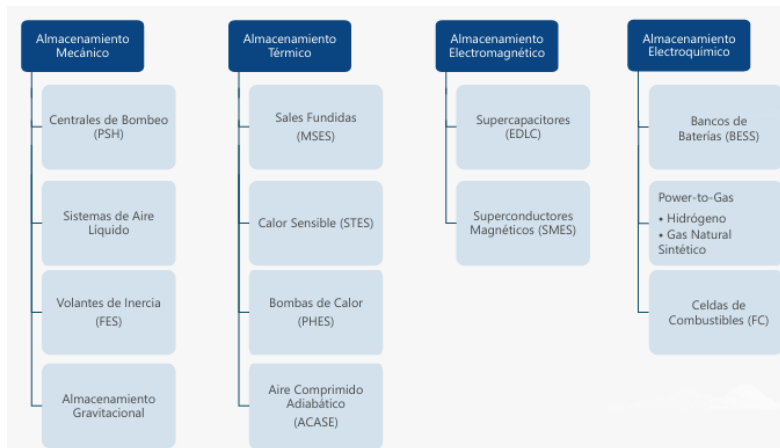


Figura 2.2 Principales tecnologías de almacenamiento de energía a nivel internacional [12]

A. *Tecnología BESS*

Sistema de almacenamiento de energía de la batería (BESS) está diseñado para almacenar energía eléctrica mediante una o varias baterías recargables. Esta energía se almacena para su uso posterior, cuando sea necesario, haciendo así al suministro continuo durante interrupciones o periodos de alta demanda. Está conformado por las celdas de la batería, un sistema de gestión de baterías (BMS) que supervisa el rendimiento y seguridad de las baterías; sistema de conversión de energía (PCS) o inversor bidireccional y un sistema de gestión de energía (EMS) el cual optimiza la eficiencia y el rendimiento del sistema [20].

Las tecnologías de baterías convencionales han evolucionado significativamente en los últimos años, convirtiéndose en una solución confiable para el almacenamiento de energía. Entre estas tecnologías se encuentran las baterías de plomo ácido, níquel cadmio, sodio azufre, ion de litio, entre otras, siendo esta última la más destacada por su alta densidad de energía, mayor eficiencia, larga vida útil, menor impacto ambiental, una profundidad de descarga mayor y un rango de temperatura de operación más amplio que las hace versátiles [13], [71].

Los BESS pueden tener diversas aplicaciones en las redes eléctricas. En Chile, la más común es su integración con sistemas de generación de energía renovable, como solar o eólica. Esta integración permite almacenar el excedente de energía eléctrica en instantes en que la generación es mayor a la demanda, evitando el vertimiento y posibilitando su uso posterior. De este modo, se logra un uso más eficiente de la energía [17].

Además, los BESS ofrecen otras aplicaciones. Entre ellas se destacan:

- El load shifting/peak shaving (desplazamiento de carga/afeitado de picos) [14], el cual consiste en cargar el BESS durante periodos de baja demanda, como las horas valle y se descarga durante los periodos punta como muestra la Figura 2.3, con el objetivo de reducir la congestión sobre la red de transmisión y distribución.

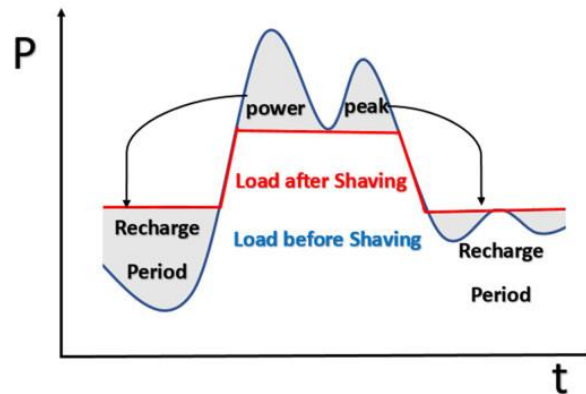


Figura 2.3 Curva de carga con recorte de picos de demanda [14]

- El arbitraje de energía, que se basa en cargar el sistema cuando los precios son bajos (normalmente durante la madrugada) y descargarlo cuando los precios son más altos, como ilustra la Figura 2.4, estrategia que permite una eficiencia tanto energética como económica de la energía almacenada [15].

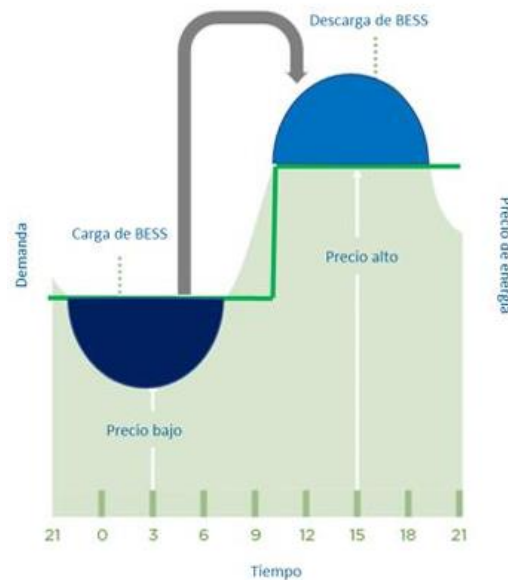


Figura 2.4 Curva de carga con arbitraje de energía [15]

- Regulación de frecuencia/tensión, puede mejorar la frecuencia y voltaje de la red a la que está conectada al actuar como un regulador dinámico que equilibra la generación y demanda en tiempo real [13].
- Respaldo de energía, en caso de perder el suministro principal, el BESS se utiliza para proporcionar energía de respaldo a usuarios finales, para mantener la continuidad del suministro, como lo ilustra la Figura 2.5 [16].

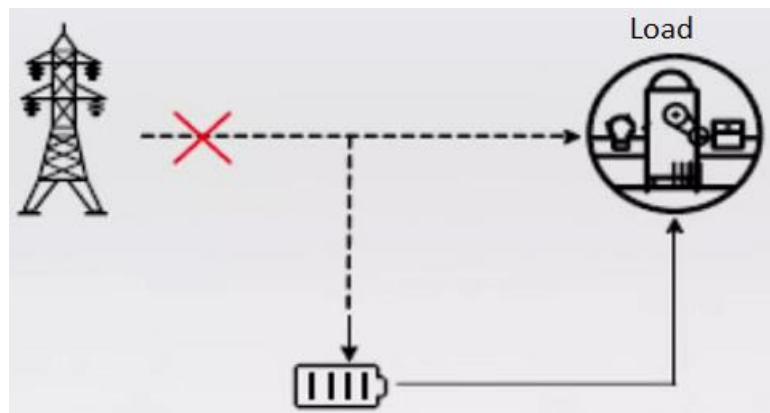


Figura 2.5 BESS como sistema de respaldo [16]

Según el Reporte Energía Abierta Ciudadana sobre almacenamiento [12], la tecnología de almacenamiento de energía más presente en Chile se basa en los sistemas de baterías BESS. La mayoría de estos proyectos se ubican en las regiones de Antofagasta, Atacama, la Región Metropolitana, el Maule y La Araucanía. Ha existido un creciente desarrollo de baterías, las que se han instalado principalmente en centrales solares ya operativas. El Boletín Generadoras de Chile de marzo 2025 [17] cuantifica 23 proyectos en operación, los que corresponden a 1.235 MW y 27 proyectos en construcción que suman la cantidad de 2.954 MW.

La Ley N°21.505 [18] promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad en Chile, permitiendo a sistemas de almacenamiento, tanto stand alone como su incorporación a gran escala en energías renovables a que participen del mercado eléctrico.

Normativa ambiental asociada:

Por otro lado, la Ley N°20.920 o Ley de Responsabilidad Extendida del Productor (REP) [51] rige el manejo de residuos de baterías, considerándolas como un producto prioritario. Esta ley obliga a los productores a hacerse cargo de la recolección, almacenamiento y tratamiento de las baterías cuando

termina su vida útil, con el fin de reducir su impacto ambiental. Actualmente, el Ministerio del Medio Ambiente está elaborando un Decreto supremo específico para la obligación sobre baterías en desuso.

Según el Informe de Costos de tecnologías de generación y almacenamiento, publicado en mayo 2025, habla de disminuciones en su costo en los últimos años debido a las continuas mejoras tecnológicas que presentan y a la alta demanda por equipos debido al proceso mundial de transición energética y descarbonización [19]. Se prevé que la capacidad instalada de almacenamiento en baterías estacionarias crezca rápidamente hasta 2030. Las proyecciones de National Renewable Energy Laboratory (NREL) en la Figura 2.6 hablan de una reducción significativa de costos para el 2050 en baterías.

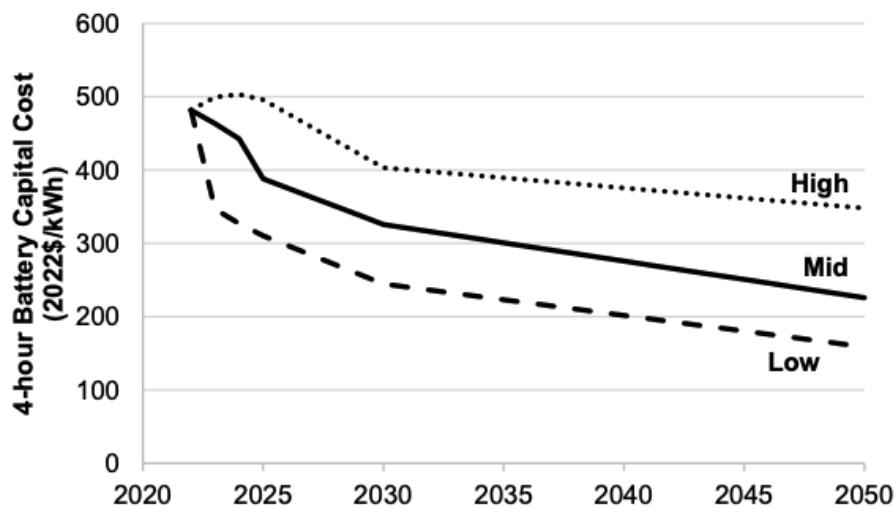


Figura 2.6 Proyección de costos de energía de un sistema de iones de litio 4 h (NREL, 2022)

Tecnología solar fotovoltaica + BESS

Esta tecnología se basa en celdas compuestas por materiales semiconductores que convierten energía solar lumínica en energía eléctrica. A las que se les incorporan sistemas de almacenamiento de energía en baterías, debido a que las centrales solares dependen de un recurso natural y no se puede disponer de este libremente a cualquier hora del día, se destina el excedente de producción al almacenamiento para un uso futuro, tal como representa la Figura 2.7.

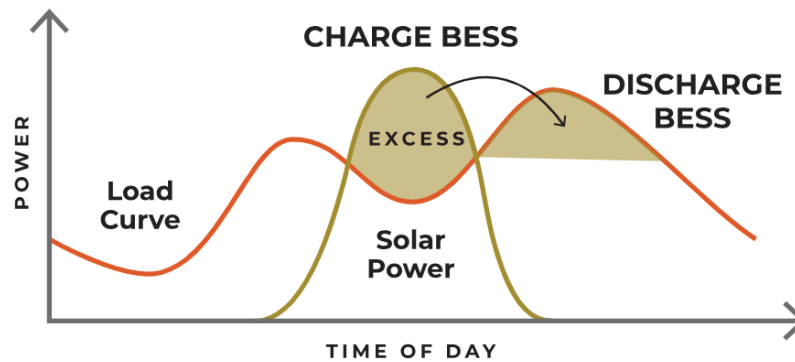


Figura 2.7 Carga del BESS en función de la energía fotovoltaica y la carga [21]

Al integrar BESS a energías renovables se mejora [13], [22]:

- **Eficiencia:** Permite maximizar el aprovechamiento de la energía generada por el sol, almacenando el excedente, evita el vertimiento o pérdida de esta energía.
- **Regulación de tensión:** Almacena el excedente de energía solar en los picos de producción para limitar la inyección en la red y evitar subidas de voltaje.
- **Confiabilidad:** Permite satisfacer la demanda en diferentes momentos del día, cuando la demanda es alta y la luz solar es baja o nula, durante la noche o interrupciones de suministro.
- **Sostenibilidad:** Reduce la dependencia de fuentes de generación con combustibles fósiles, fomentando una matriz energética más limpia.
- **Evitar inversiones:** Gestiona picos de demanda que causan congestión en las líneas, evita o aplaza inversiones en infraestructura.

Este tipo de sistemas se puede conectar a la red (on-grid), dentro de esta modalidad hay dos subtipos relevantes:

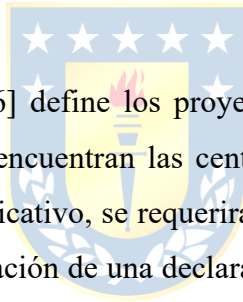
- **Netbilling**, que permite a los usuarios residenciales e industriales con sistemas solares fotovoltaicos de hasta 300 kW vender sus excedentes energéticos a la red eléctrica según la ley 21.118 [23], con el objetivo de autoconsumo con compensación económica por la energía inyectada.
- **Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)**, son instalaciones de mayor escala cuya potencia es menor o igual a 9 MW, conectados a la red de distribución o a instalaciones de una empresa que posea redes de distribución que utilice bienes públicos. Y **Pequeño Medios de Generación (PMG)** que se diferencia porque se conecta al sistema de transmisión. Definido en Chile por el Decreto Supremo N°88 [24].

Según el Boletín Generadoras de Chile de marzo 2025 [17], la potencia instalada de energía generada mediante tecnología fotovoltaica alcanza los 11.103 MW. Además, se registran 23 proyectos en operación de SFV + BESS que corresponden a 818 MW (en almacenamiento) y 27 proyectos en construcción que representan 1.734 MW y 1 proyecto en pruebas de 95 MW.

La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión tiene como objetivo regular la conexión y operación segura, eficiente y coordinada de los proyectos de generación distribuida en dichas redes, estableciendo los requisitos técnicos y de seguridad. En su Título 7-6 especifica el comportamiento en estado de falla: el PMGD deberá separarse automáticamente de la red de media etnsión del SD durante fallas en el circuito al cual está conectado. En cuanto a su título 7-8, habla de la operación en isla, se podrá realizar mientras exista un acuerdo entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, siempre y cuando se cuente con las protecciones adecuadas [25].

Normativa ambiental asociada:

El artículo 10 de la ley N°19.300 [26] define los proyectos o actividades susceptibles a causar impacto ambiental, dentro de ellos se encuentran las centrales generadoras de energía mayores a 3MW. Si el impacto ambiental es significativo, se requerirá un estudio de impacto ambiental (EIA). En caso contrario, bastará con la elaboración de una declaración de impacto ambiental (DIA) siendo una generación menor a 3 MW, se puede catalogar como proyecto de impacto no significativo (INS) a la red eléctrica.



3. Comparación de sistemas de respaldo

En este estudio se comparan tres tecnologías de sistemas de respaldo eléctrico: generación térmica diésel, almacenamiento de energía en baterías (BESS) y sistema híbrido de generación solar fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías. La comparación considera aspectos clave como la vida útil de cada tecnología, el tiempo requerido para su instalación y puesta en marcha, el impacto ambiental asociado a partir de emisiones.

3.1. Impacto ambiental

Cuando de impacto ambiental se trata, los grupos electrógenos diésel generan emisiones constantes de carbono y partículas contaminantes durante su operación. En cambio, las otras dos tecnologías no utilizan combustión como método de generación, no emiten gases durante su funcionamiento, aunque sí presentan una huella de carbono asociada a los procesos de fabricación y fin de su vida útil [55],[57], como se muestra en la Tabla 3.1.

La combustión de diésel genera diferentes contaminantes ambientales. Entre ellos se encuentra el dióxido de carbono (CO_2), un gas de efecto invernadero que contribuye significativamente al cambio climático. El contaminante más emitido por grupos electrógenos es el óxido de nitrato (NO_x), seguido por el dióxido de azufre (SO_2), hidrocarburos no metálicos (HCNM) y el material particulado (MP), principalmente el MP2.5, los cuales se asocian a efectos adversos en la salud respiratoria y cardiovascular en las personas [9].

Tecnología	Factor de emisiones [gNO _x /kWh]	Factor de emisiones [gSO ₂ /kWh]	Factor de emisiones [gCO/kWh]	Factor de emisiones [gMP2.5/kWh]	Factor de emisiones [gHCNM/kWh]
Grupo electrógeno	1,696	0,585	0,360	0,031	0,19
BESS	-	-	-	-	-
Sistema fotovoltaico	-	-	-	-	-

Tabla 3.1 Emisiones contaminantes según tecnología [33]

Las emisiones por operación totales se calculan con la ecuación (3.0):

$$\text{Emisiones} = \text{Energía generada} * \text{Factor de emisión} \quad (3.0)$$

3.2. Vida útil

A. Grupos electrógenos

La vida útil de un grupo electrógeno se suele medir en horas de funcionamiento, se habla de 10.000 a 30.000 horas de operación total para sistemas que son utilizados como sistemas de respaldo, pero puede disminuir cuando se utiliza como generador principal a 20.000 horas [34]. Es importante mencionar que los años de servicio dependerán también del correcto mantenimiento del equipo. La Tabla 3.2 muestra que un uso esporádico como sistema de respaldo energético incrementa la vida útil de 20 a 30 años, pero que su funcionamiento continuo como fuente principal reduce la vida útil a alrededor de 15 años.

Uso	Años
Sistema de respaldo	20 – 30
Generación principal	15

Tabla 3.2 Vida útil grupos electrógenos [34]

B. BESS

Los sistemas BESS basados en baterías de ion litio tienen una vida útil estimada entre 10 y 15 años, siempre que se mantengan en condiciones óptimas. La vida útil dependerá del número de ciclos, las condiciones ambientales y el mantenimiento del sistema. Su uso esporádico como sistema de respaldo puede extender la vida útil. Factores que reducirían su vida útil son las altas temperaturas, alta tasa de descarga y una alta frecuencia de descargas profundas [35].

C. SFV+BESS

La vida útil promedio de un parque fotovoltaico moderno se estima entre 25 y 30 años. Esta puede variar según la calidad de los materiales utilizados en los paneles y componentes auxiliares, así como por factores ambientales como la exposición a humedad, calor extremo o granizo. Un mantenimiento adecuado y el reemplazo oportuno de componentes críticos son fundamentales. Además, los paneles sufren una degradación natural con el tiempo, por lo que su rendimiento disminuirá progresivamente respecto al nivel inicial [36].

3.3. Tiempo de construcción

El Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento (ICTGA) entrega plazos referenciales de construcción y puesta en servicio de las distintas tecnologías. La Tabla 3.3 muestra los tiempos considerados. Se entiende que se pueden extender o reducir según las circunstancias de cada proyecto [19].

Tecnología	Tiempo de construcción y puesta en servicio [años]
Térmica diésel	1
Solar fotovoltaica	2
Solar fotovoltaica con almacenamiento	3
Sistemas de almacenamiento en baterías	2

Tabla 3.3 Plazos referenciales de construcción, montaje y puesta en servicio [19]



4. Dimensionamiento

En el presente capítulo se aborda el proceso de dimensionamiento de las tres alternativas de sistemas de respaldo eléctrico. En primera instancia un grupo electrógeno, un sistema BESS y una combinación de PMGD solar con BESS.

El estudio se centra en una red de distribución eléctrica compuesta principalmente por cargas residenciales, las que representan el consumo de hogares, que operan bajo la tarifa BT1, correspondiente a clientes regulados de baja tensión con demandas típicas del sector habitacional, como lo ilustra la Figura 4.1, presentando una variación típica durante el día, con mayores consumos entre las 17:00 y 22:00 h, lo cual influye directamente en la selección y dimensionamiento de los sistemas de respaldo. El perfil de demanda fue obtenido a partir de la lectura de corriente y demanda del reconfigurador 52C-23, observado en la Figura A.1 del anexo A.2.



Figura 4.1 Perfil de demanda de las cargas residenciales de Copiulemu COELCHA

Es importante destacar que dentro del perfil de demanda del sector existen consumos que requieren de vital atención debido a su naturaleza crítica. Definido como “aquellos servicios con tarifa regulada asociados a hospitales, cárceles, antenas de comunicación de empresas proveedoras de servicios celulares, estaciones de bombeo y/o de tratamiento de agua de empresas sanitarias, estaciones de transporte y/o almacenamiento de empresas proveedoras de gas” por el Artículo 5-28 de la NTCS [2].

A pesar de lo esenciales que son estos consumos la empresa eléctrica no tiene responsabilidad directa sobre la continuidad del suministro a estos usuarios, no así como sucede con los usuarios electrodependientes, los cuales se encuentran en hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectados continua o transitoriamente a un dispositivo médico que requiere suministro eléctrico para funcionar [27]. Conforme a la ley N°21.304 [28] las empresas de distribución tienen la obligación de garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido. Complementariamente, el Decreto Supremo N°65 [29] regula los procesos de priorización en la reposición en caso de interrupciones, prohibición de corte de suministro por falta de pago, los requisitos para la inscripción en el registro de electrodependientes.

Se encuentran consumos críticos y electrodependientes dentro del área de análisis, identificados como seis antenas de comunicación, cuatro plantas de agua potable y un usuario electrodependiente. En la actualidad, COELCHA para garantizar la continuidad y seguridad del suministro a usuarios electrodependientes, les entrega un generador eléctrico que aporta energía en caso de interrupciones. Estas medidas buscan minimizar riesgos para la salud y bienestar de las personas, asegurando un servicio eléctrico confiable y seguro para ellas.

Dimensionamiento grupo electrógeno

Para el correcto dimensionamiento de un grupo electrógeno en redes de distribución eléctrica es necesario conocer la demanda máxima del punto de suministro. Sobre esa demanda se aplica un factor de sobredimensionamiento, de entre 20%- 25% por crecimiento futuro de carga y un margen de seguridad para evitar sobrecargas [30].

Para determinar la potencia demandada se toman lecturas simultáneas de corriente y voltaje, luego, se calcula la potencia aparente con la ecuación (4.0) para posteriormente identificar la demanda máxima leída:

$$S = \sqrt{3} * I * V \quad (4.0)$$

$$S_{gen} = S_{m\acute{a}x} * 1,25 \quad (4.1)$$

Donde,

S_{gen} : potencia generador [kVA]

$S_{m\acute{a}x}$: potencia máxima demandada [kVA]

Dimensionamiento BESS

También es recomendado un sobredimensionamiento para asegurar que el BESS funcione de manera eficiente, confiable y duradera como sistema de respaldo. Este sobredimensionamiento considera que, con el tiempo la capacidad útil del sistema disminuye debido a la degradación natural de las baterías, además, se deben contemplar las pérdidas de eficiencia en los procesos de carga y descarga, que hacen que no toda la energía almacenada sea recuperable. Otro factor clave es la profundidad de descarga (DoD), operar con un DoD limitado entre 20% y 80% ayuda a prolongar la vida útil del BESS [52]. Finalmente, para considerar el crecimiento de la demanda o carga y evitar que la capacidad del sistema sea insuficiente en el futuro, se utiliza la ecuación (4.2) [15].

$$F_{dim} = \frac{(1 + \text{degradación} [\%]) * (\text{crecimiento de carga} [\%])}{(1 - \text{pérdida de eficiencia en la descarga} [\%]) * \text{DoD} [\%]} \quad (4.2)$$

Para la potencia del BESS de acuerdo con la ecuación (4.3), indica la capacidad máxima instantánea que el sistema debe entregar o absorber; mientras que la energía según la ecuación (4.4), representa la cantidad total que el sistema debe almacenar para cubrir el tiempo de operación.

$$P_{BESS} = P_{dem} * F_{dim} \quad (4.3)$$

$$E_{BESS} = P_{BESS} * t \quad (4.4)$$

Donde,

F_{dim} : factor de sobredimensionamiento

P_{BESS} : potencia BESS [kW]

P_{dem} : potencia demandada [kW]

E_{BESS} : energía BESS [kWh]

t: tiempo [h]

Dimensionamiento SFV+BESS

Si se quiere dimensionar correctamente un PMGD se debe tener en consideración que la inyección no puede superar la capacidad de diseño del tramo del alimentador. Según la NTCO [25] la conexión del PMGD no puede provocar un cambio en la regulación de voltaje fuera de los límites establecidos por NTCSD expresados en la Tabla 4.1.

Densidad de red Tensión de red	Alta y Media	Baja y Muy Baja
Media Tensión	±6,0%	±8,0%

Tabla 4.1 Límites para Regulación de Tensión [25]

La inyección real del PMGD solar dependerá de la eficiencia de los componentes y pérdidas del sistema por temperatura, transformación y transporte de la generación [70]. Se puede expresar por medio de la ecuación (4.5) donde la potencia máxima inyectada por la planta fotovoltaica será limitada por los factores anteriormente mencionados.

$$P_{m\acute{a}x} = P_{PMGD} * (n [\%] * (1 - p\acute{e}rdidas [\%])) \quad (4.5)$$

Donde,

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima inyección [kW]

P_{PMGD} : Potencia instalada PMGD [kW]

n : eficiencia del inversor

Para dimensionar las baterías en un sistema fotovoltaico es necesario reunir los perfiles de:

- Generación fotovoltaica
- Perfil de consumo



Para calcular la energía que deberá almacenar, se debe calcular el excedente de generación:

Que corresponde a la resta entre la generación y el consumo para cada intervalo, los valores positivos serán el excedente, la suma de todos esos excedentes es la energía total diaria.

$$E_{excedente}(t) = P_{FV}(t) - P_{demanda}(t) \quad (4.6)$$

Para dimensionar la potencia del inversor y del BESS se debe identificar el instante en que la diferencia entre la generación y el consumo es máxima, en la Figura 4.2 es indicado por el número “2”.

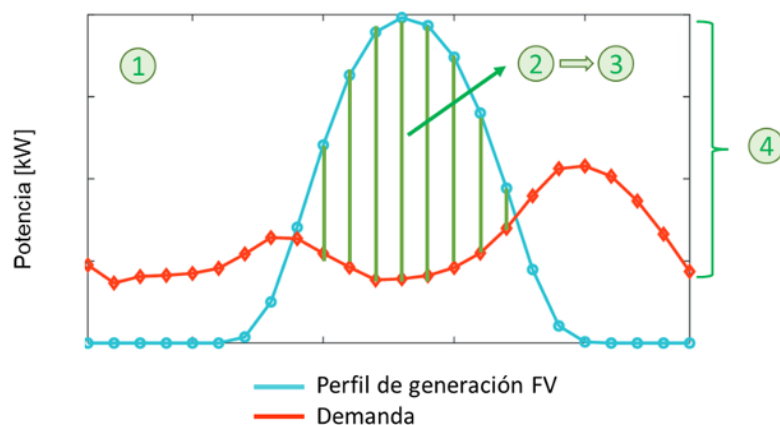


Figura 4.2 Pasos dimensionamiento BESS [15]

Sector de estudio y demanda eléctrica

Para dimensionar adecuadamente los diferentes sistemas de respaldo, es fundamental conocer la demanda eléctrica del lugar de estudio. Con este propósito, se analizaron los valores de corriente y voltaje medidos por el reconectador 52C-23, representado en la Figura A.1 en el diagrama unilineal del anexo A.2. Se ubica al inicio del sector estudiado, el cual se muestra en la Figura 4.3.

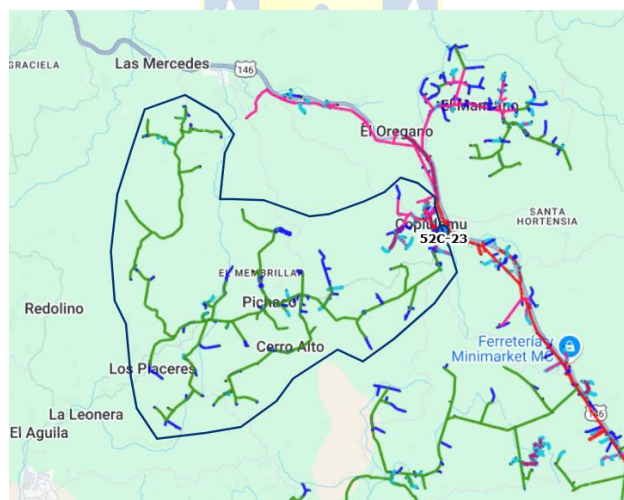


Figura 4.3 Lugar de estudio (GIS, COELCHA)

A partir de estas mediciones, correspondientes al año 2024 se estimó la potencia demandada cada 10 minutos y además por medio del promedio de las 52 lecturas más altas se calcula la demanda máxima, representada en la Figura 4.4.

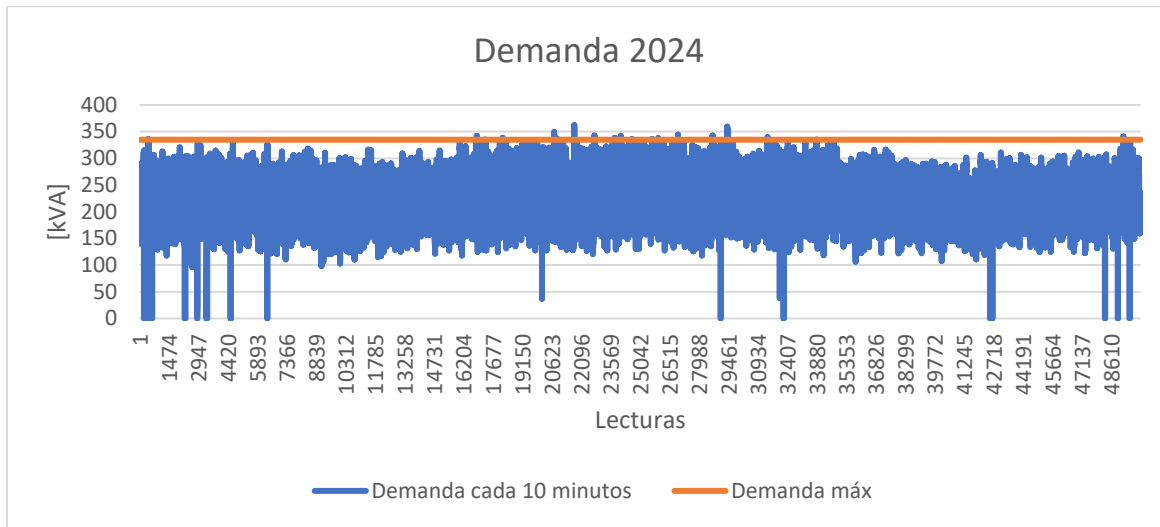


Figura 4.4 Lecturas demanda 2024 Copiulemu y Pichaco, COELCHA

Y corresponde a un perfil de demanda horaria promedio anual en la Figura 4.5, es importante considerar que este cambia según la estación del año, día laboral o fin de semana, si existe otro tipo de eventualidades, ya que representa directamente el comportamiento de las personas en sus hogares.

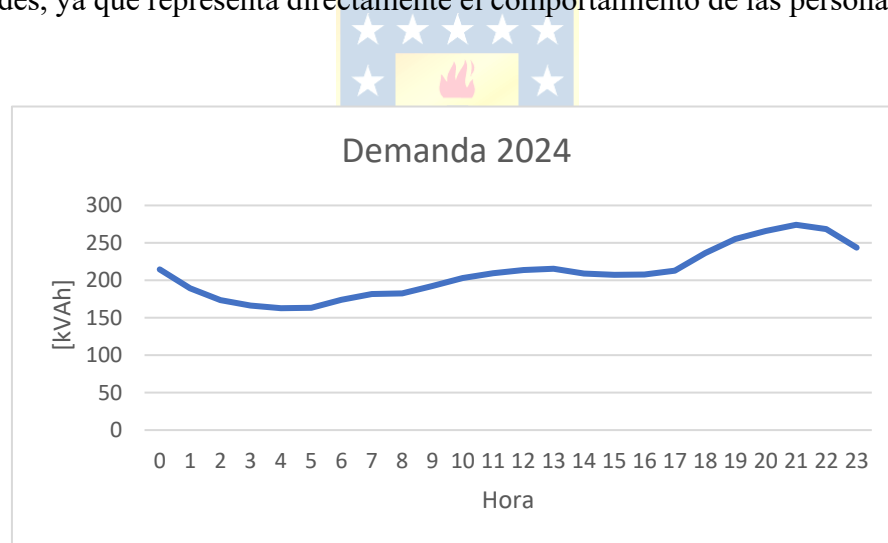


Figura 4.5 Consumo horario 2024 Copiulemu y Pichaco, COELCHA

A. Dimensionar Grupo electrógeno

Como se menciona anteriormente, es fundamental conocer la demanda que se desea respaldar. Para el sector de estudio, se ha identificado un desbalance de carga significativo ilustrado en la Figura 4.6, producto de la naturaleza extensa de las líneas de tipo monofásicas que alimentan la zona. Particularmente, en Pichaco se dispone de una larga línea monofásica conectada a la fase S, lo que imposibilita emplear la estabilización mediante transferencia o redistribución de cargas entre fases, estrategia que habitualmente se utiliza para mitigar desbalances en la red.

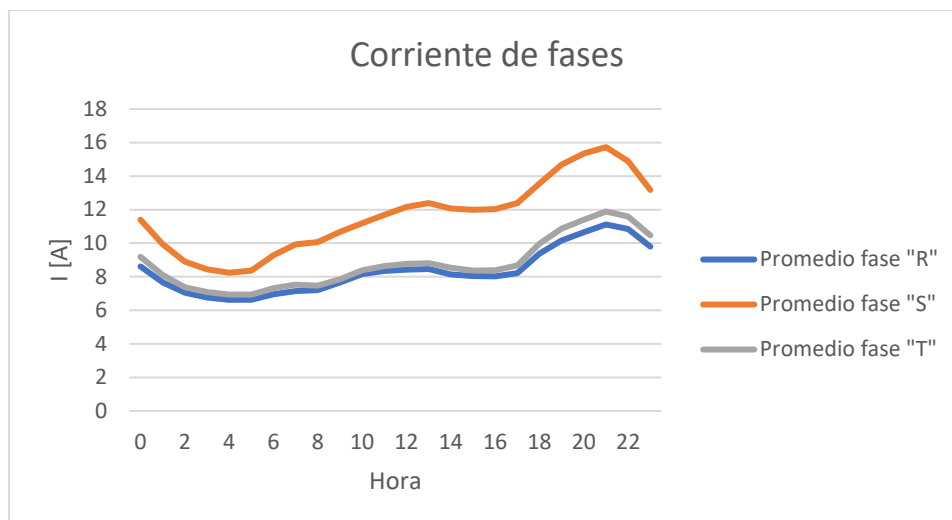


Figura 4.6 Desbalance de cargas Copiulemu y Pichaco, COELCHA

Dado que el desbalance puede afectar negativamente al grupo electrógeno con sobrecalentamiento, vibraciones y grandes esfuerzos mecánicos adicionales, se buscó un punto de conexión alternativo que permitiera alimentar el mismo sector mencionado y marcado en la Figura 4.3, pero con mejores condiciones de balance de fases, por eso es preferible conectarlo en un punto aguas arriba, garantizando así una operación más estable y segura, como lo es el sector abarcado en la Figura 4.7.

Resulta imprescindible definir dicho punto de conexión y calcular su demanda de la zona que respaldará, según la Figura 4.8 alcanza un máximo de 478 kVA. Aplicando el sobredimensionamiento del 25% de la ecuación (4.1) se obtiene 596,25 kVA, redondeando a un valor que se comercializa a 600 kVA.

$$S_{gen} = 1,25 * 478 = 596,25 \approx 600 [kVA]$$

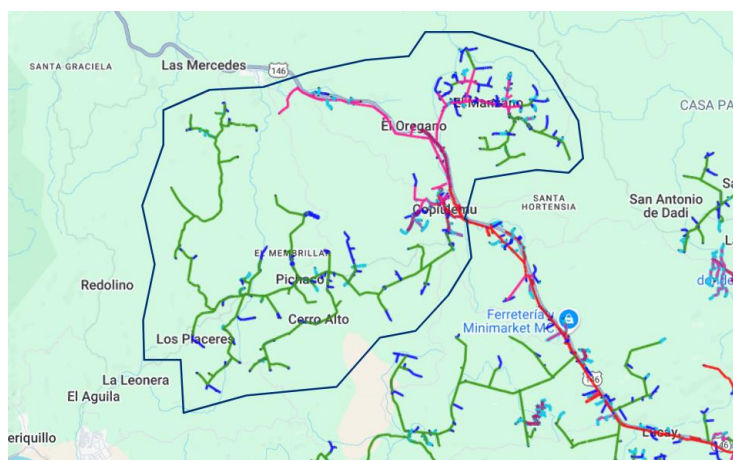


Figura 4.7 Sector respaldado por Grupo electrógeno (GIS, COELCHA)

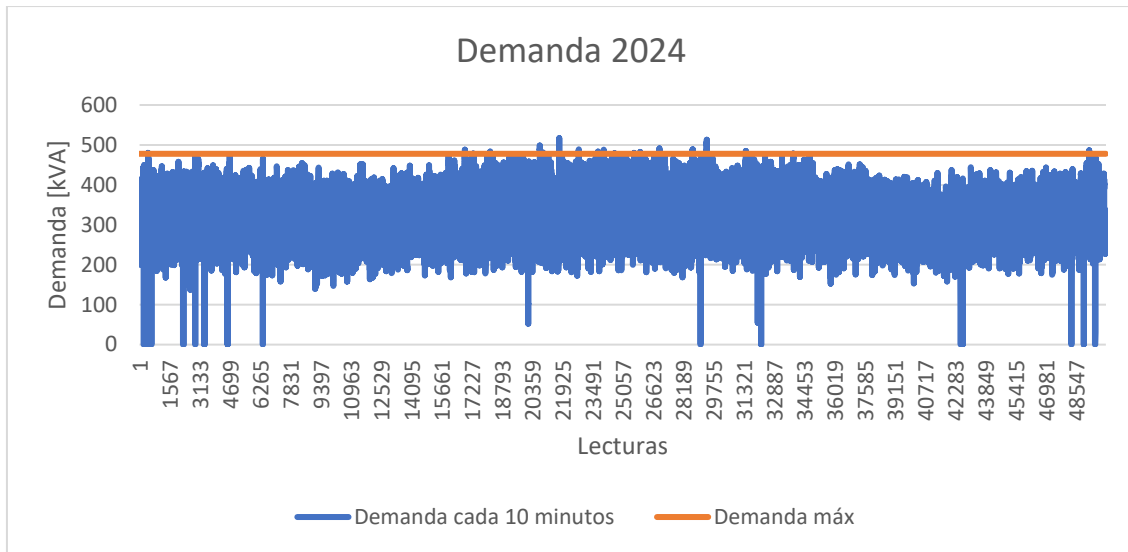


Figura 4.8 Demanda del lugar respaldado por grupo electrógeno, COELCHA

B. Dimensionamiento de sistemas BESS

El dimensionamiento de la potencia nominal del BESS se basa en la demanda máxima que debe respaldar, aplicando un factor de sobredimensionamiento. La demanda máxima, observable en la Figura 4.4 es de 334 kVA, se considera un factor de potencia de 0,95 inductivo la potencia se registra en la Tabla 4.2.

Smáx	334 kVA
Pmáx	317,3 kW

Tabla 4.2 Demanda

El factor de sobredimensionamiento se calcula con la ecuación (4.2) considerando una pérdida de eficiencia de 10%, degradación a largo plazo de 20%, crecimiento de carga esperado del 14% y profundidad de descarga de 80%. El resultado es un factor de sobredimensionamiento de 1,9.

$$F_{dim} = \frac{(1 + 0,2) * (1,14)}{(1 - 0,1) * 0,8} = 1,9$$

$$P_{BESS} = 1,9 * 317,3 \text{ kW} \approx 600 \text{ kW}$$

Para determinar la energía que el sistema de respaldo debe aportar, se analiza la curva de energía horaria, representada en la Figura 4.9. Para la empresa es fundamental que la batería abastezca el máximo tiempo posible durante el periodo de mayor demanda, que corresponde a un comportamiento

característico de las cargas residenciales y representa el regreso de las personas a sus hogares luego del horario laboral; por esto respaldar este intervalo resulta importante.

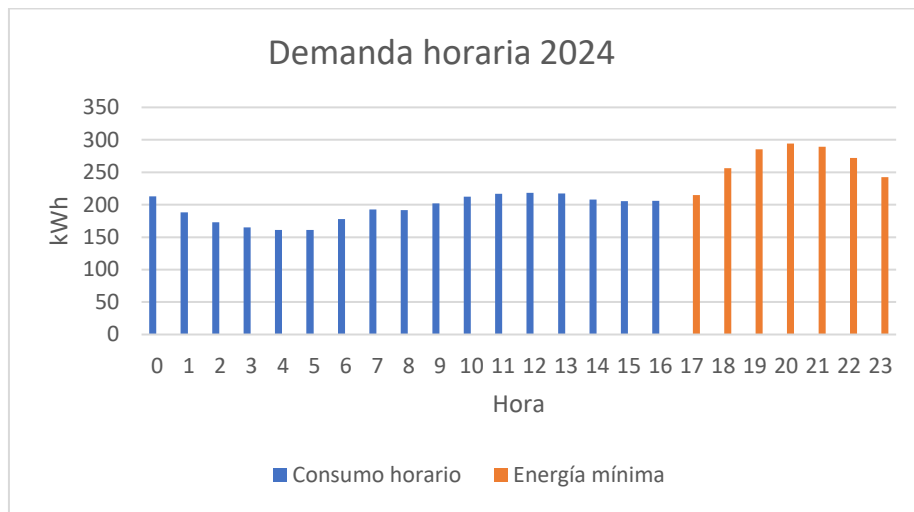


Figura 4.9 Energía mínima respaldar

La energía mínima requerida es de 1761,41 kWh, por lo que el BESS debe ser capaz de suministrar al menos esa cantidad. Se considera un tiempo de carga y descarga de 4 horas, la energía total necesaria asciende a 2.400 kWh, al considerar un DoD de 80% resulta una energía disponible de 1.920 kWh, siendo suficiente para la energía considerada como mínima. La Tabla 4.3 muestra la potencia y energía nominal del BESS.

Potencia nominal BESS [kW]	Energía BESS [kWh]
600	2400

Tabla 4.3 Potencia y energía BESS

C. Dimensionamiento PMGD solar + BESS

Al evaluar las características de la red, se determina que el conductor de menor capacidad tiene una corriente nominal de 118 A, lo que equivale a una inyección máxima de 2,7 MW para la red troncal de 13,2 kV. Al considerar una eficiencia del inversor de 98% y pérdidas del sistema del 14%, según la ecuación (4.5) el PMGD debe dimensionarse en 3,2 MW.

Al introducir un sistema fotovoltaico con estas características en el Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [72], se obtiene la generación promedio diaria ilustrada en la Figura 4.10. Más información sobre el reporte solar del PMGD se añadió en el Anexo C, incluyendo gráficas que muestran la generación horaria promedio por mes, la cual varía según la época del año, con mayor

generación en los meses con más luz solar y menor en invierno debido a la menor disponibilidad de sol.

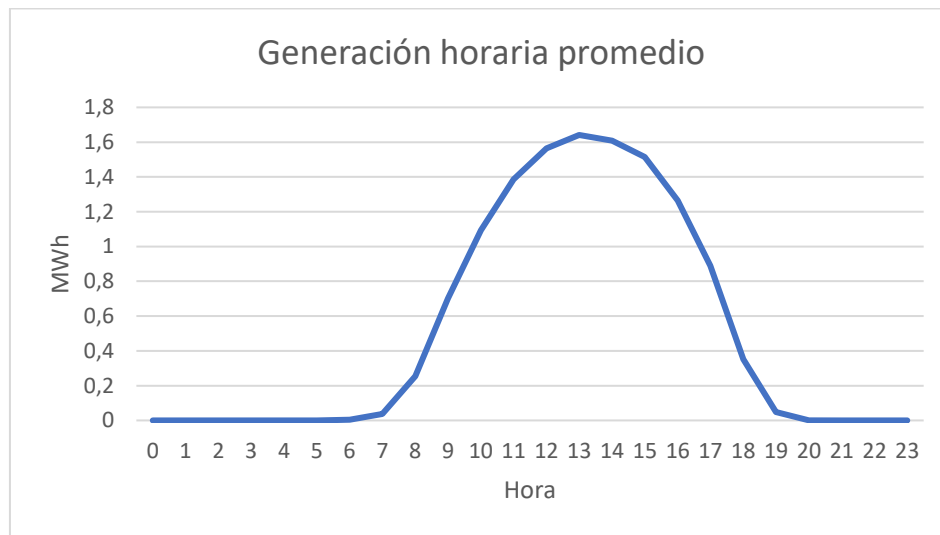


Figura 4.10 Generación promedio PMGD 3,2MW, zona de Pulpería

Para dimensionar el BESS que complementará este sistema fotovoltaico, es imprescindible determinar si existe excedente de generación y, al mismo tiempo considerar el consumo del subalimentador, obtenido de las lecturas del reconector 52C-5, el que se puede identificar en la Figura A.1. La Figura 4.11 muestra la comparación entre generación y consumo y la Figura 4.12 hace la misma comparación, pero para el mes de enero.

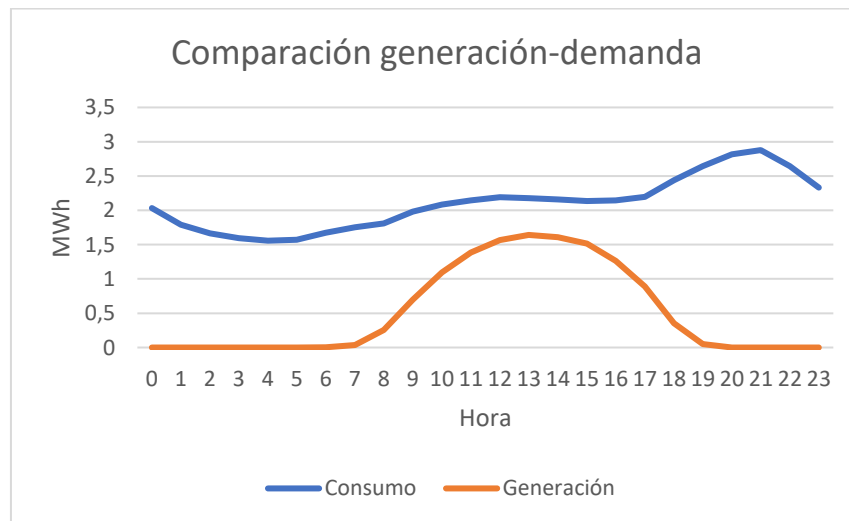


Figura 4.11 Generación PMGD y demanda subalimentador Cabrero-Copiulemu

Al comparar ambas curvas, no existe excedente o vertimiento de energía, para comprobar tal situación, se compara el momento de mayor generación, que es durante el verano según el reporte solar.

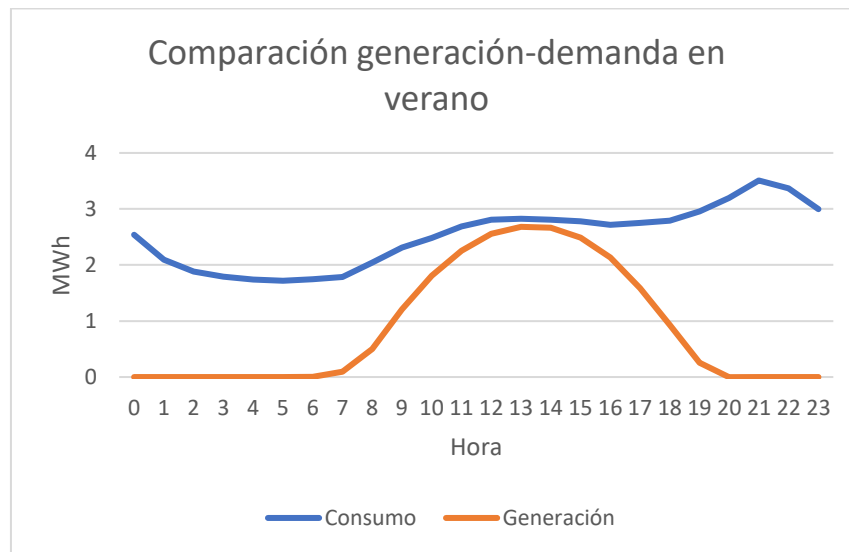


Figura 4.12 Generación PMGD en verano y demanda subalimentador Cabrero-Copiulemu

La distribuidora debe coordinar con el propietario u operador del PMGD la carga continua de las baterías, de modo que siempre estén disponibles ante cualquier interrupción. Conforme al Título 7-8 de la NTCO, pueden acordar un esquema de operación en isla, permitiendo que el PMGD y BESS suministren energía de forma autónoma al desconectarse de la red principal.

Al considerar la operación en isla, es importante definir el lugar que será aislado, teniendo la generación fotovoltaica y BESS, calcular cuál será el excedente que podrá ser utilizado posteriormente.

Para calcular el excedente, se toma como punto de referencia de desconexión el seccionador LBS-09 de la Figura A.1, ya que entre las 10:00 y las 23:00 h su energía promedio coincide con la generación media diaria del PMGD. Esta generación y demanda promedio del mismo intervalo horario se calcularon en el Anexo E, y resultaron equivalentes, lo que justifica el uso de LBS-09 como referencia. La Figura 4.13 muestra la generación fotovoltaica y demanda por hora del lugar aislado.

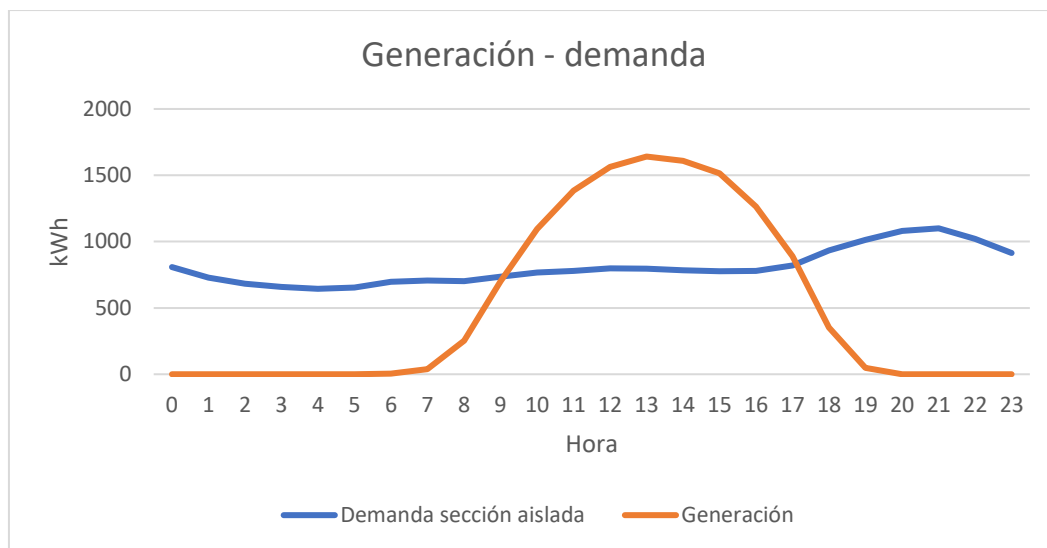


Figura 4.13 Generación-demanda en isla

Se registra en la Tabla 4.4 un excedente de aproximadamente 4.663 kWh, este fue calculado según la ecuación (4.5). Y la potencia del inversor y baterías debe ser de 846 kW.

Excedente [kWh]	Potencia [kW]
4663	846

Tabla 4.4 Excedente y potencia BESS

Si se aproxima el valor de 846 kW a 850 kW, los valores de energía y potencia resultantes se detallan en la Tabla 4.6.

Energía [kWh]	Potencia [kW]
5750	850

Tabla 4.6 Potencia y energía BESS

5. Disponibilidad de los sistemas de respaldo

5.1. Grupo electrógeno

Como se ha mencionado, la operatividad de este sistema de respaldo está intrínsecamente ligada a la disponibilidad de diésel, lo que implica la gestión humana para su reposición. Según [32], una capacidad estándar de tanque de almacenamiento de combustible es de 900 litros para grupos electrógenos de la potencia considerada, proporcionando hasta 8 horas de funcionamiento ininterrumpido a potencia nominal. La continuidad de este respaldo es vulnerable a diversos factores, tales como fallas en la cadena de reposición de combustible, incidentes de hurto o derrames, que pueden comprometer seriamente su autonomía y, por ende, el respaldo del sistema ante interrupciones de energía.

5.2. BESS

Como el BESS tiene una capacidad limitada de 2.400 kWh, y considerando la aleatoriedad con la que ocurren las interrupciones y su duración, especialmente aquellas que tienen origen fortuito, muy comunes en este sector, resulta difícil asegurar que el sistema cubra la demanda en todas las interrupciones. Para analizar su comportamiento, se simuló en MATLAB el proceso de carga y descarga de las baterías en tres escenarios:

- Una interrupción de 24 horas.
- Interrupciones de 1 hora con alta frecuencia.
- Una interrupción larga de 11 horas seguida de interrupciones de 1 a 2 horas.

Por medio del comportamiento simulado se comparó la carga automática de la batería en el momento en que se restablece el suministro eléctrico luego de una interrupción, pudiendo cargarse sin importar la hora del día. Esta situación implica una carga adicional para la red, que no es menor, especialmente si la batería comienza a cargarse durante el horario de mayor demanda. Por esta razón, se consideraron tres escenarios de carga: a potencia nominal (600 kW), al 50% (300 kW) y al 42% (250 kW). En cada caso, se analizó su disponibilidad y las pérdidas asociadas si la recarga ocurre durante el horario de máxima demanda por medio de su simulación en DIgSILENT. Adicionalmente, se evaluó la disponibilidad de la batería cuando esta se recarga únicamente durante la madrugada, entre la 1:00 y las 4:00 h para evitar sobrecargar la red.

Consideraciones de la simulación:

- La simulación abarca un periodo de 3 días, equivalentes a 72 horas.
- El estudio se realizó con una disposición temporal en horas.
- Se utilizó un perfil de carga promedio del año 2024 correspondiente al sector en estudio.
- Se considera una profundidad de descarga del 80%.
- Se asumió que la batería se encuentra completamente cargada al inicio de la simulación.

Al considerar BESS con baterías de recarga automática con potencia de carga de 600 kW, 300 kW y 250 kW, el tiempo de carga varía según la potencia aplicada, considerando que la profundidad de descarga al 80%, la energía disponible asciende a 1.920 kWh, los tiempos de carga y descarga en cada escenario están registrados en la Tabla 5.1.

Potencia kW	Tiempo carga/descarga [horas]
600	3,2
300	6,4
250	7,68

Tabla 5.1 Tiempo de carga/descarga por potencia

Escenario 1: Interrupción de 24 horas

Corresponde a una interrupción en el día 2 de simulación, comienza a las 8:00 h y termina a las 8:00 h del día 3.

Considerando su potencia nominal de 600 kW como potencia de carga, la energía disponible en función de su comportamiento operativo, el consumo de las cargas residenciales y la demanda total que enfrenta la red durante la carga de las baterías, resultante de la suma entre dicha demanda residencial y la energía destinada a las baterías se obtiene lo representado en la Figura 5.1.

En la Figura 5.1 la curva azul representa la energía disponible en las baterías, que inicialmente están completamente cargadas con 1.962 kWh. Durante la interrupción del suministro la curva verde que representa la energía de la red tradicional cae a cero y las baterías comienzan a descargarse, lo que se refleja en el descenso de la curva azul por la entrega de respaldo a las cargas (curva roja) durante 14

horas. Cuando la energía de las baterías se agota, ambas curvas (azul y roja) permanecen en cero, ya que no existe posibilidad de abastecimiento mientras continua la interrupción, lo que se traduce en 10 horas de indisponibilidad de energía. Finalmente, al restablecerse el suministro en la hora 56 (08:00 h día 3), se observa un incremento en la curva del suministro (verde), indicando la recarga de las baterías y restablecimiento del consumo.

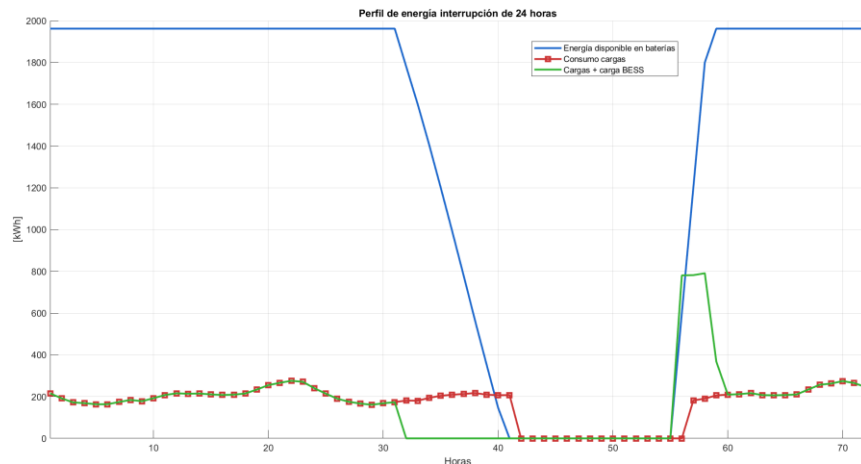


Figura 5.1 Comportamiento de BESS carga automática 600kW

En el Anexo G se presentan las gráficas para potencia de carga de 300 kW, 250 kW y carga nocturna a potencia nominal, donde ocurre un comportamiento similar, las baterías logran cubrir solo 14 horas de interrupción y no son capaces de suplir la demanda del sector durante las 10 horas restantes. La diferencia principal se manifiesta en la fase de carga, donde a menor potencia de carga, las baterías requieren más tiempo para recuperar su capacidad total de energía. Esto implica, además, una menor demanda instantánea con respecto al caso de 600 kW, aunque sigue siendo superior a la demanda original del sistema sin la carga extra del proceso de carga.

Escenario 2: Varias interrupciones diarias de 1 hora de duración.

Considerando una potencia de carga de 600 kW las variables son representadas en la Figura 5.2, se muestran las curvas de energía disponible en las baterías (azul), la demanda energética del sector en estudio (rojo) y la energía suministrada por la red (verde). En este escenario se presentan múltiples interrupciones de corta duración (1 h), la energía suministrada por la red baja a cero, por lo que no hay una descarga completa de las baterías, la curva azul nunca toma valor cero. De este modo, el sistema logra cubrir todas las interrupciones y los usuarios no perciben la falta de suministro, lo que

se refleja en la demanda energética (curva roja), que se mantiene continua y nunca desciende a valores cero.

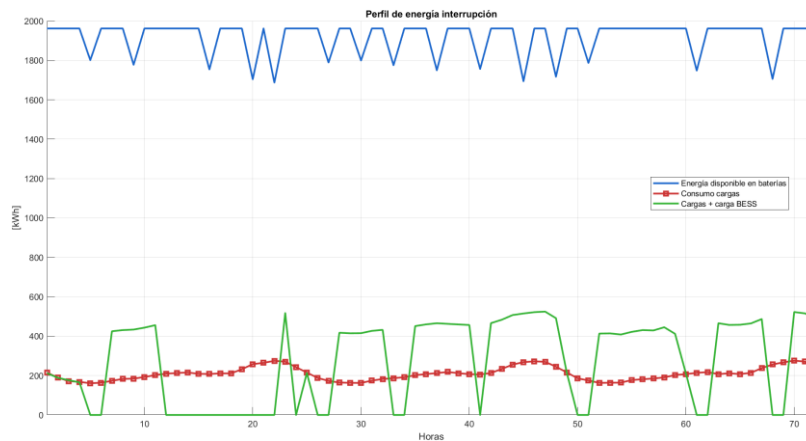


Figura 5.2 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 600 [kW]

El mismo escenario se repite con distintas potencias de carga y carga nocturna cuyas graficas están en el Anexo G. En todos los casos se observa un comportamiento similar a la Figura 5.2, ya que el sistema BESS logra cubrir el 100% de las interrupciones, garantizando la continuidad del suministro.

Escenario 3: Una interrupción larga de 11 horas seguida de interrupciones de 1 a 2 horas.

Corresponde a una interrupción continua desde las 10:00 horas hasta las 21:00 horas, con una hora de recuperación del suministro. Posteriormente, ocurre una nueva interrupción a las 11:00 p.m. por una hora, seguida de cortes adicionales de 1 o 2 horas. Considerando una potencia de carga de 600 kW las variables son representadas en la Figura 5.3.

Para este escenario, se observa en la hora 4 el suministro de la red (curva verde) cae a cero, lo que representa una interrupción de 1 hora. Como consecuencia la energía disponible en las baterías (curva azul) desciende en ese intervalo para posteriormente volver a cargarse a su valor máximo de 1.962 kWh. Luego, en la hora 11 el suministro se vuelve a interrumpir y permanece en 0 durante 11 horas. A partir de ese momento la curva azul comienza a disminuir, ya que la batería cubre la demanda hasta descargarse por completo en la hora 20, la interrupción persiste por 2 horas más, horas en las que las cargas quedan sin suministro (curva roja en cero). Al restablecerse el suministro en la hora 23 la batería inicia un nuevo proceso de carga, reflejado en el ascenso de la curva azul y verde.

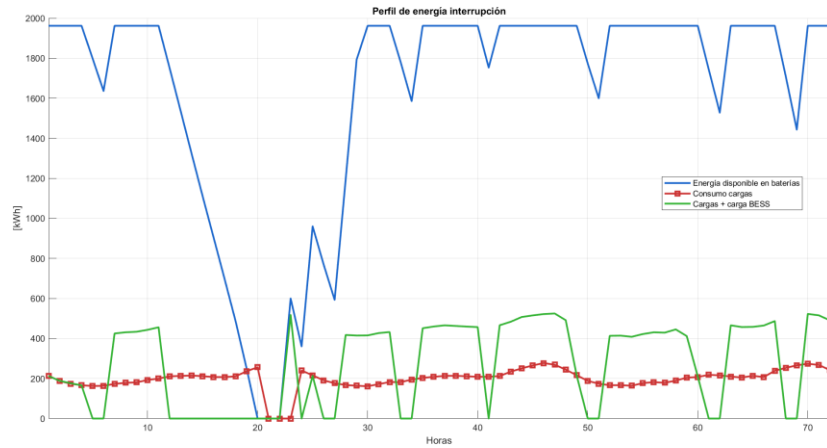


Figura 5.3 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 600 [kW]

Los demás casos con distintas potencias de carga se presentan en el Anexo G, mostrando una conducta semejante, logra cubrir el mayor tiempo de indisponibilidad, pero no las 2 últimas horas de la interrupción continua de 11 horas.

En este tercer escenario, se vuelve más evidente cómo varía la disponibilidad para suministrar energía frente a interrupciones para baterías con recarga automática y con recarga nocturna (Figura 5.4). Esto se debe a que el suministro puede restablecerse fuera del periodo de recarga nocturna, impidiendo que las baterías se carguen antes de una nueva interrupción.

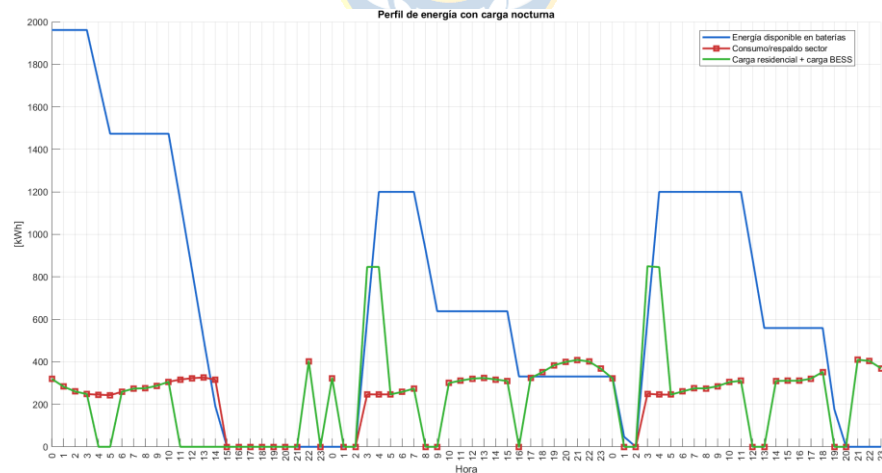


Figura 5.4 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga nocturna

En este caso se evidencia el impacto de la carga nocturna, ya que las baterías no logran cargarse completamente antes de que ocurra una nueva interrupción. Esto se traduce en un mayor número de horas de indisponibilidad, alcanzando 6 horas, es decir, 4 horas más que con el sistema de carga automática.

Pérdidas técnicas durante la carga de baterías:

Al analizar las posibles pérdidas durante la carga de las baterías en la demanda máxima de la red, se observa lo reflejado en la Tabla 5.2, dichas pérdidas fueron calculadas mediante el flujo de carga del modelo desarrollado en DIGSILENT. Al conectar BESS de gran capacidad impone una demanda de corriente a la red, lo que se traduce en un aumento de las pérdidas por conducción.

Potencia de carga	Pérdidas [kW]	% pérdidas
250 kW	531,1	21%
300 kW	563,2	22%
600 kW	760,2	28%
Carga nocturna (600 kW)	404,3	20%

Tabla 5.2 Pérdidas asociadas a cada potencia de carga

A través de las simulaciones realizadas, se logró evaluar la disponibilidad del sistema BESS ante distintos escenarios de interrupción del suministro, considerando tanto el comportamiento de las baterías como las pérdidas asociadas al proceso de carga. Los resultados evidencian que la estrategia de carga, el momento en que se restablece el suministro y la potencia de carga influyen directamente en la capacidad del sistema para responder a nuevas interrupciones. Además, las pérdidas identificadas mediante el flujo de carga en DIGSILENT permiten ver el impacto de forma positiva o negativa en las líneas de distribución, asimismo resulta fundamental una eficiente gestión de la energía almacenada en baterías, de modo que, ante la previsión de una interrupción prolongada del suministro, la energía disponible se reserve para los momentos de mayor demanda.

Por otro lado, cargar las baterías de un BESS lentamente, con una potencia reducida, no incrementa significativamente las pérdidas, a diferencia de lo que ocurre con una carga rápida a potencia nominal de forma automática. Sin embargo, esta estrategia compromete la disponibilidad del respaldo, ya que la acumulación de energía puede ser insuficiente para afrontar una interrupción posterior, dependiendo de la duración del corte y el momento del día en que ocurra.

5.3. PMGD solar + BESS

Para evaluar la disponibilidad del sistema combinado de PMGD solar y BESS previamente dimensionado, se simuló el perfil de carga promedio del sector aislado junto con la generación promedio del PMGD. El excedente de energía no consumida se almacena en las baterías y posteriormente se descarga para cubrir la demanda del lugar cuando no hay generación solar.

En modo isla, el comportamiento de la demanda, el perfil de generación y los ciclos de carga y descarga de las baterías se ilustra en la Figura 5.5. La curva segmentada de color negro muestra la generación promedio del PMGD solar, la cual comienza desde las 9:00 h hasta 17:00 h y logra cubrir completamente la demanda energética del sector (curva roja: Cargas residenciales) y genera excedente. Esta energía sobrante se almacena en el sistema BESS, representado por la curva azul (energía disponible baterías), que aumenta a medida que se carga hasta las 16:30 h aprox. y luego se descarga entre las 17:00 h y las 21:00 h, cubriendo completamente la demanda en un horario clave, ya que es el punto de mayor demanda para cargas residenciales, porque coincide con el retorno de las personas a sus hogares tras la jornada laboral.

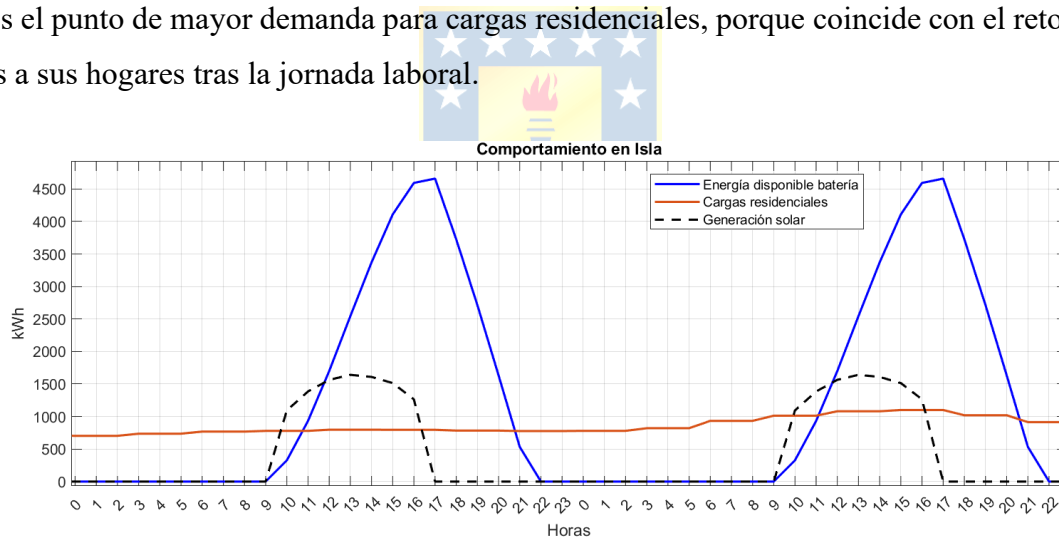


Figura 5.5 Comportamiento respaldo PMGD+BESS en isla.

La duración y capacidad del respaldo depende directamente de la radiación solar. Durante los meses con mayor luz la generación es más alta y se extiende por más horas del día como se evidencia en el Anexo C, lo que permite cubrir la demanda por más tiempo si así se requiere. En cambio, en los meses de invierno, con menor generación la capacidad de respaldo disminuye.

6. Evaluación económica

Para conocer el tiempo en que se recuperará la inversión es necesario hacer una evaluación económica entre los costos asociados y los ingresos que generará la implementación de estos sistemas de respaldo en la red eléctrica. Se representó en graficas el flujo acumulado entre la suma de costos e ingresos anualmente durante la vida útil de cada tecnología.

Para esto es importante conocer los costos de la compra de energía a las diferentes generadoras que entregan en la red de distribución estudiada. Las empresas de distribución mantienen múltiples contratos con generadoras, cada uno asignado a una cantidad de energía base anual. Al momento de la liquidación del consumo, se realiza un prorrateo del total consumido entre las generadoras contratadas, asignando a cada una un porcentaje proporcional a la energía base contratada. El pago se efectúa según valor acordado por contrato, pero conforme al valor contractual indexado -generalmente al IPC estadounidense- y es actualizado semestralmente en el informe de Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional publicado por la CNE.

Con la finalidad de conocer este valor, se utilizan como referencia dos contratos suscritos por COELCHA en 2013, con actual vigencia con la Empresa Eléctrica Carén S.A. y la Empresa Eléctrica ERNC-1 Spa. Ambos acuerdos comprenden los tres bloques horarios; sus precios específicos se consignan en la Tabla 6.1. Asimismo, la cantidad de potencia contratada se determina anualmente con base en el promedio de las 52 demandas más elevadas registradas entre las 18:00 y las 22:00 horas, durante el período abril–septiembre del año anterior, valor especificado también en la Tabla 6.1.

Bloques horarios	Carén S.A [USD/MWh]	ERNC Spa. [USD/MWh]	Carén/ERNC Potencia USD/kW-mes
23:00 - 07:59	146,287	144,807	11,74
08:00 - 17:59	146,287	157,828	11,74
18:00 - 22:59	146,287	157,828	11,74

Tabla 6.1 Tarifas generadoras [37]

La diferencia de precios observada entre Empresa Eléctrica Carén y ERNC-1 obedece al tipo de su generación. Carén es una empresa de generación central hidroeléctrica de caudal regulado, ofrece una tarifa uniforme a lo largo de los tres bloques horarios. En contraste, ERNC-1 integra fuentes

renovables, principalmente solar fotovoltaica y eólica, cuyas variaciones en la disponibilidad energética según la hora del día.

Para efecto de este informe y posterior evaluación económica, se emplea el valor promedio de ambas referencias, expresado en kWh, tal como se detalla en la Tabla 6.2.

Bloques horarios	Promedio Carém y ERNC [USD/MWh]	Promedio Carém y ERNC [USD/kWh]
23:00 - 07:59	145,547	0,1455
08:00 - 17:59	152,0575	0,1520
18:00 - 22:59	152,0575	0,1520

Tabla 6.2 Promedio tarifario horario

A. Costos

Costos de inversión:

Son aquellos gastos iniciales necesarios para la instalación y puesta en marcha del proyecto. Incluyendo costos de obras civiles y montajes, equipamiento eléctrico, interconexión al sistema eléctrico nacional, entre otros mencionados en el Anexo B [19]. Los costos para cada inversión están en la Tabla 6.3.

Tecnología	Costos de inversión (USD/kW)
Generación térmica diésel	525
Almacenamiento de energía en baterías BESS @2-3 h	689
Almacenamiento de energía en baterías BESS @4 h	814
Almacenamiento de energía en baterías BESS @5-6 h	920
Sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías + BESS @2-4 h/90%Pnom	1371
Sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías + BESS @5-8 h/90%Pnom	1569

Tabla 6.3 Costos de inversión promedio [19]

Costos fijos

Costos necesarios para mantener en operación una unidad generadora y son independientes del nivel de generación de energía generada. Corresponden a los costos de operación y mantenimiento, como contratos, sueldos, etc. [19]. Los costos fijos por tecnología están resumidos en la Tabla 6.4.

Tecnología	Costos fijos (% valor de inversión)
Generación térmica diésel	1% - 2%
Almacenamiento de energía en baterías BESS @2-3 h	1% - 2%
Almacenamiento de energía en baterías BESS @4 h	1% - 2%
Almacenamiento de energía en baterías BESS @5-6 h	1% - 2%
Sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías + BESS @2-4 h/90%P _{nom}	1% - 2%
Sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías + BESS @5-8 h/90%P _{nom}	1% - 2%

Tabla 6.4 Costos fijos por tecnología [19]

Costos variables

Costos que tienen relación con la producción de cada generadora. Dependiendo de su dependencia de insumos primarios, se clasifican en costos variables por combustibles y no combustibles (CVNC).

Según el ICTGA de la CNE la tecnología térmica diésel presenta un costo variable no combustible de 23,4 USD/MWh. Por otra parte, [38] indica un consumo estimado de 0,25-0,30 litros/kWh de combustible para esta tecnología. Considerando un precio de referencia de 1,01 USD/litros (datos actualizados a junio de 2025 por la CNE [39]), se obtiene un costo variable en combustible de aproximadamente 0,2525 USD/kWh – 0,303 USD/kWh.

El costo variable asociado al almacenamiento de las baterías se relaciona con la energía con la que se cargan las baterías, ya que depende directamente de la cantidad de energía almacenada y retirada. El costo variable incluye el valor de la energía retirada que corresponde energía de la red, considerando un valor de 0,1588 USD/kWh que corresponde al valor de cargar las baterías en la madrugada.

A continuación, en la Tabla 6.5 se presenta un resumen de los valores en USD/kWh descritos anteriormente.

Tecnología	CVNC (USD/kWh)	Costos combustibles (USD/kWh)
Térmica diésel- grupos motor – generador	0,0234	0,2525– 0,303
Solar Fotovoltaica	-	-
Sistemas de Almacenamiento de energía en baterías	0,1588	-

Tabla 6.5 Costos variables combustibles y no combustibles por tecnología [38],[39]

En términos generales, se puede considerar la ecuación (6.1) para determinar los costos variables por generación térmica diésel [19]:

$$CE = (C_{comb} * C_{esp} + CVNC) * E \quad (6.1)$$

Donde,

CE: Total de costos variables por generación de energía [USD/kWh]

C_{comb}: Costo de combustible [USD/litros]

C_{esp}: Consumo de la unidad generadora [litros/kWh]

CVNC: Costos variables no combustibles de la unidad generadora [USD/kWh]

E: Energía [kWh]

El costo variable por generación del grupo electrógeno por kWh asciende a:

$$CE_{kWh} = \left(\frac{0,2525 + 0,303}{2} \left[\frac{USD}{kWh} \right] + \frac{23,4}{1000} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \right) = 0,301 [USD/kWh]$$

Resultando en un valor de aproximadamente 0,3 USD/kWh.

B. Ingresos

La instalación de un sistema de respaldo energético no genera ingresos directos, como lo haría una planta generadora que inyecta energía a la red, ya que solo se utilizará en interrupciones de suministro.

Sin embargo, aporta beneficios económicos indirectos asociados a costos evitados, continuidad operativa garantizada y reducción de riesgos económicos asociados a interrupciones eléctricas, por lo que deben ser considerados dentro del análisis económico.

Energía vendida durante interrupciones

Durante una interrupción de suministro la empresa de distribución seguirá vendiendo la energía a sus consumidores finales y será comercializada con normalidad, como si el suministro proviniera desde la red eléctrica, por lo tanto, tiene un valor comercial equivalente al precio que normalmente se pagaría por kWh desde la red, y se puede considerar como ingreso indirecto atribuible al respaldo.

Para cuantificar este beneficio se estima la energía anual que deberá proporcionar el sistema de respaldo, calculada a partir de la demanda promedio del sector (Copiulemu y Pichaco) y una suposición del número de horas de interrupciones anuales, computadas por la proyección de tiempo de interrupciones. Posteriormente, esta energía se multiplica por el precio promedio por kWh en la zona, informado desde el sitio web de COELCHA presentados en la Tabla 6.6, tal como lo muestra a continuación la ecuación (6.2).

La evaluación económica se expresó en dólares estadounidenses. Por lo tanto, en la Tabla 6.7 las tarifas han sido convertidas a USD empleando el cambio: 1 USD = 926 CLP.

Descripción de cargos	Florida	Hualqui
Cargo por energía (CLP/kWh)	147,01	147,01
Cargo por uso de sistema de transmisión (CLP/kWh)	26,78	26,78
Cargo en su componente distribución (CLP/kWh)	46,80	46,80

Tabla 6.6 Cargos usuarios BT1 por comuna en CLP, COELCHA [40]

Descripción de cargos	Florida	Hualqui
Cargo por energía (USD/kWh)	0,1588	0,1588
Cargo por uso de sistema de transmisión (USD/kWh)	0,0289	0,0289
Cargo en su componente distribución (USD/kWh)	0,0505	0,0505

Tabla 6.7 Cargos usuarios BT1 por comuna en USD, COELCHA

Cálculo de ingreso por energía vendida durante interrupciones:

$$Ingreso_{energíavendida} = D_{prom} * t * (C_{energía} + C_{trans} + C_{distrib}) \quad (6.2)$$

Donde,

D_{prom} : Demanda promedio [kWh]

t : tiempo de interrupción [h]

$C_{energía}$: cargo por energía [USD/kWh]

C_{trans} : cargo por uso de sistema de transmisión [USD/kWh]

$C_{distrib}$: cargo por componente de distribución [USD/kWh]

Compensaciones a clientes

Para clientes regulados en distribución ante cortes de servicio eléctrico, el artículo 16-B de la Ley N°18.410 [41] define la compensación para usuarios afectados, de cargo del concesionario como el equivalente al doble del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada al costo de racionamiento, el que corresponde al costo por kilowatt-hora incurrido por los usuarios, en promedio, al no disponer de energía y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera, valor que es publicado semestralmente por la CNE en su informe de Fijación de precios de nudo de corto plazo.

Se encuentran más detalles de este cálculo de compensaciones en el Anexo Proceso de compensaciones Dx [42] publicado por la SEC, el cual estipula que las interrupciones internas y externas a nivel de distribución de duración superior a 3 minutos, incluidas las suspensiones temporales programadas deberán ser compensadas de superar el tiempo límite de 14 horas expuesto por NTCSD, siendo un cálculo por cliente en una ventana de 12 meses y se aplica automáticamente el descuento en la boleta del usuario.

Al no existir una estadística de las compensaciones a los clientes del lugar estudiado, se estimará un valor aproximado de las compensaciones que podrían evitarse. Para ello, se utilizará la ecuación del cálculo de compensaciones del Anexo mencionado [42], para efectos del estudio el cálculo se aplicará al total de clientes y no a cada uno específicamente, considerando un ENS proyectado en el tiempo.

Cálculo de compensación para efectos de este estudio se considera la ecuación (6.3):

$$MC_k = 2 * ENS_k * Costo \text{ racionamiento [USD]} \quad (6.3)$$

Donde,

MC_k : Monto a compensar [USD]

ENS_k : Energía no suministrada a los cliente k [kWh]

Energía no suministrada a los clientes k :

$$ENS_k = cpps_k * TTINA_k \quad (6.4)$$

Donde,

$cpps_k$: Consumo promedio por hora de los clientes k [kW]

$TTINA_k$: Tiempo total en horas de las interrupciones internas y externas no autorizadas de clientes k superior al limite [h]

El costo de racionamiento actualmente y que será utilizado para el cálculo de dichas compensaciones es de 438,01 USD/MWh para el SEN [43].

Además, el SERNAC establece [44] una compensación adicional para clientes en caso de suspensión, paralización o no prestación injustificada de un servicio básico, equivalente a diez veces el valor promedio diario de consumo, calculado según la última boleta. A este monto pueden sumarse otros daños comprobables, como la pérdida de alimentos, medicamentos o daños en artefactos eléctricos. Esta clase de compensación requiere que el usuario realice un reclamo o solicitud correspondiente y presente pruebas del daño sufrido, como tampoco existe acceso al historial de este tipo de pago de compensaciones no se considerará para la evaluación económica.

Multas o sanciones

La Ley N°18.410 [41] establece que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) tiene como objetivo fiscalizar y supervigilar que la ciudadanía reciba productos y servicios energéticos en condiciones de seguridad y calidad, incluyendo el mercado eléctrico de distribución. Además, la Ley N°19.613 [45] introduce modificaciones a la normativa anteriormente mencionada, ampliando las facultades de la SEC, permitiéndole exigir información a las empresas y la capacidad de imponer multas y sanciones en caso de incumplimiento.

El artículo 15 de la ley 18.410 clasifica las faltas de las entidades fiscalizadas por la SEC en tres: gravísimas, graves y leves. Arriesgando multas de hasta 10.000 UTA para infracciones gravísimas, 5.000 UTA para infracciones graves y 500 UTA o amonestación por escrito para infracciones leves.

En los últimos años, la empresa COELCHA ha sido sancionada en distintas ocasiones por la SEC. En 2017 [46], fue multada con 180 UTM debido a extensos cortes de suministro eléctrico ocurridos en junio de ese año. También, en 2024 recibió una sanción por demoras en la reposición del servicio, falta de mantenimiento y no entrega de información, en el contexto de los cortes registrados en agosto de 2024, con una multa de 250 UTM [47].

Por esta razón, se considerará una multa equivalente al promedio entre las dos sanciones previamente mencionadas, aplicada cada 8 años, que es el intervalo entre ambas. El promedio entre 180 y 250 UTM corresponde a 215 UTM. Dado que el balance final se realiza en dólares estadounidenses (USD), se convierte este valor desde UTM a USD utilizando los valores referenciales actuales (marzo 2025):

- Valor UTM = 68.034 CLP
- CLP = 926 USD



Por lo que se obtiene: $215 \text{ UTM} * 68.034 \frac{\text{CLP}}{\text{UTM}} * \frac{1 \text{ USD}}{926 \text{ CLP}} = 15.80 \text{ USD}$

Pero para efectos de PMGD solar hay otra clase de beneficios que tiene repercusión económica, como la disminución de pérdidas técnicas que se pueden calcular por medio de la ecuación (6.5):

$$Ahorro_{p\acute{e}rdidas} = \Delta P\acute{e}rdidas * Costo_{kWh} \quad (6.5)$$

$$\Delta P = P_{antes} - P_{despu\acute{e}s} \quad (6.6)$$

Donde,

P: Pérdidas [kW]

Costo: valor monetario kWh [USD/kWh]

Para cuantificar la disminución de las pérdidas por la integración del PMGD se simula en DIgSILENT Power Factory. Para la simulación se empleó el bloque Generador estático en su configuración fotovoltaica, emulando un PMGD solar con una inyección máxima de 2,7MW en el punto señalado en la Figura 6.1.



Figura 6.1 PMGD solar en DigSILENT

La Tabla 6.8 representa las pérdidas de la red original:

Pérdidas [kW]	% Pérdidas
498,8	20%

Tabla 6.8 Pérdidas técnicas Red Original

La Tabla 6.9 muestra las pérdidas del sistema en un punto de demanda máxima con la integración de PMGD solar:

Pérdidas [kW]	Pérdidas (%)	Reducción vs. Caso base (%)
300	13%	39,86%

Tabla 6.9 Pérdidas subalimentador más PMGD

La Tabla 6.10 muestra el porcentaje de cargabilidad en el que se encuentran las líneas al añadir el PMGD solar:

Rango de cargabilidad	% de líneas
>100%	0 %
75% - 100%	0 %
50% - 74%	0,42%
25% - 49%	3,17%
0% 24%	96,49%

Tabla 6.10 Porcentaje de cargabilidad en líneas de la red más PMGD

Además de disminuir las pérdidas en un 39,86% disminuye la cargabilidad de las líneas de distribución y también de transmisión, lo que aplaza inversiones en su ampliación o sustitución por conductores de mayor sección.

Además, se contempla un ahorro en los costos de transmisión, al eliminarse el cobro por el transporte de grandes volúmenes de energía kWh por estas redes.

$$Ahorro_{transmisión} = E * C_{trans} \quad (6.7)$$

Donde,

E: energía [kWh]

C_{trans} : *cargo por uso de sistema de transmisión [USD/kWh]*

Para conocer los ingresos que la empresa de distribución generará con cada uno de los sistemas de respaldo, hay que conocer el tiempo de interrupción proyectada en los años de uso de las diferentes tecnologías. Por lo que se evalúa el comportamiento de las interrupciones que han afectado al sector en los últimos 7 años, registro informado por la empresa COELCHA, además el comportamiento de la demanda promedio en el tiempo.



Proyecciones:

- Proyecciones de demanda

Para proyectar la demanda en los siguientes años se toma como referencia el crecimiento previsto por el Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 [53], el porcentaje de crecimiento fue calculado en el Anexo A.1. Y se obtuvieron los siguientes valores promedio de demanda y demanda máxima para los siguientes años (Figura 6.2).

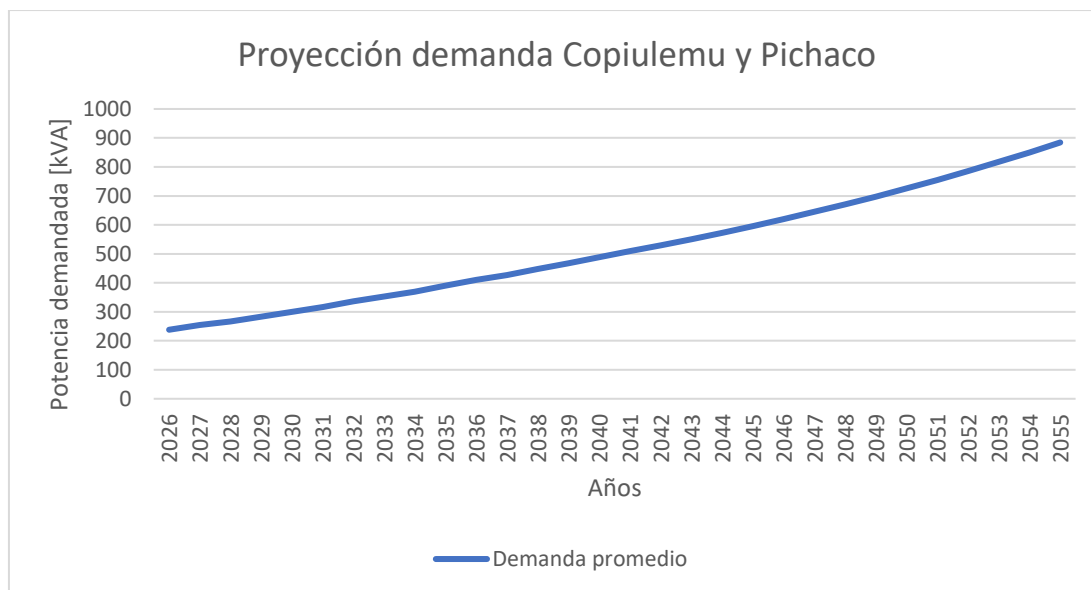


Figura 6.2 Proyección demanda

La curva de proyección de la demanda muestra un crecimiento sostenido de alrededor de un 4% anualmente, lo que implica un incremento acumulativo que al mantenerse constante llevaría a duplicar la demanda del sector a los 17 años.

- Proyección SAIDI

Para proyectar el tiempo que será utilizado anualmente el equipo de respaldo, es necesario estimar la duración esperada sin suministro eléctrico. Esta estimación se basa en el indicador SAIDI. En la Figura 6.3 se presentan las causas de interrupciones registradas durante los últimos cuatro años, junto con el tiempo promedio que cada una ha aportado al valor total del SAIDI. Se observa que las interrupciones de origen fortuito son las que generan los mayores tiempos de desconexión.

Cada causa está representada en la leyenda de la Figura 6.3 por un número, el cual corresponde a una clasificación establecida en el OC N°544 [5], que define las causas directas o inmediatas de interrupciones. Para facilitar su interpretación, en el anexo D se incluye la Tabla D.1, donde se detallan todas las causas con su respectivo número.

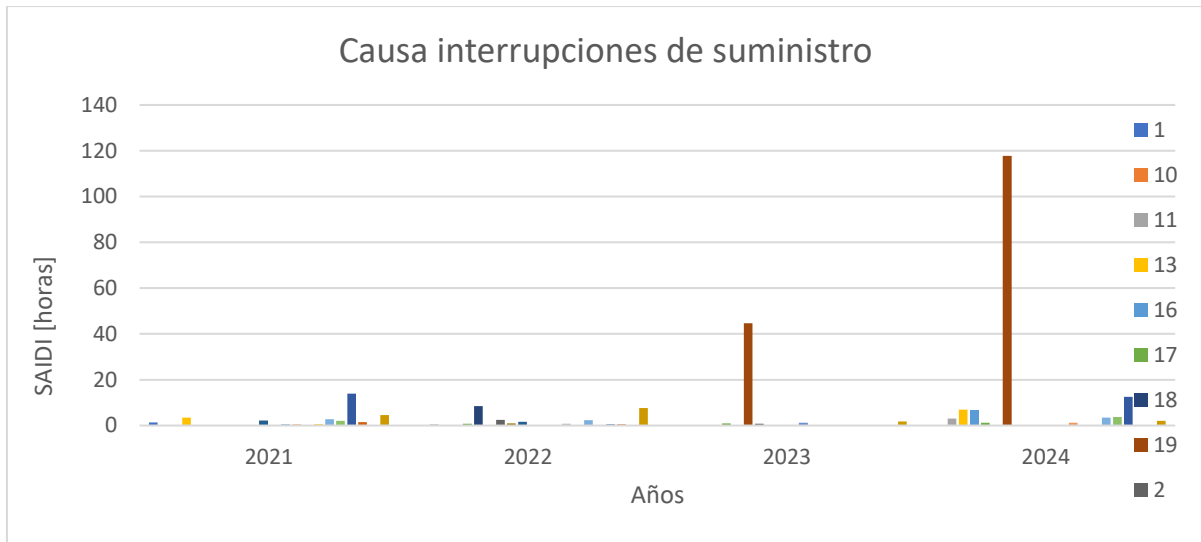


Figura 6.3 Causas de interrupción de suministro por año

La causa que aporta más tiempo al indicador SAIDI es, evidentemente, la número 19, correspondiente al robo de conductores. Si se excluye esta del gráfico para facilitar la visualización del impacto del resto de las interrupciones en la Figura 6.4, se observa que la causa que le sigue es la número 4, asociada a la caída de árboles, le siguen la causa número 13, relacionada con descargas atmosféricas, y la número 17, correspondiente al impacto de objetos debido a acciones de terceros.

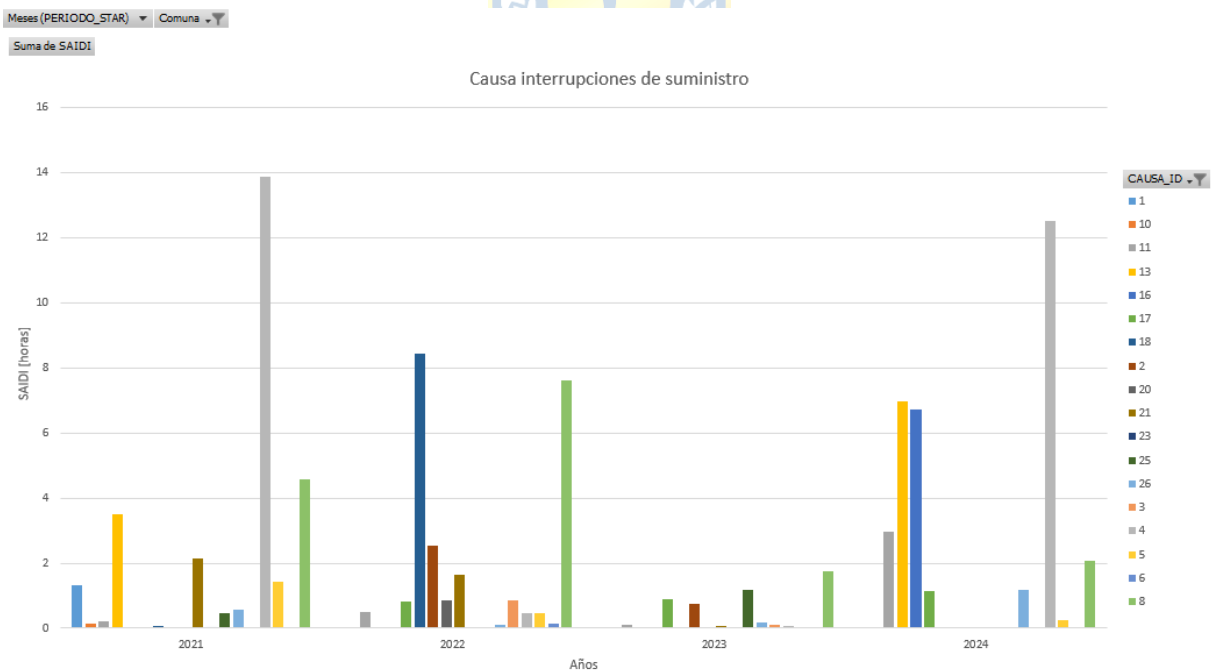


Figura 6.4 Causas de interrupción de suministro por año

Se proyecta un incremento en el SAIDI asociado al tiempo de interrupción por robo de conductores, un fenómeno que ha aumentado notablemente en los últimos años y ha afectado las horas señaladas en la Figura 6.5. Según declaraciones del gerente zonal de Frontel [48] y del Ministerio de Seguridad Pública [54], en 2025 los robos de conductores se han incrementado a nivel país, asimismo se ha identificado que las zonas rurales y alejadas son particularmente propensas a este tipo de incidencias. Conforme [50], se están tomando medidas preventivas para reducir la frecuencia de los robos por parte de las distribuidoras y autoridades, esperando que disminuyan durante los próximos años.

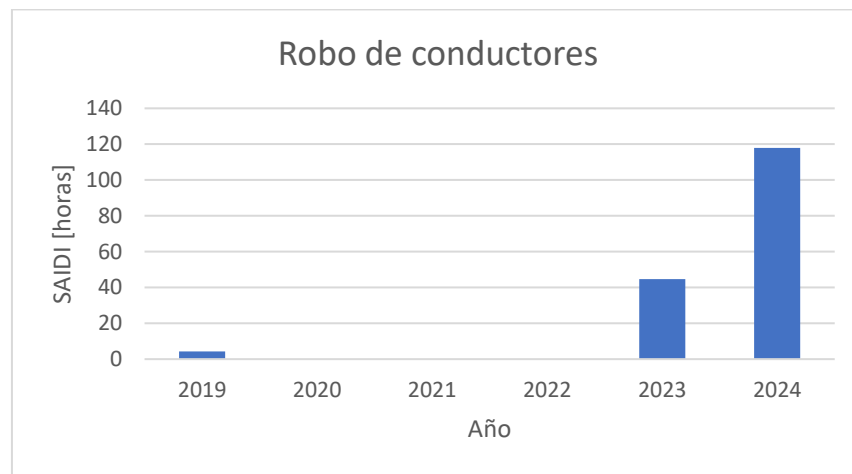


Figura 6.5 SAIDI asociado al robo de conductores Copiulemu y Pichaco

Para conocer la energía no suministrada debido a las interrupciones, tomando como referencia un consumo promedio del lugar y su respectiva proyección. Debido a que la mayor cantidad de tiempo de interrupciones está asociada a eventos fortuitos, que no son fáciles de predecir, se respetó la aleatoriedad en su comportamiento dentro de un rango similar al de los últimos años, entre 25 y 50 horas, logrando la curva de la Figura 6.6.

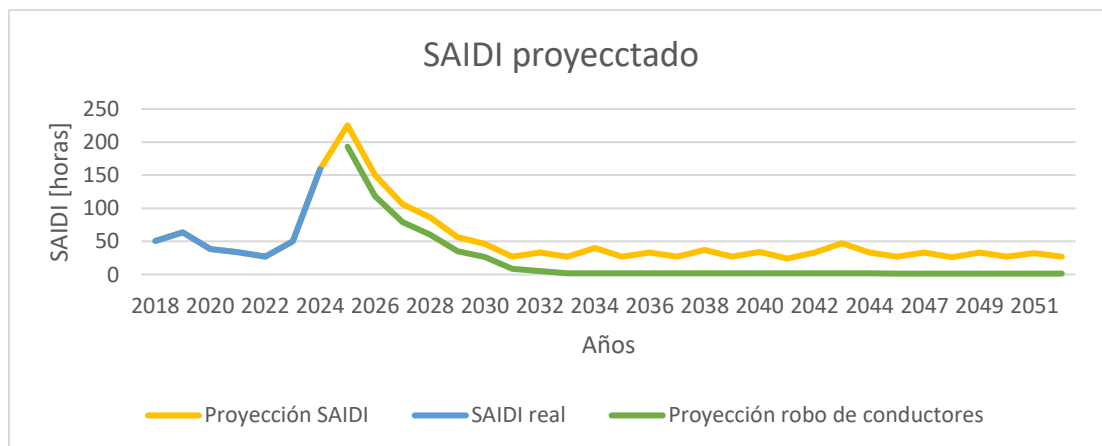


Figura 6.6 Proyección de SAIDI para Copiulemu y Pichaco

Para el cálculo del ahorro por compensaciones se necesita conocer el tiempo de interrupción asociado a causas internas, externas a nivel distribución e interrupciones programadas, el cual tiene el siguiente comportamiento de la Figura 6.7:

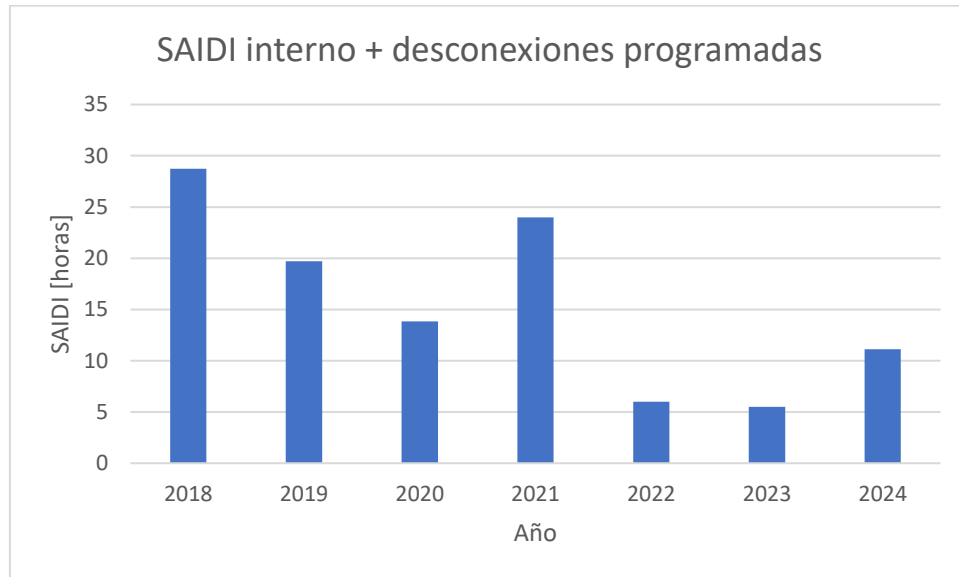


Figura 6.7 SAIDI interno + desconexiones programadas

Al considerar una proyección del promedio de los últimos valores de SAIDI se tiene un total de aproximadamente 15,6 horas anuales, las cuales superan por 1,6 horas el límite establecido por NTCSD de 14 horas [2].

Evaluación económica:

La evaluación económica de cada tecnología de respaldo se llevó a cabo con el propósito de determinar el tiempo necesario para recuperar la inversión, teniendo en cuenta los costos de inversión, costos fijos y variables asociados. Para ello, se emplearon valores referenciales detallados anteriormente y se utiliza la tarificación vigente en el sector estudiado para el año 2025. Cabe destacar que, si bien estos valores cambian en el futuro, el análisis se basa exclusivamente en las tarifas y los parámetros actuales de potencia y energía. Además, hay que considerar que la evaluación se sustenta en supuestos sobre la posible utilización de estas tecnologías, reconociendo que no existe una real certeza respecto a la frecuencia ni a la duración de las interrupciones, debido a su comportamiento aleatorio. También se considera que el sistema de respaldo cubre el 100% de las interrupciones. En el Anexo F se representan los cálculos de payback de cada tecnología, elaborados a partir del flujo económico anual y considerando escenarios con y sin aplicación de multas.

Evaluación económica de grupo electrógeno

Se asume una vida útil de 30 años, dado que su utilización será esporádica; sin embargo, como muestra la Figura 6.8 muestra el flujo económico a lo largo de los años de operación del grupo electrógeno frente a interrupciones. Aunque la curva presenta un leve crecimiento, se mantiene en valores negativos, por lo que no alcanza un retorno de inversión. Esto se traduce en pérdidas económicas, incluso considerando el ahorro derivado de evitar multas.

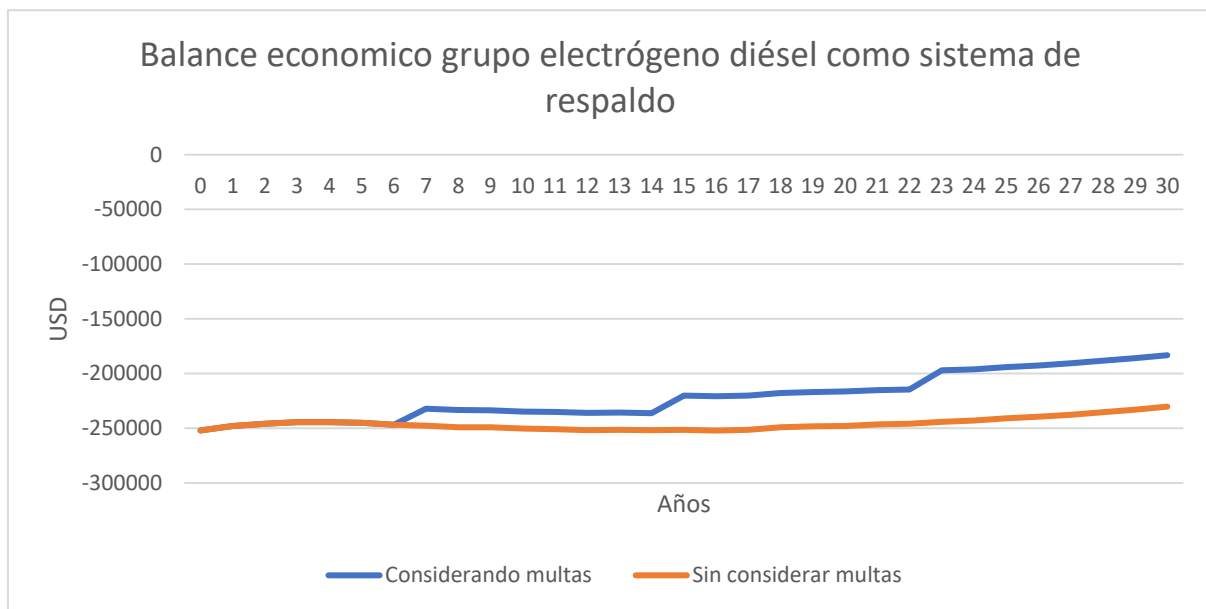


Figura 6.8 Evaluación económica Grupo electrógeno

Evaluación económica sistema de almacenamiento de energía en baterías:

Se considera una vida útil de 15 años, como muestra la Figura 6.9 la inversión inicial no llega a recuperarse a lo largo del tiempo considerado. En este caso, el flujo económico tiende a disminuir, es decir, las pérdidas superan la inversión inicial, a diferencia de la curva anterior (Figura 6.8) tiene una tendencia descendente, significando que los costos anuales son mayores que los ingresos.

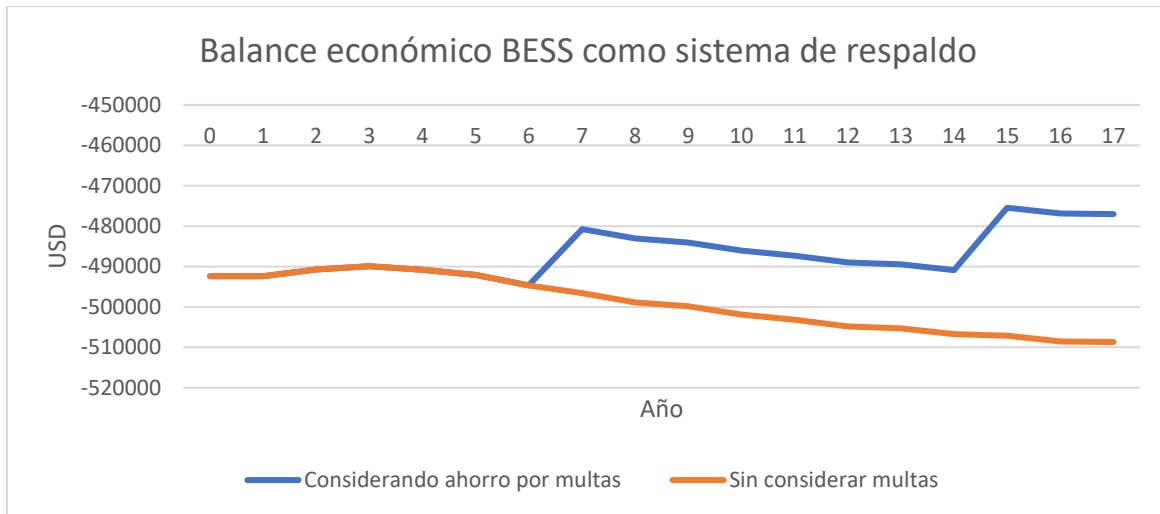


Figura 6.9 Evaluación económica BESS

Evaluación económica sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía en baterías:

Se considera una vida útil de 25 años de un parque solar fotovoltaico y que se efectúa una reinversión en los sistemas de almacenamiento en el año 14 años, el que corresponde al término del año 12 de operación. Siendo el único que logra recuperar la inversión y en solo el primer año en operación.

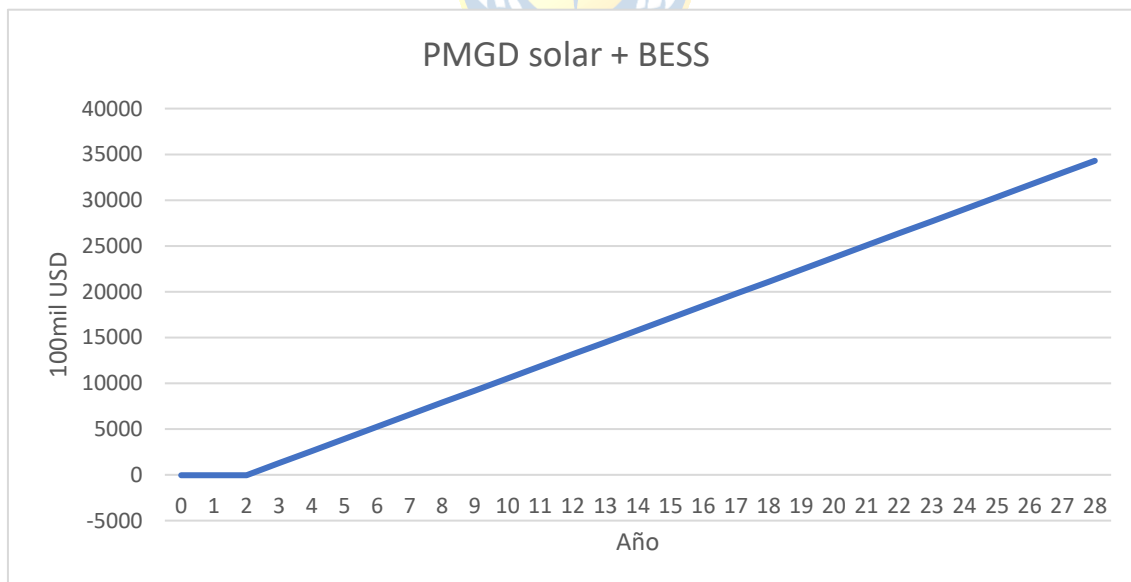


Figura 6.10 Evaluación económica PMGD solar + BESS

Según las Figuras 6.8 y 6.9, las dos primeras tecnologías evaluadas no alcanzan un punto de recuperación de la inversión, no obstante, brindan otras funcionalidades que pueden aportar beneficios a la red eléctrica y a su vez, generar ingresos económicos.

En el capítulo 2 del presente informe se describen las aplicaciones del grupo electrógeno en cogeneración con la red durante los periodos de máxima demanda, con el fin de aliviar la congestión en las líneas. Por otra parte, el sistema de almacenamiento con batería puede ser utilizado para realizar arbitraje de energía: cargándose las baterías en horario nocturno, cuando el precio es más bajo y posteriormente se descarga en las horas punta, cuando el valor es mayor. Con ello, contribuye a mitigar la congestión de la red y reducir la demanda máxima registrada por el alimentador.

- Otra aplicación de grupo electrógeno: cogeneración.

Esta estrategia permite disponer de energía adicional en horas punta, aliviando la carga del alimentador principal y mejorando la capacidad de respuesta del sistema. Para evaluar su viabilidad económica se considera un costo de generación variables de 0,30 USD/kWh, calculado anteriormente. La Tabla 6.2 dice un valor de compra actual de 0,152 USD/kWh, por lo que por precio no es económicamente conveniente reemplazarlo por generación de esta tecnología, pero sí se pueden conseguir beneficios técnicos como aliviar la carga en las líneas.

El equipo considerado cuenta con una capacidad de 600 kVA y se planifica su puesta en marcha en cogeneración entre las 20:00 y las 22:00 horas. El nuevo perfil de carga resultante bajo este escenario operativo se ilustra en la Figura 6.11.

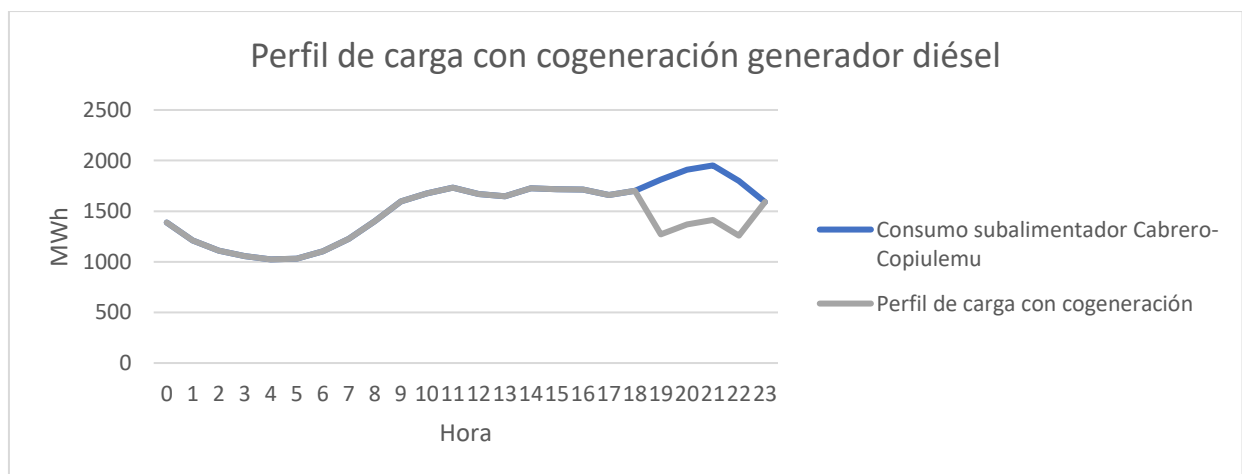


Figura 6.11 Perfil de carga con grupo electrógeno

Es importante tener en cuenta que este tipo de generador funciona a base de combustible, el cual debe ser recargado periódicamente. La frecuencia de reposición dependerá directamente de la capacidad del estanque, lo que puede representar una tarea operativa compleja y poco eficiente. Además, aunque el equipo debe estar protegido y aislado del acceso público por razones de seguridad, sigue existiendo el riesgo de robo, especialmente considerando que este tipo de incidentes es común en zonas rurales o de difícil acceso. Para mitigar este riesgo, sería necesario invertir en sistemas adicionales de seguridad. También es importante destacar que al haber más generación implica una mayor emisión de gases contaminantes.

- Otra aplicación de BESS: arbitraje de energía

En el caso de considerar un arbitraje de energía utilizando sistemas BESS, en [15] no recomiendan combinar esta funcionalidad con la de respaldo energético. Esto se debe al riesgo de que el sistema no esté disponible cuando se requiera su función principal como respaldo. Por esta razón, se ha decidido utilizar únicamente 500 kWh de los 1.920 kWh disponibles.

La estrategia de operación consiste en cargar la batería durante el bloque A, correspondiente a las horas de la madrugada, cuando el costo de la energía es menor, y descargarla durante el bloque C, en el cual los precios son más altos, tal como se muestra en la Figura 6.12. Esta operación no solo optimiza el costo energético, sino que también reduce la demanda máxima registrada por la distribuidora en ese horario. Esta disminución impactará positivamente en la potencia contratada, reflejándose en los cobros del año siguiente.

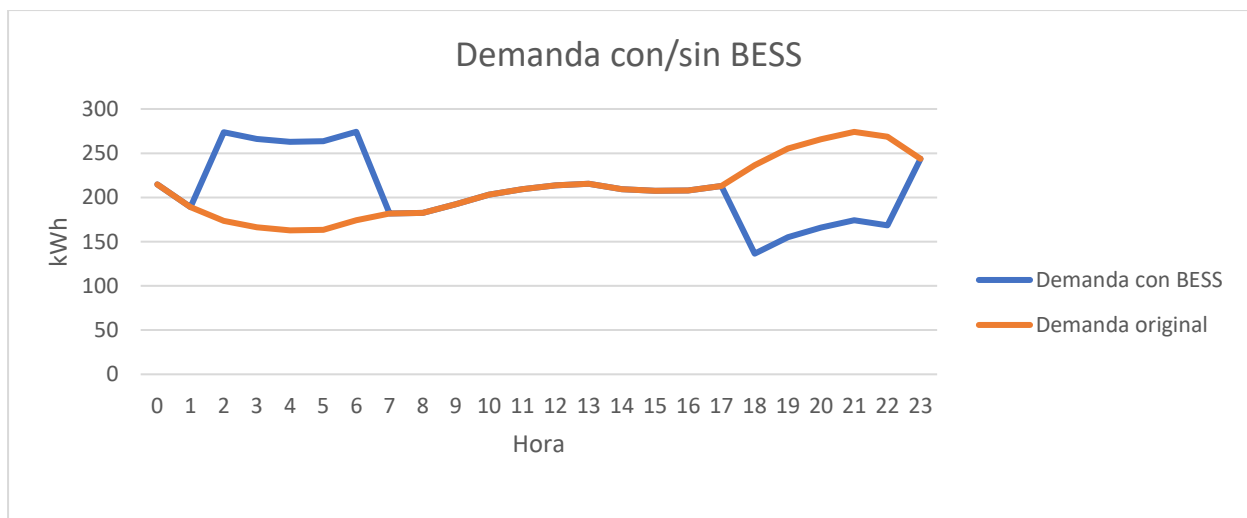


Figura 6.12 Perfil de carga con uso de BESS

Para cuantificar en términos monetarios la reducción de pérdidas y los beneficios económicos derivados de la disminución de la demanda máxima en horas punta, es necesario simular ambas configuraciones en DIgSILENT.

6.2. Simulación en DIgSILENT

Modelo de DIgSILENT Power Factory

El modelo empleado es proporcionado por la empresa COELCHA, corresponde al subalimentador Cabrero-Copiulemu ilustrado en la Figura 6.13. En primer lugar, se calculan pérdidas técnicas, cargabilidad de las líneas y regulación de tensión del caso base o la red original con la demanda máxima del año 2024, a continuación, se evalúan dichas variables al incorporar un grupo electrógeno en modalidad de cogeneración y un sistema de almacenamiento de energía en baterías destinado al arbitraje de energía. Todos estos resultados se obtienen mediante la ejecución del estudio de flujo de carga en DIgSILENT, el modelo de carga utilizado para el total de las cargas es de impedancia constante y un voltaje en la barra de oscilación de 1,044 pu.

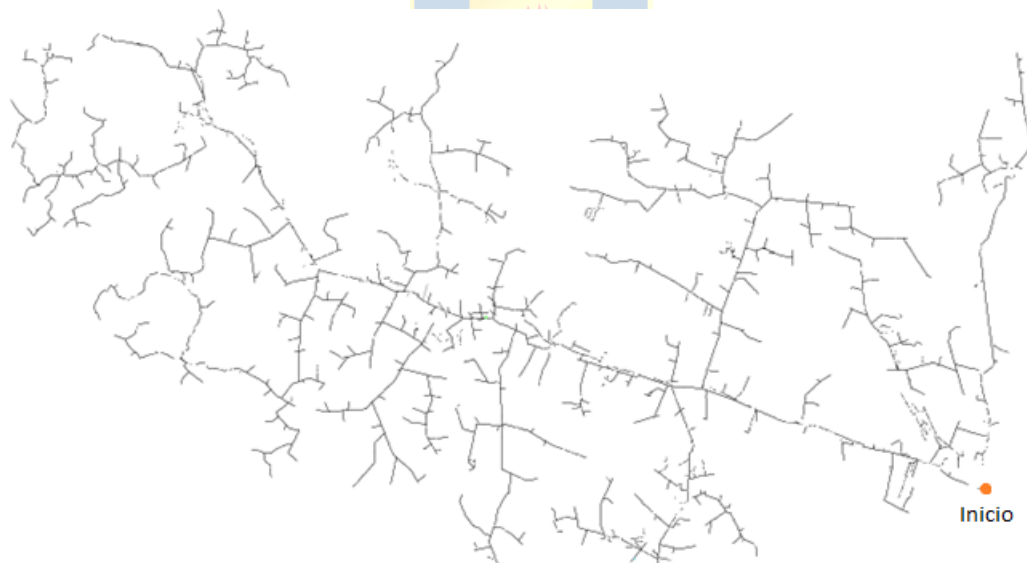


Figura 6.13 Subalimentador Cabrero-Copiulemu, red original

Resultados flujo de carga del subalimentador Cabrero-Copiulemu en demanda máxima:

La Tabla 6.11 muestra la potencia de las cargas, las pérdidas de la red y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total en la cabecera:

Cargas [kW]	Pérdidas [kW]	Potencia total en la cabecera (Cargas + Pérdidas) [kW]	% Pérdidas
1.944,3	498,8	2.443,1	20%

Tabla 6.11 Porcentaje de pérdidas red original

La Tabla 6.12 muestra que la gran mayoría de las líneas de la red operan con una cargabilidad baja de 0%-24%. Pero un pequeño porcentaje está altamente cargado con más de su 100% de capacidad de corriente máxima.

Rango de cargabilidad	% de líneas
>100%	0,25 %
75% - 100%	0,45%
50% - 74%	1,84%
25% - 49%	3,63%
0% 24%	93,83%

Tabla 6.12 Porcentaje de carga en las líneas red original

La Tabla 6.13 muestra la regulación de tensión, la norma técnica permite una variación del 8% para redes de extremadamente baja densidad [2]. Un 5% de los nodos de la red original esta fuera de esta norma:

Categoría de regulación [2]	Rango de tensión (%)	% de nodos
Fuera rango	<-8 %	0%
Aceptable	-1% a -8%	6%
Aceptable	0%	0%
Aceptable	1% a 8%	89%
Fuera rango	>8%	5%

Tabla 6.13 Regulación de tensión red original

Simulación grupo electrógeno en cogeneración con la red:

Para la simulación del grupo electrógeno en modalidad de cogeneración bajo demanda máxima, se incorporó en DIgSILENT el bloque Generador Estático configurado como unidad diésel, conectado en el punto indicado en la Figura 6.14.

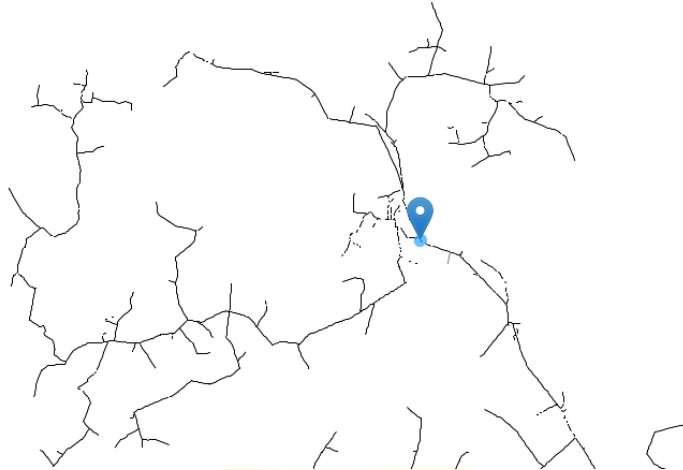


Figura 6.14 Grupo electrógeno DIgSILENT

La Tabla 6.14 muestra la disminución de pérdidas al conectar un grupo electrógeno como cogeneración en momento de alta demanda:

Pérdidas [kW]	Pérdidas (%)	Reducción vs. Caso base (%)
198,5	9%	60,2%

Tabla 6.14 Pérdidas subalimentador más grupo electrógeno

La Tabla 6.15 muestra la distribución de la cargabilidad de las líneas de la red al añadir el grupo electrógeno. Un beneficio es que se reduce la carga en las líneas, lo que permite posponer la inversión necesaria para su ampliación o la sustitución por conductores de mayor sección.

Rango de cargabilidad	% de líneas
>100%	0 %
75% - 100%	0,42%
50% - 74%	2,07%
25% - 49%	3,40%
0% 24%	94,11%

Tabla 6.15 Porcentaje de carga en las líneas de la red más grupo electrógeno

Simulación del sistema de almacenamiento de energía en baterías:

La simulación del sistema de almacenamiento de energía en baterías para arbitraje de energía se realizó empleando el bloque Generador estático en modo almacenamiento, con el fin de inyectar energía durante el pico de demanda; se consideraron dos escenarios: en el primero, el BESS se conectó a un único punto (Figura 6.15), y en el segundo, la misma capacidad energética se distribuyó en cinco puntos distintos del sector (Figura 6.16).

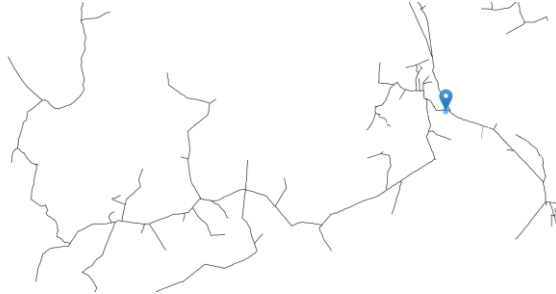


Figura 6.15 Conexión en un punto

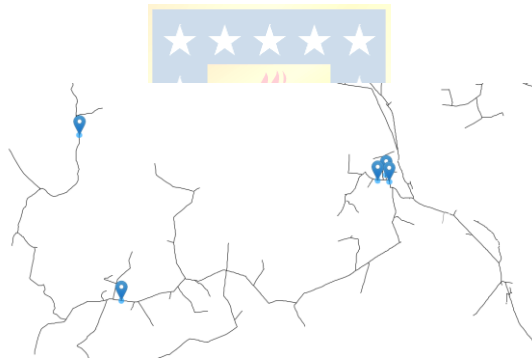


Figura 6.16 Conexión en 5 puntos

Para ver el impacto en la regulación de tensión del sector, se comparó la regulación en 5 puntos marcados en la Figura 6.17, se eligió un punto (P0042423) que forma parte de la red troncal para ver el efecto de la conexión de los BESS en esta, y otros 4 puntos en el sector de estudio específicamente para el caso base que corresponde a la red original y ambos casos descritos antes (un solo punto de conexión bancos y conectados en 5 puntos). La Tabla 6.16 compara la regulación de tensión para la red original, un punto único de conexión y cinco puntos de conexión.



Figura 6.17 Puntos de referencia medición de tensión

Busbar	Reg.tensión red original	Reg.tensión BESS conexión un punto	Reg.tensión BESS conexión 5 puntos
P0042423	5%	3%	3%
P0028269	5%	3%	3%
P0054650	10%	8%	7%
P0040180	5%	3%	3%
P0046612	8%	8%	5%

Tabla 6.16 Regulación de tensión en puntos de referencia

En ambas situaciones mejora la regulación de tensión y logra que esté dentro del rango establecido en la Norma Técnica. Además, al inyectar energía desde múltiples puntos se refuerza la seguridad, si una conexión llega a fallar puede continuar a través del suministro de las demás.

La Tabla 6.17 muestra la disminución de pérdidas al conectar equipo BESS al descargarse en un momento de demanda máxima:

Pérdidas [kW]	Pérdidas (%)	Reducción vs. Caso base (%)
425,5	18%	14,7%

Tabla 6.17 Pérdidas subalimentador más grupo electrógeno

La Tabla 6.18 expone el porcentaje de líneas que se encuentra en diferentes rangos de cargabilidad. Se reduce la carga en las líneas, lo que permite posponer la inversión necesaria para su ampliación o la sustitución por conductores de mayor sección.

Rango de cargabilidad	% de líneas
>100%	0 %
75% - 100%	0,42%
50% - 74%	2,07%
25% - 49%	3,23%
0% 24%	94,28%

Tabla 6.18 Porcentaje de carga en las líneas de la red más BESS

6.3. Evaluación económica al incorporar inyección en demanda máxima.

Mediante el grupo electrógeno y el uso del BESS para arbitraje energético, se retomaron los mismos criterios aplicados en la evaluación sobre el total cubrimiento de interrupciones, añadiendo además la reducción de pérdidas demostradas en el estudio realizado en DIGSILENT, la variación del costo por kWh y la disminución de costos por cargo de potencia.

Evaluación económica al incorporar grupo electrógeno:

Como se indicó previamente, el costo variable de generar un kWh mediante el grupo electrógeno asciende a aproximadamente 0,30 USD, valor que supera tanto el precio de compra de un kWh a la red tradicional, como también es mayor a la tarifa cobrada a los clientes (Tabla 6.2). Por ello, su aplicación no resulta rentable económicamente, tal y como se evidencia en la Figura 6.18, donde el flujo económico tiene una pendiente negativa, lo que se traduce en grandes pérdidas económicas mayores a la inversión inicial. Además, el uso recurrente de forma diaria acortaría la durabilidad del equipo y aumentaría las emisiones contaminantes.

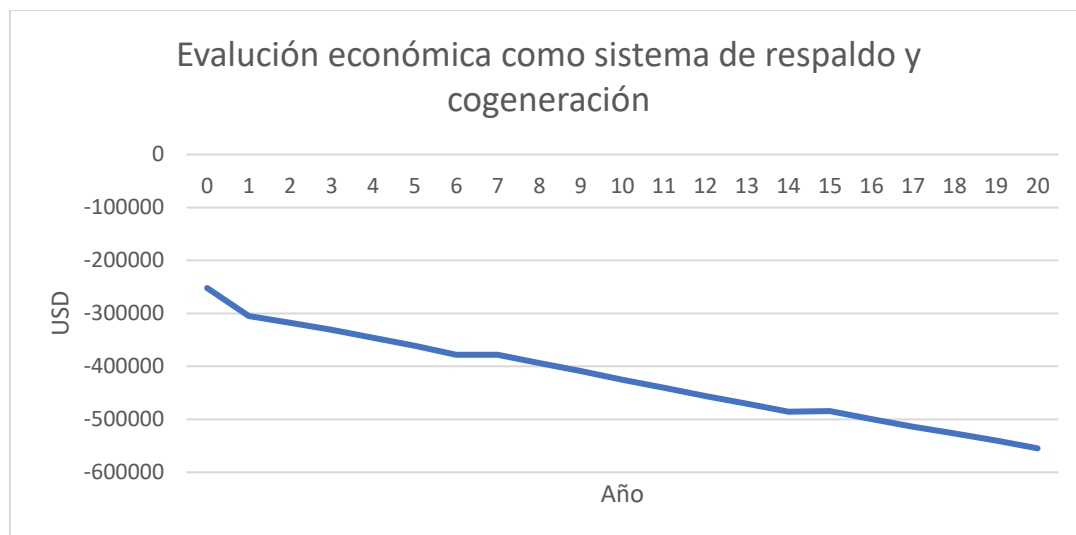


Figura 6.18 Evaluación económica de uso grupo electrógeno

En cuanto a la evaluación económica de BESS para arbitraje de energía se tiene:

Un cambio de costo por kWh derivado de la tarifa horaria detallada en la Tabla 4.7 y el ahorro adicional por menor demanda punta en la potencia contratada.

La Figura 6.19 muestra la curva que representa el flujo económico en los años, tiene un crecimiento sostenido en el tiempo y resulta un retorno de inversión al año 11, equivalente al año 10 de operación, que es cuando el flujo económico pasa a tener valores positivos. Considerando el uso frecuente para el arbitraje, se estima una disminución en la vida útil de las baterías que podría comprometer la rentabilidad proyectada. En consecuencia, el esquema planteado podría no resultar plenamente conveniente desde el punto de vista económico.

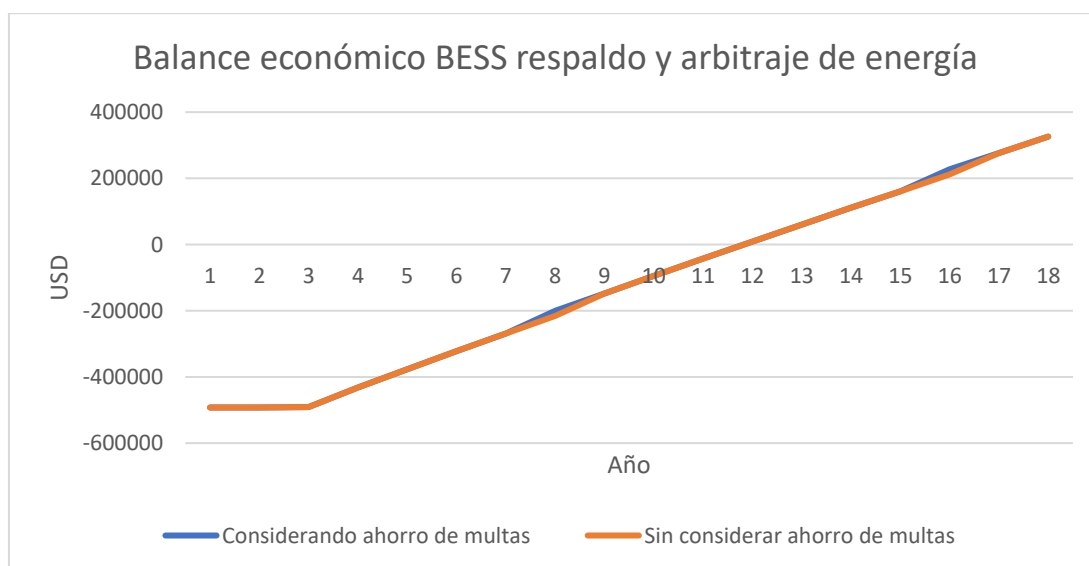


Figura 6.19 Evaluación económica uso BESS 500 kWh

7. Análisis de resultados y selección de tecnología

Se evaluaron tres tecnologías con potencial para operar como sistema de respaldo en la red de distribución: grupo electrógeno, sistema de almacenamiento de energía en baterías y sistema híbrido de generación solar fotovoltaica más BESS. El análisis comparativo se desarrolló en base a seis criterios principales: impacto ambiental, tiempo de construcción, vida útil, disponibilidad ante interrupciones, evaluación económica y la capacidad de proporcionar otras utilidades o aplicaciones adicionales a la red.

Al analizar cada criterio de manera individual, el grupo electrógeno resulta la peor opción en cuanto a impacto ambiental, debido a su dependencia de combustibles fósiles y sus elevadas emisiones contaminantes. Sin embargo, presenta el tiempo de instalación más corto, mientras que el sistema híbrido solar fotovoltaico + BESS requiere plazos más extensos por la envergadura de los equipos y obras civiles asociadas. En términos de vida útil, tanto el grupo electrógeno como el SFV ofrecen mayor durabilidad, aunque esto no asegura por sí solo la continuidad del servicio, sino que se debe acompañar de frecuentes mantenciones y cuidados. Respecto a la disponibilidad, ninguna alternativa garantiza un respaldo absoluto, pero la combinación SFV + BESS cubre un mayor número de clientes en los momentos de interrupción. Desde el punto de vista económico, el sistema híbrido SFV + BESS obtiene la mejor evaluación y la peor evaluada el grupo electrógeno quien tampoco tiene buenos resultados económicos al utilizar otra aplicación, no como el sistema BESS, que logra tener un retorno de inversión de 11 años al utilizarlos para el arbitraje de energía y no solo como sistema de respaldo.

A cada uno de estos criterios se le asignó un grado de importancia relativa, en función de su impacto sobre el cumplimiento del objetivo general del estudio. Para ello, se consultó con la empresa de distribución eléctrica COELCHA, quienes indicaron qué aspectos son más relevantes para ellos. Como resultado se definió como criterios prioritarios: el impacto ambiental, la disponibilidad ante interrupciones, los beneficios económicos y la posibilidad de brindar otras aplicaciones a la red. En cambio, se consideraron con menor grado de importancia la vida útil de la solución y el tiempo requerido para su instalación y puesta en marcha. Esta priorización fue clave en la elaboración de la matriz de decisión multicriterio, cuyos resultados se encuentran detallados en el Anexo H.

Desde el punto de vista económico, la única tecnología que permitió obtener beneficios financieros fue el sistema de generación solar más BESS, ya que demostró ser la alternativa más equilibrada y favorable en los aspectos evaluados. Esta opción entrega múltiples beneficios a la red, tales como:

Sostenibilidad: reduce la dependencia de fuentes fósiles y las emisiones asociadas, contribuyendo a una matriz eléctrica más limpia y alineada con objetivos de descarbonización.

Reducción de pérdidas técnicas: al inyectar energía desde más de un punto de la red, disminuyen las pérdidas por transporte.

Eficiencia energética: el sistema BESS maximiza el aprovechamiento de la energía solar al almacenar el excedente, evitando vertidos y pérdidas de producción.

Confiabilidad: la combinación entre generación y almacenamiento garantiza el suministro en momentos de alta demanda o baja irradiación.



8. Conclusiones

8.1. Sumario

En el presente informe un análisis de soluciones de respaldo eléctrico para los sectores de Copiulemu y Pichaco, ubicados al final del subalimentador Cabrero-Copiulemu, con el fin de mitigar el tiempo de interrupción de suministro que afecta a un elevado número de usuarios y cargas críticas. Para ello se compararon tres tecnologías: grupo electrógeno, sistemas de almacenamiento de energía en baterías y sistema híbrido de generación solar más almacenamiento de energía en baterías.

Se revisaron las interrupciones históricas en el sector y se determinó el perfil de carga. Para la evaluación de las tecnologías se consideró vida útil y tiempo de implementación a partir de información de la literatura, una comparación de impacto ambiental considerando las emisiones de gases y particulado, simulaciones en MATLAB de tres escenarios de interrupción para evaluar la disponibilidad ante interrupciones, una evaluación económica que incluye el tiempo de retorno de la inversión y finalmente una revisión de posibles usos complementarios en la red. Estos se basan en datos históricos y supuestos acotados, estimaciones que pueden llegar a ser diferentes en la realidad.

A partir de la información recopilada se selecciona una tecnología a partir de una matriz de decisión ponderada donde se integran los criterios evaluados y así tener un ranking de desempeño global que permite seleccionar la opción más adecuada. La asignación de pesos o importancia refleja particularmente las prioridades para esta empresa y autora del estudio, las cuales podrían variar en función de los intereses o necesidades de otros contextos.

8.2. Conclusiones y comentarios

Se identificó que la problemática de las interrupciones del suministro eléctrico está presente en el subalimentador Cabrero-Copiulemu de COELCHA, que afecta tanto a los usuarios como a la empresa distribuidora. Compromete el funcionamiento de consumos críticos y también ocasiona pérdidas económicas directas para la empresa. Resaltando la importancia de implementar soluciones que disminuyan el tiempo de desconexión ante interrupciones.

Se investigaron las características de los diferentes sistemas de respaldo, siendo los grupos electrógenos una solución robusta y frecuentemente usada, pero su uso está cada vez más limitado por normativas ambientales debido a las emisiones de gases y Chile no es la excepción; los sistemas de

almacenamiento de energía en baterías se posicionan como una alternativa sostenible y con diferentes aplicaciones con beneficios en la tensión y frecuencia de la red; la generación fotovoltaica solar con BESS es una solución sostenible pero que depende directamente de la radiación solar, variable que no es posible manejar.

Se compararon las tres tecnologías de respaldo, resultando los grupos electrógenos como la opción con el mayor impacto negativo ambiental debido a sus emisiones de gases contaminantes. En cuanto a la vida útil, el sistema solar fotovoltaico es el que presenta mayor durabilidad, mientras que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías tienen la menor vida útil. Finalmente se concluye que la instalación y puesta en marcha de un grupo electrógeno es la más rápida, seguida por la tecnología BESS, siendo el sistema solar más BESS el que requiere mayor tiempo.

Se dimensionaron las diferentes tecnologías, revelando que el PMGD solar con BESS es la solución con mayor capacidad de inyección, seguida por el grupo electrógeno y el equipo BESS solo. Se evaluó la disponibilidad operativa, determinando que cada tecnología depende de condiciones distintas, PMGD solar aunque depende de la luz solar, es capaz de cubrir la demanda de una mayor cantidad de clientes durante gran parte del día; los BESS, si los limitamos a una carga únicamente nocturna no se podrá asegurar que estén disponibles cargadas ante la duración total de una falla, sino que dependerá de cuán larga sea y el momento del día en que ocurra; el grupo electrógeno depende del combustible y de la intervención humana.

Se cuantificaron las pérdidas técnicas en la red original y en los casos de estudio mediante simulaciones en DIGSILENT Power Factory. Las pérdidas de la red original representan el 20% de la potencia total en el alimentador durante la demanda máxima. La implementación de un PMGD solar disminuyó significativamente estas pérdidas en casi un 40%. Por otro lado, la inyección de energía mediante BESS en demanda máxima redujo las pérdidas en aproximadamente un 15%, aunque también es importante considerar que la carga de este sistema durante el día puede incrementar la demanda del alimentador y en consecuencia sus pérdidas técnicas. La integración de un grupo electrógeno actuando en cogeneración en demanda máxima es quien reduce más las pérdidas, en un 60,2%.

Se evaluó económicamente las tecnologías de respaldo, se concluyó que el sistema de generación solar fotovoltaico más BESS es la única tecnología que logra un retorno de la inversión dentro del primer año de operación, siendo la mejor calificada en este aspecto, por lo contrario el uso de grupo electrógeno y de BESS exclusivamente como respaldo para interrupciones resulta en pérdidas

económicas, pero si se considera un uso alternativo de estas tecnologías como la cogeneración para los grupos electrógenos o la inyección en demanda máxima para los BESS, se determinó que el BESS podría alcanzar el retorno de la inversión al décimo año de operación, mientras que el grupo electrógeno no genera beneficios económicos bajo ninguna circunstancia. Importante información para la posterior toma de decisiones.

8.3. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se propone desarrollar un modelo de optimización para la operación del BESS, con el objetivo de maximizar sus beneficios para la red y económicos, buscando integrar múltiples variables técnicas y económicas, con el fin de traer beneficios operativos a la red y asegurar un retorno de la inversión más rápido.

Asimismo, se sugiere el desarrollo de estudios técnicos más profundos sobre la integración del sistema híbrido solar fotovoltaico + BESS en la red de distribución, considerando elementos como el control en tiempo real, la respuesta ante la variabilidad solar, la coordinación con la red existente y la implementación de estrategias de despacho inteligente.



Referencias

- [1] (Cooperativa de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. COELCHA, *Memoria Anual 2023*, 2023. <https://www.COELCHA.cl/nuestra-empresa.php#:~:text=Comenzamos%20hace%2067%20%C3%Blas%20gracias,abastecer%20de%20energ%C3%Ada%20%2070>)
- [2] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, abril 2024. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/NTCSDx2024-1.pdf>)
- [3] L. C. García Santander, “*Apuntes de Redes Eléctricas Inteligentes*”, Universidad de Concepción, 2024.
- [4] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), *Resumen Mensual de la Industria Energética, diciembre 2024*, Informe SEC, Chile, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2025/02/Informe-SEC-Diciembre-2024.pdf>
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), "Oficio Circular SEC N° 0544," Santiago, Chile, Oficio Circular, 2019
- [6] CDT, Cummins, Kaufmann, Vielco, Emeresa, “Grupos electrogenos- Conceptos y aplicaciones” 2018. Disponible: <https://catalogo.extension.cchc.cl/documentos/documentos/40827-2.pdf>
- [7] B. Jabeck, *The Impact of Generator Set Underloading*. Caterpillar Inc., Oct. 2013. [En línea]. Disponible: https://www.cat.com/en_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/the-impact-of-generator-set-underloading.html
- [8] "Desbalance de Voltajes y Corrientes: Un Problema Invisible pero Crítico en Sistemas Eléctricos," *miesa*, 8 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.miesa.com.mx/blog/informcion/desbalance-de-voltajes-y-corrientes-un-problema-invisible-pero-critico-en-sistemas-electricos>
- [9] Ministerio del Medio Ambiente, "Decreto 38: Establece norma de emisión para grupos electrógenos," 2020. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/2s4qh>
- [10] Ministerio del Medio Ambiente, "Resolución 3175 Exenta: Aprueba anteproyecto de modificación de entrada en vigencia de las exigencias de los artículos 6° y 7° del Decreto Supremo N° 38, de 2020, y lo somete a consulta pública," 2025. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/8UEG21>

- [11] Ministerio del Medio Ambiente, "Resolución 3175 Exenta: Aprueba anteproyecto de modificación de entrada en vigencia de las exigencias de los artículos 6° y 7° del Decreto Supremo N° 38, de 2020, y lo somete a consulta pública," 2023. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/8UEG2l>
- [12] Comisión Nacional de Energía, "Energía Abierta Ciudadana Almacenamiento, 2024, N°3," Informe, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/Rciudadano_v202408.pdf
- [13] Asian Development Bank, "Handbook on Battery Energy Storage System," Mandaluyong City, Philippines, Dec. 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>
- [14] Syed Sabir Hussain Rizvi, Krishna Teerth Chaturvedi, Mohan Lal Kolhe. "A review on peak shaving techniques for smart grids". AIMS Energía, 2023. Doi: 10.3934/energía.2023036
- [15] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), "Guía para el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía con baterías," Versión abril 2022. [En línea]. Disponible: https://energypedia.info/images/7/75/Output_4_Guia_dimensionamiento_almacenamiento_GD_baterias.pdf
- [16] EverExceed, "Lithium Battery Solutions for Energy Storage," [En línea]. Disponible: https://es.everexceed.com/european-market-outlook-for-c-i-energy-storage_n503
- [17] Generadoras de Chile, Dirección de Estudios, "Boletín Generadoras de Chile, marzo 2025," abril 2025. [En línea]. Disponible: <https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/05/2503-Boletin-Generadorasde-Chile-Marzo-2025.pdf>
- [18] Ministerio de Energía de Chile, "Ley 21.505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad," Diario Oficial, 21 nov. 2022. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/39z5u>
- [19] Comisión Nacional de Energía, "Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento 2025," Informe anual, mayo 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/ICTGA-2025.pdf>
- [20] Iberdrola, "Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)," 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess>

- [21] K. Hancock, "Battery energy storage in Texas," Texas Comptroller of Public Accounts, [En línea]. Disponible: [Battery energy storage in Texas](#) |
- [22] Valle Solar, "Importancia del almacenamiento energético (BESS) para la fotovoltaica," 2025. [En línea]. Disponible: <https://vallesolar.es/importancia-del-almacenamiento-energetico-bess-para-la-fotovoltaica/>
- [23] República de Chile, "Ley N° 21.118: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales," Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 24-sep-2020. [En línea]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560>
- [24] Ministerio de Energía. (2020, 1) Decreto supremo n°88. [Online]. Disponible: <https://bcn.cl/2lnoc>
- [25] Comisión Nacional de Energía (CNE), "Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión," Santiago, Chile, Feb. 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/NTCO-PMGD-Febrero-2024.pdf>
- [26] Gobierno de Chile, "Ley N° 19.300: Sobre Bases Generales del Medio Ambiente," Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, marzo 1994. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/2eph7>
- [27] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, "Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 4/2008," Artículo 207-1, 2008. [En línea]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- [28] Ley N° 21.304, "Ley que establece medidas para garantizar el suministro eléctrico a personas electrodependientes," Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, Ley N° 21.304, 12-ene-2021. [En línea]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1143313>
- [29] Ministerio de Energía de Chile, "Decreto Supremo N° 65, aprueba reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes," Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 29-sep-2021. [En línea]. Disponible: <https://bcn.cl/3m7t3>
- [30] MIGI Srl, "Cómo dimensionar un grupo electrógeno: guía práctica para elegir el grupo electrógeno ideal," MIGI, [En línea]. Disponible: <https://www.migisrl.com/es/noticias/como-dimensionar-un-grupo-electrogeno-guia-practica-para-elegir-el-grupo-electrogenos-ideal/>

- [31] Coordinador Eléctrico Nacional, *Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión*, Feb. 2024. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/NTCO-PMGD-Febrero-2024.pdf>
- [32] Maquitoools, "Planta Eléctrica de 600 KVA a Diésel AC600-L Motor CUMMINS", Maquitoools.com. Disponible: <https://maquitoools.com/producto/planta-electrica-de-600-kva-a-diesel-ac600-l-motor-cummins/>
- [33] Y. Rero Diaz, E. B. Cruz Estopinan, y A. Reyes Mesa, "Evaluación de las emisiones atmosféricas provenientes de grupos electrógenos en la provincia de Holguín, Cuba," *Rev. Cubana Met.*, vol. 26, no. 4, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://scielo.sld.cu/pdf/rcm/v26n4/2664-0880-rcm-26-04-e06.pdf>
- [34] BISON, "¿Cuánto duran los generadores diésel?", 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.bison-machinery.com/blog/how-long-do-diesel-generator-last.html>
- [35] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-79236, 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- [36] J. A. Alonso, "Vida útil y degradación de las placas solares," *SunFields Europe*. [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/vida-util/>
- [37] Comisión Nacional de Energía, "Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, Informe Técnico Definitivo, Fijación 1º semestre 2025, Santiago, Chile, mayo 2025. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/12/2024.12.20-ITD-PNP-enero-2025.pdf>
- [38] Tobasystem company, "¿Cuánto combustible consume un grupo electrógeno?", 11-oct-2024. [En línea]. Disponible en: [¿Cuánto combustible consume un grupo electrógeno? Guía completa 2024](#)
- [39] Ministerio de Energía, "FIJA PRECIOS DE PARIDAD PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO", Ministerio de Energía, Chile, informe, 4-jun-2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/es/tarificacion/hidrocarburos/mecanismo-de-estabilizacion-de-precios-de-los-combustibles-mepco/53815-2/>

[40] COELCHA, "Tarifas", COELCHA, [En línea]. Disponible en: <https://www.COELCHA.cl/tarifas.php>

[41] *Ley N.º 18.410*, Chile, 1985. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/2ferz>

[42] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), *Anexos: Proceso Compensaciones DX*, Chile, 2019. [En línea]. Disponible en: https://ec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/06/ANEXO_PROCESO_COMPENSACIONES_DX-1.pdf

[43] Comisión Nacional de Energía (CNE), *Resolución Exenta N.º 681: Aprueba Rectificación ITD PNP 2025-1*, Chile, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/12/Rex.-CNE-N681-2024-aprueba-Rectificacion-ITD-PNP-2025-1.pdf>

[44] "Tipos de compensaciones por cortes de servicio eléctrico," SERNAC. <https://www.sernac.cl/portal/617/w3-article-81810.html>

[45] *Ley N.º 19.613: Modifica la Ley N.º 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y el DFL N.º 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, para fortalecer el régimen de fiscalización del sector*, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, Chile, 1999. [En línea]. Disponible en: <https://bcn.cl/2lhas>

[46] Ministerio de Energía, "SEC aplica histórica multa de \$9 mil 152 millones a eléctricas por extensos cortes de luz de junio," *Ministerio de Energía*, 16 de agosto de 2017. [En línea]. Disponible: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/sec-aplica-historica-multa-de-9-mil-152-millones-electricas-por-extensos-cortes-de-luz-de-junio?page=117>

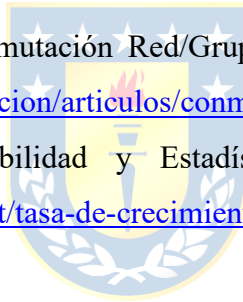
[47] ELECTROMINERÍA, "SEC multa con más de \$2.400 millones a 11 empresas eléctricas del centro sur por cortes de agosto 2024," *ELECTROMINERÍA*, 2025. [En línea]. Disponible: <https://electromineria.cl/sec-multa-con-mas-de-2-400-millones-a-11-empresas-electricas-del-centro-sur-por-cortes-de-agosto-2024/>

[48] "Robo de cables en el Biobío: confirman más patrullajes y fiscalizaciones a locales que venden metales," *Diario Concepción*, 21 mayo 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.diarioconcepcion.cl/ciudad/2025/05/21/robo-de-cables-en-el-biobio-confirman-mas-patrullajes-y-fiscalizaciones-a-locales-que-venden-metales.html>

- [50] "Autoridades refuerzan estrategias contra el robo de cable en la Provincia de Biobío," Pacífico Televisión, 19 feb. 2025. [En línea]. Disponible: <https://pacificotelevisionhd.cl/robo-cables-provincia-biobio/>
- [51] Ley N° 20.920, "Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje," Diario Oficial de Chile, 2016. [En línea]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1090894>
- [52] Pebblex Energy, "Ciclos de carga y vida útil en BESS," bepebblex.com, 31-oct-2023. [En línea]. Disponible en: <https://bepebblex.com/ciclos-carga-vida-util-bess/>. [Accedido: 15-jul-2025].
- [53] Comisión Nacional de Energía, Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043. Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, Santiago, Chile, feb. 2024.
- [54] "Cortes de luz en la Provincia del Biobío: causa principal es el robo de cables," Canal 9, 23-feb-2025.[En línea].Disponible: <https://www.canal9.cl/episodios/noticias/2025/02/23/cortes-de-luz-en-la-provincia-del-biobio-causa-principal-es-el-robo-de-cables>
- [55] M. Bošnjaković, R. Santa, Z. Crnac, y T. Bošnjaković, "Environmental Impact of PV Power Systems," *Sustainability*, vol. 15, art. no. 11888, 2023. doi: 10.3390/su151511888.
- [56] CICenergiGUNE, "La huella de carbono como elemento clave para cumplir con la regulación de baterías," 2024. [En línea]. Disponible en: <https://cicenergigune.com/es/blog/huella-carbono-regulacion-baterias#>
- [57] L. Peiseler, S. Pfister, V. Schenker, K. Schatzmann, V. Wood, y T. Schmidt, "Carbon footprint distributions of lithium-ion batteries and their materials" Nature Communications, 2024. doi: 10.1038/s41467-024-54634-y
- [58] Costa, T.; Souza, A.C.M.; Vasconcelos, A.; Rode, A.C.; Filho, R.D.; Marinho, M.H.N. "Comparing the Financial and Environmental Impact of Battery Energy Storage Systems and Diesel Generators on Microgrids" Sustainability 2023, 15, 16136. <https://doi.org/10.3390/su152316136>
- [59] J. Gyzen, "Replacing diesel generators with battery energy storage systems" ARCADIS. [En línea]. Disponible: <https://www.arcadis.com/en/insights/blog/global/jeff-gyzen/2024/replacing-diesel-generators-with-battery-energy-storage>

- [60] W. Kang, M. Chen, Y. Guan, B. Wei, J. C. Vasquez, y J. M. Guerrero, "Event triggered distributed voltage regulation by heterogeneous BESS in low-voltage distribution networks", *Applied Energy*, vol. 312, p. 118597, abr. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118597.
- [61] Coherent Market Insights, "Backup Power Market to Reach \$4.33 Billion, Globally, by 2030 at 6.3% CAGR," *GlobeNewswire*, 21-Jul-2023. [En línea]. Disponible: <https://www.globenewswire.com/news-release/2023/07/21/2708730/0/en/Backup-Power-Market-to-Reach-4-33-Billion-Globally-by-2030-at-6-3-CAGR-Coherent-Market-Insights-CMI.html>
- [62] M. Musmuliadi, Budiman, S. Subianto y A. Rantepadang, "Reliability analysis of 3 phase generator set as an emergency power supply if there are electricity outages" *PT. Intracawood Manufacturing* Vol. 2, No. 2, October 2023. DOI: 10.57102/jescee.v2i2.66
- [63] B. Jabeck, "The Impact of Generator Set Underloading." *Caterpillar Inc.*, Oct. 2013. [Online]. Available: https://www.cat.com/en_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/the-impact-of-generator-set-underloading.html
- [64] SA Guerrero Noboa y CA Barrera Singaña, "Almacenamiento de baterías para minimizar pérdidas en el sistema de distribución considerando indicadores en la calidad de energía", *Universidad Politécnica Salesiana*, 2023 <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24645>
- [65] Vita, V.; Fotis, G.; Pavlatos, C.; Mladenov, V. A "New Restoration Strategy in Microgrids after a Blackout with Priority in Critical Loads" *Sustainability* 2023, 15, 1974. <https://doi.org/10.3390/su15031974>
- [66] T. Marzullo, H. E. Goetsch, and P. A. Torcellini, "Is a Generator the Only Solution When the Grid Fails? Optimizing Systems for Resiliency and Carbon Reduction" *National Renewable Energy Laboratory*, 2024 *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, 2024. <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/90265.pdf>
- [67] Ali, M.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M.; Guan, Y.; Golestan, S.; DeLaCruz, J.; Koondhar, M.A.; Khan, B. "A Comparison of Grid-Connected Local Hospital Loads with Typical Backup Systems and Renewable Energy System Based AdHocMicrogrids for Enhancing the Resilience of the System" *Energies* 2023, 16, 1918. <https://doi.org/10.3390/en16041918>

- [68] U.S. Department of Energy, “U.S. Department of Energy Announces \$8M for Microgrid Innovation” U.S. Department of Energy, Jun. 2, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/oe/articles/us-department-energy-announces-8m-microgrid-innovation>
- [69] Shulman Advisory, “The emergence of microgrid development in Japan” Shulman Advisory. [En línea]. Disponible: <https://shulman-advisory.com/the-emergence-of-microgrid-development-in-japan>
- [70] IMARC Group, “Japan Smart Microgrids Market Size, Share, Trends and Forecast by Type, Component, Power Technology, Consumer Pattern, Application, and Region, 2025-2033” IMARC Group. [En línea]. Disponible en: <https://www.imarcgroup.com/japan-smart-microgrids-market>
- [71] MANLY Battery Co., Ltd., “2024 Best Batteries for Solar Power Storage”, MANLY Battery, 2024. [En línea]. Disponible en: [2024 Best Batteries for Solar Power Storage - MANLY Battery](#)
- [72] Ministerio de Energía de Chile, “Explorador Solar”. Disponible: <https://solar.minenergia.cl/fotovoltaico>
- [73] Genesal Energy, "Qué es la Conmutación Red/Grupo en Grupos Electrógenos," disponible en: <https://genesalenergy.com/comunicacion/articulos/conmutacion-red-grupo/>
- [74] "Tasa de crecimiento", Probabilidad y Estadística.net. [En línea]. Disponible en: <https://www.probabilidadyestadistica.net/tasa-de-crecimiento>



A. Anexo A

A.1. Cálculo del crecimiento porcentual de la demanda

Cálculo porcentual del crecimiento de demanda según el informe definitivo de previsión de demanda eléctrica 2023-2043. El cual realiza una previsión ajustada de clientes regulados de empresas distribuidoras del SEN, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de subestación primaria de distribución expresado en la Tabla A.1.

Año	COELCHA [GWh]
2023	49
2024	51
2025	54
2026	58
2027	62
2028	65
2029	69
2030	73
2031	77
2032	82
2033	86
2034	90
2035	95
2036	100
2037	104
2038	109
2039	114

Tabla A.1 Demanda prevista por informe definitivo de previsión de demanda eléctrica 2023-2043. [53]

A partir de la ecuación (A.1) [74], se determina el porcentaje de crecimiento anual hasta el 2043, el cual será utilizado para proyectar la demanda del sector estudiado en el presente informe.

$$g = \frac{P_t - P_0}{P_0} * 100 \quad (A.1)$$

Donde,

g = tasa de crecimiento promedio anual.

P_0 : valor inicial.

P_t : valor final despues de t años.

t : número de años

Se aplicó a cada año y se obtuvo el siguiente crecimiento (Tabla A.2) el cual indica el crecimiento con respecto al año anterior.

Año	% Crecimiento Demanda
2024	4,08%
2025	5,88%
2026	7,41%
2027	6,90%
2028	4,84%
2029	6,15%
2030	5,80%
2031	5,48%
2032	6,49%
2033	4,88%
2034	4,65%
2035	5,56%
2036	5,26%
2037	4,00%
2038	4,81%
2039	4,59%
2040	4,39%
2041	4,20%
2042	4,03%
2043	3,88%

Tabla A.2 Crecimiento porcentual anual de demanda para COELCHA.

El crecimiento del resto de los años (2044 a 2055) se calculó con un promedio móvil, con un periodo de 3 años.

A.2. Diagrama unilineal del alimentador Cabrero COELCHA.

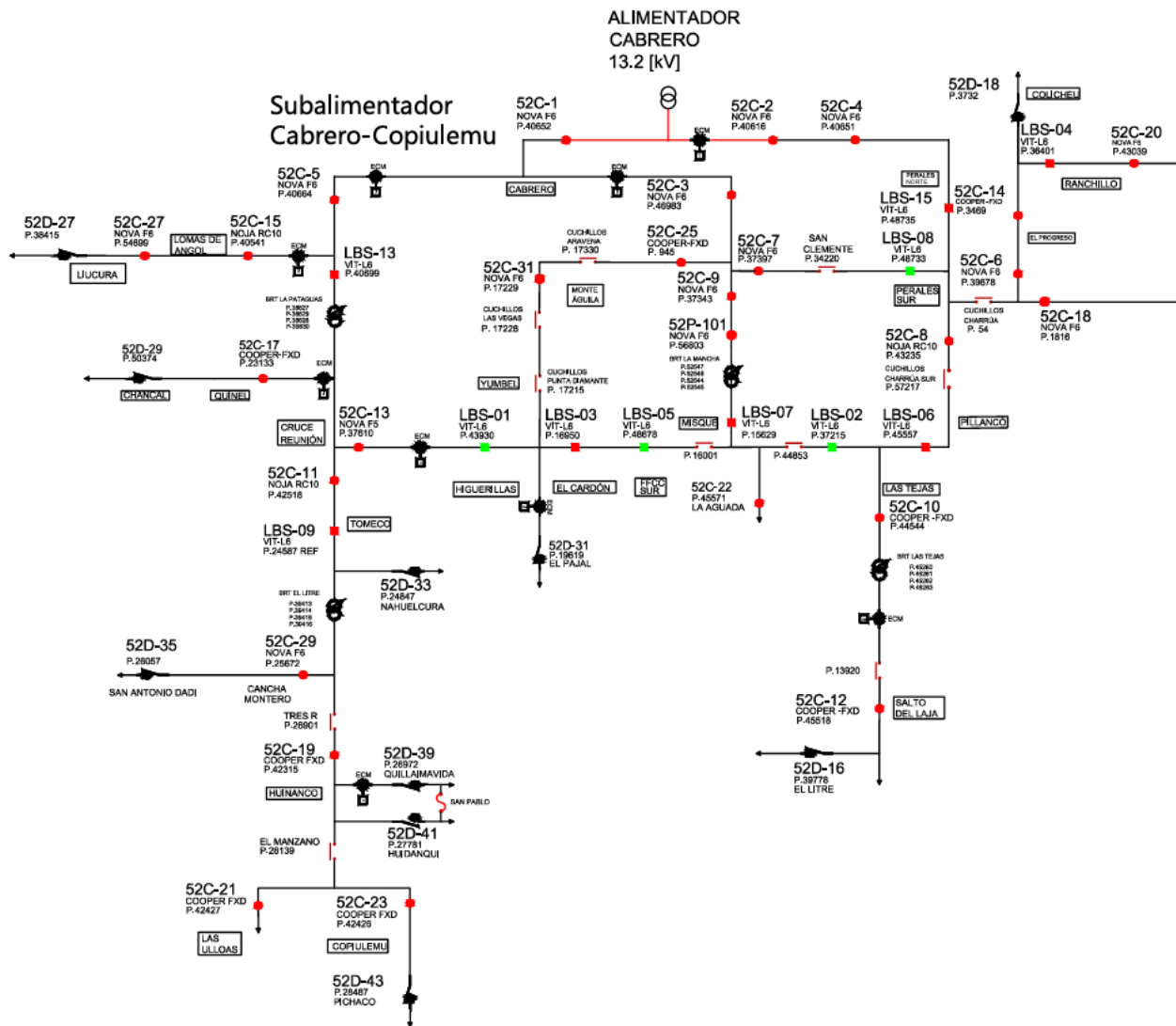


Figura A.1 Diagrama unilineal Alimentador Cabrero

B. Anexo B Partidas de costos de inversión por tecnología

A continuación, se mencionan los elementos en los que se destinarán recursos dentro de un proyecto, como materiales, montaje, obras y demás.

B.1. Tecnología térmica diésel

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Grupo Motor-Generador
Sistema de Abatimiento de Gases (inc. Monitoreo)
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contra Incendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanques)
Planta Desmineralizadora - Tratamiento de Agua
Planta de Agua Potable
Chimeneas Emisión Gases
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INSTALACIONES PARA SUMINISTRO DE DIÉSEL
Sistema de Recepción de diésel
Sistema de Almacenamiento diésel (inc. Estanques)
Sistema de Suministro diésel a Unidad Generadora
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

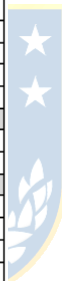


Tabla B.1 Partidas de costos de inversión tecnología térmica diésel [19]

B.2. Tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Sistema Contra Incendio
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PARQUE FOTOVOLTAICO
Módulos Fotovoltaicos (Paneles)
Inversores
Sistema de Seguimiento
Estación Meteorológica
Redes en Corriente Continua
SUMINISTRO BATERÍAS
Baterías
Inversor
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones y Obras Civiles Módulos Fotovoltaicos
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

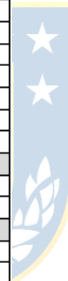


Tabla B.2 Partidas de costos de inversión tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías [19]

B.3. Tecnología sistemas de almacenamiento en baterías Stand Alone

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Turbina / Turbogenerador
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Planta Desaladora de Agua de Mar
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES CENTRAL DE ALMACENAMIENTO STAND ALONE
Equipos e insumos de almacenamiento (Baterías, Sales, Estanques, etc.)
Inversores y Rectificadores
Redes en Corriente Continua
Sistemas de conversión (Calefactor eléctrico, Bomba de agua, Compresor, Electrolizador, Celdas de Combustible, etc)
Otros equipos principales: Especificar
Otros equipos principales: Especificar
Otros equipos principales: Especificar
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diesel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificaciones de almacenamiento (Galpones, Edificios, Cavernas, etc)
Fundaciones sistemas de almacenamiento
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Obras Hidráulicas
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS



Tabla B.3 Partidas de costos de inversión tecnología sistema de almacenamiento en baterías Stand Alone [19]

C. Anexo C: Reporte Solar

Punto de referencia para la ubicación del PMGD:

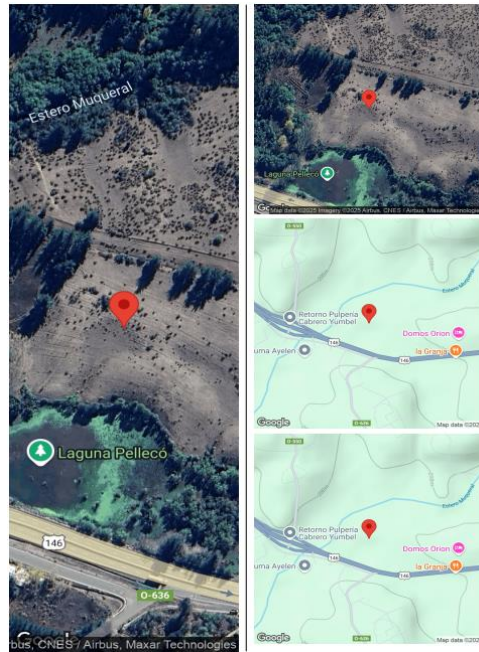


Figura C.1 Ubicación PMGD solar

Características del arreglo fotovoltaico:

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	29°
Azimut	-12°
Coef. Temperatura	-0.45 %/°C
Ef. Inversor	98.0 %
Pérdidas	14 %

Figura C.2 Características del sistema fotovoltaico

Resumen de los resultados de la generación eléctrica fotovoltaica:

Capacidad Instalada	3200 kW
Total Diario	12.5 MWh
Total Anual	4.56 GWh
Factor de Planta	16.0 %

Figura C.3 Resultados de la generación fotovoltaica

La Figura C.4 ilustra el promedio horario de generación durante los meses de enero, febrero, marzo y abril.

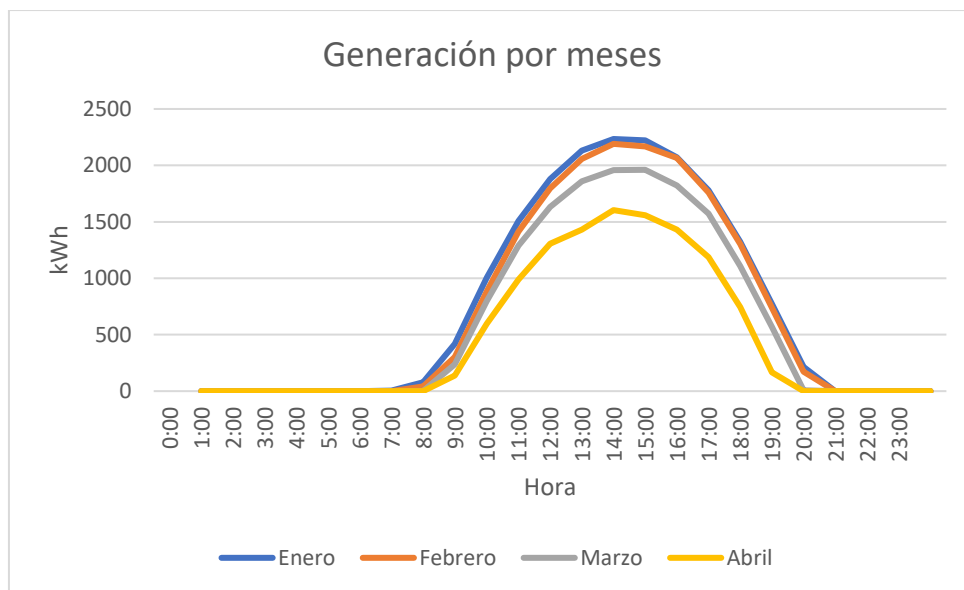


Figura C.4 Generación promedio enero, febrero, marzo y abril.

Se observa que enero registra el mayor nivel de generación, el cual va disminuyendo progresivamente en los siguientes meses, alcanzando el valor más bajo en abril. Esta tendencia se debe a la disminución de las horas de sol y su irradiancia.

La Figura C.5 ilustra el promedio horario de generación durante los meses de mayo, junio, julio y agosto.

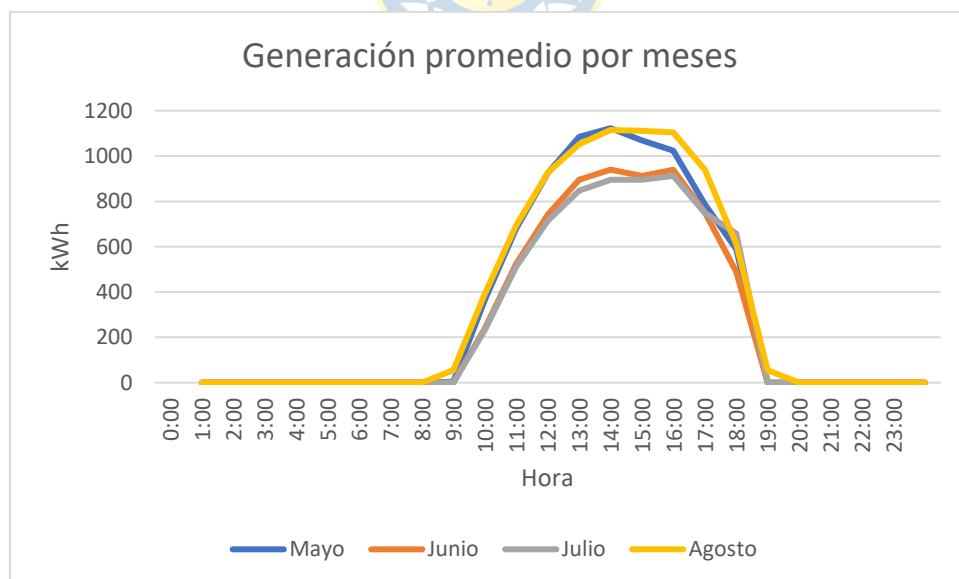


Figura C.5 Generación promedio mayo, junio, julio y agosto.

Estos meses corresponden al invierno, por lo que la disponibilidad de la luz solar es menor. En comparación con la Figura C.4, la generación es menor. El comportamiento evidenciado es que disminuye la generación de mayo hacia junio y julio, con una ligera recuperación en agosto.

La Figura C.6 muestra el promedio horario de generación durante los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

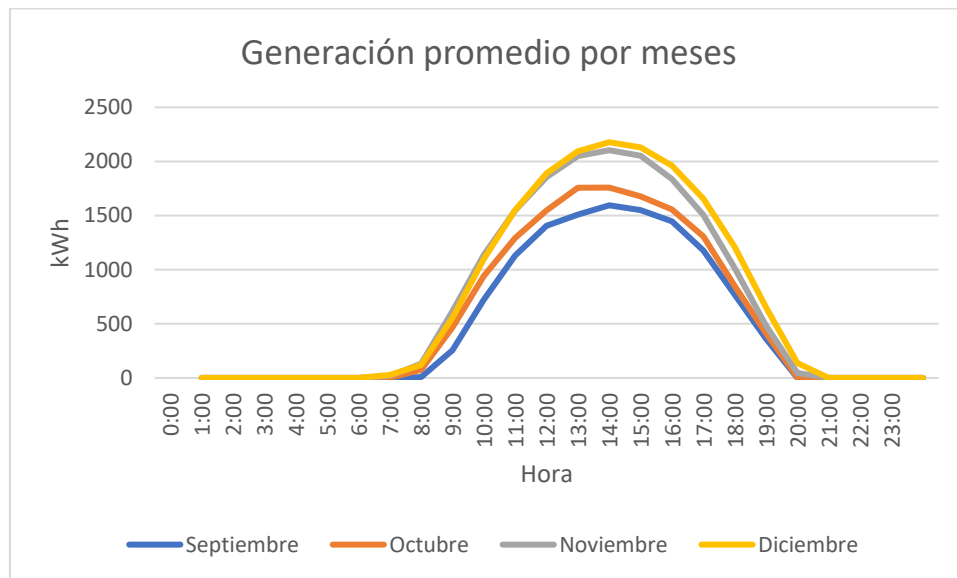
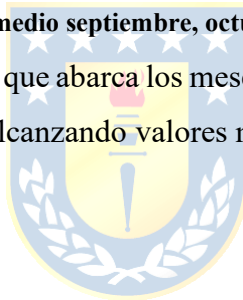


Figura C.6 Generación promedio septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Durante la primavera e inicio del verano, que abarca los meses de setiembre a diciembre, la generación solar presenta una tendencia creciente, alcanzando valores mayores en el último mes del año.



D. Anexo D: Causas interrupciones de suministro según Oficio Circular 544

Nº	Causa Directa o Inmediata
1	Daño en la infraestructura por eventos catastróficos de la naturaleza.
2	Cortocircuito producido por eventos externos catastróficos de la naturaleza.
3	Incendio.
4	Caída de árbol.
5	Impacto de ganchos, ramas u otro tipo de vegetación.
6	Impacto de elementos por un deslizamiento de tierra, aluvión o socavón.
7	Impacto de elementos por un maremoto o un tsunami.
8	Poda o tala de árboles o roce de la vegetación.
9	Impacto de objeto.
10	Contacto con objeto.
11	Acción de animales.
12	Acción del agua o de objetos arrastrados.
13	Descarga atmosférica.
14	Hielo, nieve o granizo.
15	Orden de Autoridad Competente.
16	Solicitud de Organismos de emergencia o de Orden.
17	Impacto de objeto sobre las instalaciones eléctricas por acciones de terceros.
18	Intervención de terceros.
19	Robo o hurto de elementos.
20	Choque de vehículos a instalaciones eléctricas.
21	Arrastre de instalaciones eléctricas.
22	Arrastre de instalaciones de telecomunicaciones.
23	Desconexión programada.
24	Desconexiones programadas por conexión de un PMGD y/o EG, o por modificaciones de trazado de red.
25	Desconexiones programadas por Obras en la red que permitan mejorar los estándares de calidad de suministro o producto.
26	Sobrecarga.

27	Desconexión programada que excede el tiempo presupuestado.
28	Diseño y/o construcción.
29	Falta de mantenimiento o mantenimiento mal ejecutado.
30	Defecto de material o equipo.
31	Origen no determinado.
32	Externas a nivel de Generación o Transmisión.
33	Externas a nivel de distribución.
34	Interrupción a solicitud de usuario.
35	Desconexiones programadas por conexión de un PMGD y/o EG, o por modificaciones de trazado de red, que excede el tiempo presupuestado.
36	Desconexiones programadas por Obras en la red que permitan mejorar los estándares de calidad de suministro o producto, que excede el tiempo presupuestado.

Tabla D.1 Causas interrupciones OF 544



E. Anexo E: energía promedio generada-demandada

Generación promedio diaria PMGD:

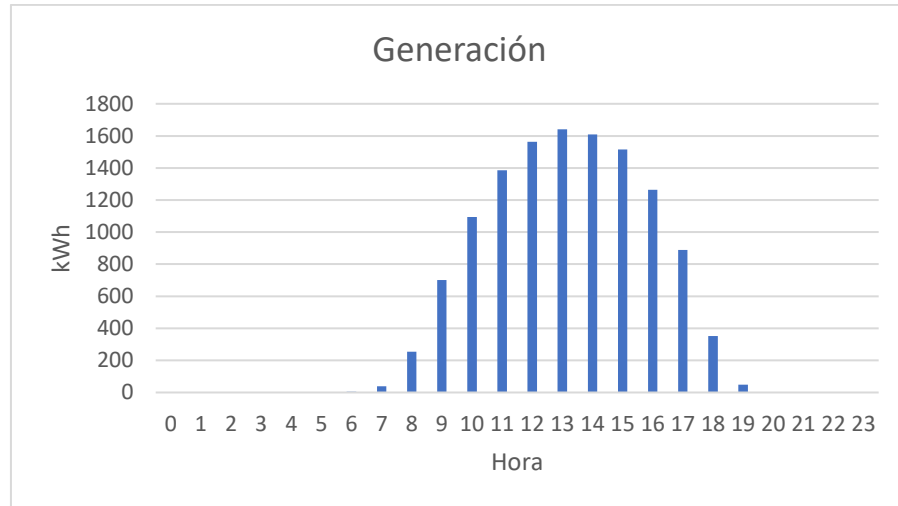


Figura E.1 Generación promedio diaria PMGD

Generación diaria promedio: 12,359 MW

Sector abarcado desde el desconectador LBS-09:

- 2618 clientes
- 27 clientes críticos: 4 plantas de agua potable, 17 antenas de comunicación y 6 electrodependientes.

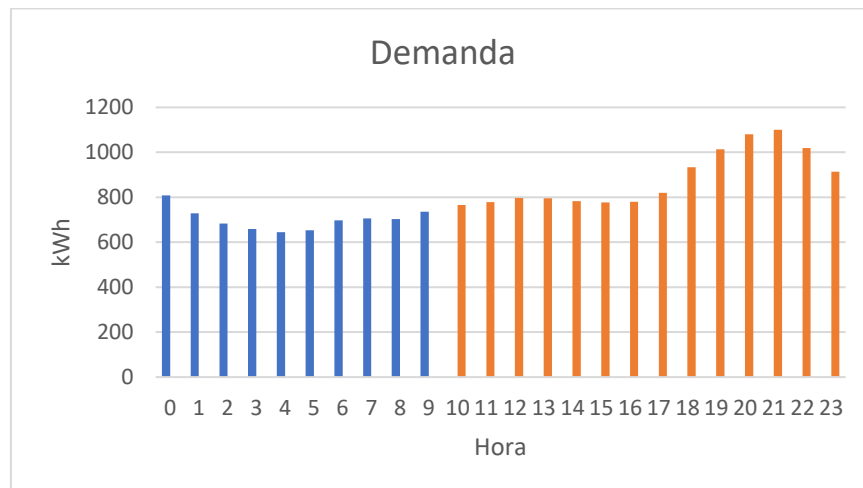


Figura E.2 Demanda sector isla REF.LBS-09

La suma de energía demanda de esta sección del subalimentador entre las 10 y 23 h es de 12.356,62 kWh (color anaranjado).

F. Anexo F: Evaluación económica

El resumen de los resultados de flujo están en el capítulo 6 de evaluación económica.

Balance económico: Termica diésel como sistema de respaldo														
Año	Año	Proyección d	Proyección h	Energía kWh	Inversion in	Costos fijos	Costos variables	Ingresos						
							CVNC (USD)	Combustible	Venta ener	Compensaci	Multas	Suma costos	Suma ingre	Flujo Neto
0	2025				-252000							-252000		-252000
1	2026	230.76962	150.27153	34678.103		-3780	-814.9354	-9382.604	8260.9532	256.98505		-4594.935	8517.9383	3923.0028
2	2027	247.86965	106.33198	26356.471		-3780	-619.3771	-7131.08	6278.5896	276.02764		-4399.377	6554.6173	2155.2402
3	2028	264.97265	86.57449	22939.872		-3780	-539.087	-6206.675	5464.6938	295.07355		-4319.087	5759.7673	1440.6803
4	2029	277.79733	56.581173	15718.099		-3780	-369.3753	-4252.732	3744.3363	309.35511		-4149.375	4053.6914	-95.6839
5	2030	294.88187	46.494048	13710.252		-3780	-322.1909	-3709.484	3266.0306	328.38045		-4102.191	3594.4111	-507.7798
6	2031	311.98501	27.110666	8458.1215		-3780	-198.7659	-2288.453	2014.878	347.42651		-3978.766	2362.3045	-1616.461
7	2032	329.08179	33.110666	10896.117		-3780	-256.0588	-2948.084	2595.6528	366.46548	15660.931	-4036.059	18623.05	14586.991
8	2033	350.4392	27.110666	9500.6401		-3780	-223.265	-2570.52	2263.2248	390.24909		-4003.265	2653.4739	-1349.791
9	2034	367.54063	40.110666	14742.3		-3780	-346.444	-3988.717	3511.8832	409.29325		-4126.444	3921.1765	-205.2676
10	2035	384.63127	27.110666	10427.61		-3780	-245.0488	-2821.323	2484.0459	428.32539		-4025.049	2913.3713	-1112.678
11	2036	406.01677	33.110666	13443.486		-3780	-315.9219	-3637.307	3202.4822	452.14028		-4095.922	3654.6225	-441.2994
12	2037	427.37325	27.110666	11586.374		-3780	-272.2798	-3134.841	2760.0844	475.92286		-4052.28	3236.0072	-816.2725
13	2038	444.46818	37.110666	16494.51		-3780	-387.621	-4462.8	3929.2916	494.95977		-4167.621	4424.2514	256.63039
14	2039	465.8471	27.110666	12629.425		-3780	-296.7915	-3417.052	3008.5582	518.76734		-4076.791	3527.3256	-549.4659
15	2040	487.22949	34.110666	16619.722		-3780	-390.5635	-4496.678	3959.1194	542.57876	15660.931	-4170.563	20162.63	15992.066
16	2041	508.61886	24.110666	12263.139		-3780	-288.1838	-3317.949	2921.3023	566.39796		-4068.184	3487.7003	-580.4835
17	2042	529.98085	33.110666	17548.019		-3780	-412.3784	-4747.841	4180.2565	590.18668		-4192.378	4770.4432	578.06472
18	2043	551.33908	27.110666	25973.951		-3780	-610.3879	-7027.584	6187.4664	613.9712		-4390.388	6801.4376	2411.0498
19	2044	572.73104	33.110666	18963.506		-3780	-445.6424	-5130.819	4517.1542	637.79328		-4225.642	5155.2445	-929.6028
20	2045	596.35619	27.010666	16107.978		-3780	-378.5375	-4538.219	3837.2126	664.10226		-4158.537	4501.3148	342.77735
21	2046	620.28002	33.110666	20537.884		-3780	-482.6403	-5556.787	4892.4967	690.74383		-4262.64	5583.2405	1320.6002
22	2047	645.12568	26.110666	16844.661		-3780	-395.8495	-4557.538	4012.7039	718.41195		-4175.85	4731.1158	555.26628
23	2048	671.23654	33.110666	22225.089		-3780	-522.2896	-6013.282	5294.4194	747.48901	15660.931	-4302.29	21702.84	17400.55
24	2049	698.23061	27.110666	18929.497		-3780	-444.8432	-5121.617	4509.3496	777.54961		-4224.843	5286.8992	1062.056
25	2050	726.33324	32.110666	23323.044		-3780	-548.0915	-6310.347	5555.9722	808.8447		-4328.092	6364.8169	2036.7254
26	2051	755.61364	27.110666	20485.189		-3780	-481.4019	-5542.529	4879.9436	841.45135		-4261.402	5721.395	1459.993
27	2052	786.03374	28.777333	22619.954		-3780	-531.5689	-6120.117	5388.4835	875.32717		-4311.569	6263.8107	1952.2417
28	2053	817.68988	29.332888	23985.206		-3780	-563.6523	-6489.504	5713.7111	910.57945		-4343.652	6624.2906	2280.6383
29	2054	850.6277	28.406962	24163.749		-3780	-567.8481	-6537.811	5756.2434	947.25901		-4347.848	7033.5024	2355.6543
30	2055	884.8835	28.839061	25519.209		-3780	-599.7014	-6904.548	6079.1387	985.40627		-4379.701	7064.5449	2684.8435

Figura F.1 Evaluación económica Grupo electrógeno como sistema de respaldo

Balance económico: BESS como sistema de respaldo														
Año	Año	Proyección	Proyección	Energía kWh	Inversion in	Costos fijos	Costos vari	Venta ener	Compensaci	Multas	Suma cost	Suma ingre	Flujo Neto	Flujo acum
0	2025				-432400						-432400		-432400	-432400
1	2026										0	0	0	-432400
2	2027	247.86965	106.33198	26356.471		-4924	-4947.639	6292.1797	276.02764		-4924	6568.2073	1644.2073	-490755.8
3	2028	264.97265	86.57449	22939.872		-4924	-4306.275	5476.5221	295.07355		-4924	5771.5957	847.59565	-489908.2
4	2029	277.79733	56.581173	15718.099		-4924	-2950.603	3752.4409	309.35511		-4924	4061.796	-862.204	-490770.4
5	2030	294.88187	46.494048	13710.252		-4924	-2573.69	3273.1	328.38045		-4924	3601.4804	-1322.52	-492032.9
6	2031	311.98501	27.110666	8458.1215		-4924	-1587.759	2019.2392	347.42651		-4924	2366.6657	-2557.334	-494650.3
7	2032	329.08179	33.110666	10896.117		-4924	-2045.42	2601.2711	366.46548	15830.422	-4924	18798.159	13874.159	-49606.5
8	2033	350.4392	27.110666	9500.6401		-4924	-1783.461	2268.1236	390.24909		-4924	2658.3727	-2265.627	-498072.1
9	2034	367.54063	40.110666	14742.3		-4924	-2767.426	3519.4847	409.29325		-4924	3928.778	-995.222	-498987.4
10	2035	384.63127	27.110666	10427.61		-4924	-1957.472	2489.4226	428.32539		-4924	2917.748	-2006.252	-501873.6
11	2036	406.01677	33.110666	13443.486		-4924	-2523.612	3209.414	452.14028		-4924	3661.5543	-1262.446	-503136.1
12	2037	427.37325	27.110666	11586.374		-4924	-2174.995	2766.0586	475.92286		-4924	3241.9814	-1682.019	-504818.1
13	2038	444.46818	37.110666	16494.51		-4924	-3036.351	3937.7966	494.95977		-4924	4432.7563	-491.2437	-505309.3
14	2039	465.8471	27.110666	12629.425		-4924	-2370.737	3015.0702	518.76734		-4924	3533.8376	-1390.162	-506699.5
15	2040	487.22949	34.110666	16619.722		-4924	-3119.856	3967.6889	542.57876	15830.422	-4924	20340.69	15416.69	-475452.4
16	2041	508.61886	24.110666	12263.139		-4924	-2302.038	2927.6255	566.39796		-4924	3494.0234	-1429.977	-476882.4
17	2042	529.98085	33.110666	17548.019		-4924	-3294.116	4189.3047	590.18668		-4924	4779.4913	-144.5087	-477026.9

Figura F.2 Evaluación económica BESS como sistema de respaldo

Balance económico: SPV-BESS como sistema de respaldo														
Año	Año	Proyección demanda por hora	Proyección horas interrupción	Energía kWh	Inversión inicial (USD)	Costos fijos (USD)	Venta energía (USD)	Ingresos						
								Compensaciones (USD)	Multas (USD)	Disminución pérdidas (USD)	Diferencia transmisión (USD)	Suma costos (USD)	Suma Ingresos (USD)	Fuige Net (USD)
0	2025				-4387200								-4387200	-4387200
1	2026												0	-4387200
2	2027												0	-4387200
3	2028	264.9726534	86,5744938	22939,872		-65808	5476,522104	295,0735460		10,1821027	132161098	-65808	132166620,7	127,713,811+0+3
4	2029	277,797339	56,58117327	15718,099		-65808	5762,440398	309,3551065		10,1821027	132161098	-65808	1321651110,9	129,990280,2
5	2030	294,8818656	46,49404784	13710,252		-65808	5973,099979	328,3804456		10,1821027	132161098	-65808	132164650,6	132,998642,4
6	2031	311,9850129	27,1106662	8458,1215		-65808	6177,428611	347,428611		10,1821027	132161098	-65808	132163431,8	135,95077,8
7	2032	329,0817912	33,11066629	10896,117		-65808	6291,171199	366,4564842	15830,422	10,1821027	132161098	-65808	132179847,3	137,114409,3
8	2033	350,439209	27,11066629	9500,6401		-65808	2286,123990	390,2496942		10,1821027	132161098	-65808	132163707,5	139,297599,5
9	2034	367,5406329	40,11066629	14742,3		-65808	3519,484738	408,2997792		10,1821027	132161098	-65808	132164697,7	141,40777,7
10	2035	384,6312734	27,11066629	10427,61		-65808	2489,242298	426,353861		10,1821027	132161098	-65808	132163696,9	143,968158,4
11	2036	406,0167722	33,11066629	13443,486		-65808	3209,941973	452,1402776		10,1821027	132161098	-65808	132164710,7	145,998962,7
12	2037	427,3732529	27,11066629	11586,374		-65808	2766,025999	476,922959		10,1821027	132161098	-65808	132164291,9	148,161619,5
13	2038	444,4681818	37,11066629	16494,51		-65808	3597,766509	494,597704		10,1821027	132161098	-65808	132165481,9	150,699673,9
14	2039	465,8471471	27,11066629	12263,139		-65808	3015,070247	518,7673534		10,1821027	132161098	-65808	132164583,3	152,969778,5
15	2040	487,2294929	34,11066629	16619,722	-492400	-65808	4512,571222	546,797222	15830,422	10,1821027	132161098	-65808	132165231,8	155,182184,9
16	2041	508,6188608	24,11066629	12263,139		-65808	2597,323463	566,3967396		10,1821027	132161098	-65808	132164643,2	157,4845358,5
17	2042	529,980853	33,11066629	17548,019		-65808	4189,304558	590,1866779		10,1821027	132161098	-65808	132165826,8	159,100026,6
18	2043	551,3390829	27,11066629	25973,951		-65808	4793,85012	618,639562		10,1821027	132161098	-65808	132167166,8	161,210778,6
19	2044	572,7310377	33,11066629	18963,506		-65808	4527,299231	637,7836396		10,1821027	132161098	-65808	132166124,2	163,100446,2
20	2045	596,356193	27,01066629	16107,978		-65808	3845,51823	664,102566		10,1821027	132161098	-65808	132165558,8	165,099756,8
21	2046	620,2800229	33,11066629	20537,884		-65808	4503,98484	692,579648		10,1821027	132161098	-65808	132166564,9	167,105654,9
22	2047	645,1256763	26,11066629	16844,661		-65808	4001,389054	718,4119351		10,1821027	132161098	-65808	132165788,9	169,099680,9
23	2048	671,2365407	33,11066629	22225,489		-65808	5395,879166	747,4890117	15830,422	10,1821027	132161098	-65808	132182922,9	171,211742,9
24	2049	698,3569829	27,11066629	28859,067		-65808	4118,110872	777,5868458		10,1821027	132161098	-65808	132180645,8	173,102183,8
25	2050	726,3333408	33,11066629	35823,044		-65808	5567,986144	805,624444		10,1821027	132161098	-65808	132192161,8	175,035458,1
26	2051	755,6136368	27,11066629	20415,984		-65808	4890,506291	841,4513459		10,1821027	132161098	-65808	132166781,1	177,000973,1
27	2052	786,6337566	27,7733239	26858,196		-65808	5400,146879	875,3271691		10,1821027	132161098	-65808	132167224,6	179,015166,4
28	2053	818,698829	33,11066629	33748,748		-65808	6885,001748	909,674848		10,1821027	132161098	-65808	132170143,7	181,029764,7

Balance económico: Térmica diésel como sistema de respaldo															
Año	Año	Proyección	Proyección	Energía kWh	Inversión inicial	Costos variables			Ingresos			COGENERACIÓN			
						Costos fijos	CVN/C	US\$/Combustible	Venta energía	Compensación	Multas	Diferencia	Disminución	Pago trans	Disminución
0	2025				-252000									-252000	
1	2026	230.76962	150.27153	34679.103		-3780	-814.9354	-9382.604	8278.8341	256.98505		-67259.28	49.45423	10155.532	0
2	2027	247.86965	106.33198	26356.471		-3780	-619.3771	-7131.08	6292.1797	275.02764		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
3	2028	264.97265	86.57449	22339.872		-3780	-539.087	-6206.678	5476.5221	295.07355		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
4	2029	277.79733	56.581173	15718.0989		-3780	-369.3753	-4252.732	3752.4409	309.35511		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
5	2030	294.88187	46.494048	13710.252		-3780	-322.1909	-3709.484	3273.1	328.38045		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
6	2031	311.98501	27.110666	8458.1216		-3780	-198.7659	-2288.453	2019.2392	347.42651		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
7	2032	329.08179	33.110666	10896.117		-3780	-256.0588	-2948.084	2601.2711	366.46548	15830.422	-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
8	2033	350.4392	27.110666	9500.6401		-3780	-223.265	-2670.52	2268.1236	390.24909		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
9	2034	367.54063	40.110666	14742.3		-3780	-346.444	-3988.717	3519.4847	409.29325		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
10	2035	384.63127	27.110666	10427.61		-3780	-245.0488	-2821.323	2489.4226	428.32539		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
11	2036	406.01677	33.110666	13443.486		-3780	-315.9219	-3637.307	3209.414	452.14028		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
12	2037	427.37325	27.110666	11586.374		-3780	-272.2798	-3134.841	2765.0586	475.92286		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
13	2038	444.46818	37.110666	16494.51		-3780	-387.621	-4462.8	3937.7966	494.95977		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
14	2039	465.8471	27.110666	12629.425		-3780	-296.7916	-3417.052	3016.0702	518.76734		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
15	2040	487.22949	34.110666	16619.7222		-3780	-390.5635	-4436.678	3967.6889	542.57876	15830.422	-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
16	2041	508.61886	24.110666	12263.139		-3780	-288.1838	-3317.949	2927.6255	566.39796		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
17	2042	529.98085	33.110666	17548.019		-3780	-412.3784	-4747.841	4189.3047	590.18668		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
18	2043	551.33908	47.110666	25973.951		-3780	-610.3879	-7027.584	6200.8592	613.9712		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
19	2044	572.73104	33.110666	18963.506		-3780	-445.6424	-5130.819	4527.2292	637.79328		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08
20	2045	596.35619	27.110666	16107.978		-3780	-378.5375	-4358.219	3845.5182	664.10226		-67259.28	49.45423	10155.532	42238.08

Figura F.4 Evaluación económica utilizando Grupo electrógeno para cogeneración

Año	Año	Proyección de	Proyección de	Energía kWh	Inversión inicial	Costos fijos	Ingresos			Arbitraje			Suma costos	Suma ingresos	Flujo Neto	Flujo acumulado	Flujo acumulado sin multas
							Venta energía	Compensación	Multas	Diferencia US\$	Disminución	Disminución					
0	2025				-492400								-492400			-492400	-492400
1	2026												0		0	-492400	-492400
2	2027	247.869648	106.331984	26356.4713		-4924	6292.17966	276.02764		950.533	11.6161408	0	-4924	6568.2073	1644.2073	-490755.793	-490755.7927
3	2028	264.972653	86.574488	22339.8723		-4924	5476.5221	285.073547		950.533	11.6161408	56352	-4924	63085.7448	56161.7448	-432594.048	-432594.0479
4	2029	277.79733	56.5811733	15718.0989		-4924	3752.44094	309.355107		950.533	11.6161408	55788.46	-4924	60612.4252	55888.4252	-376705.623	-376705.6227
5	2030	294.881866	46.4940476	13710.2515		-4924	3273.09998	328.380446		950.533	11.6161408	55230.5962	-4924	59794.2248	54670.2248	-321835.398	-321835.398
6	2031	311.985014	27.1106659	8458.12148		-4924	2019.2392	347.426511		950.533	11.6161408	54678.2892	-4924	58007.1041	53083.1041	-268752.294	-268752.2939
7	2032	329.081793	33.1106659	10896.1173		-4924	2601.27112	366.465484	15830.4221	950.533	11.6161408	54131.5064	-4924	73891.8142	68967.8142	-215614.9018	-215614.9018
8	2033	350.439201	27.1106659	9500.6401		-4924	2268.12359	390.249094		950.533	11.6161408	53590.1913	-4924	57210.7131	52286.7131	-147497.766	-147497.766
9	2034	367.540634	40.1106659	14742.2996		-4924	3519.4847	409.29325		950.533	11.6161408	53054.2894	-4924	57945.2165	53021.2165	-94476.5501	-94476.55009
10	2035	384.631273	27.1106659	10427.61		-4924	2489.4226	428.325386		950.533	11.6161408	52523.7465	-4924	56403.6436	51479.6436	-42996.90648	-42996.90648
11	2036	406.016772	33.1106659	13443.4857		-4924	3209.41397	452.140278		950.533	11.6161408	51998.509	-4924	56822.2124	51698.2124	8701.305931	8701.305931
12	2037	427.373254	27.1106659	11586.3735		-4924	2766.05859	475.922856		950.533	11.6161408	51478.5239	-4924	55682.6545	50758.6545	59459.96045	59459.96045
13	2038	444.468185	37.1106659	16494.5103		-4924	3937.79657	494.95977		950.533	11.6161408	50963.7387	-4924	56358.6442	51434.6442	110894.8046	110894.8046
14	2039	465.847104	27.1106659	12629.4252		-4924	3015.07025	518.767335		950.533	11.6161408	50454.1013	-4924	54950.068	50026.068	160920.8928	160920.8928
15	2040	487.229498	34.1106659	16619.7222		-4924	3967.68888	542.578756	15830.4221	950.533	11.6161408	49949.5603	-4924	71252.3991	66328.3991	227249.092	227249.092
16	2041	508.618861	24.1106659	12263.1394		-4924	2927.62546	566.397963		950.533	11.6161408	49450.0647	-4924	53906.2373	48982.2373	276231.329	276231.329
17	2042	529.980853	33.1106659	17548.019		-4924	4189.30498	590.186678		950.533	11.6161408	48955.564	-4924	54897.2045	49773.2045	326004.534	326004.5336

Figura F.5 Evaluación económica utilizando BESS para arbitraje de energía



G. Anexo G: Simulaciones disponibilidad MATLAB

El comportamiento de los siguientes gráficos es explicado en el Capítulo 5 del presente informe. Siguiendo una conducta similar entre los diferentes escenarios de prueba.

Escenario 1: Interrupción larga de 24 h.

Potencia de carga de 300 kW.

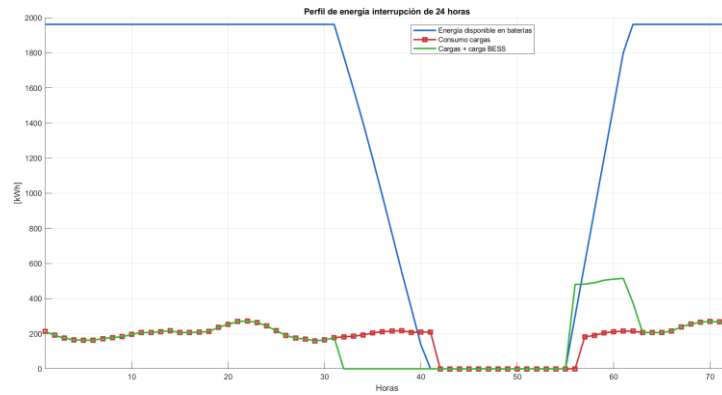


Figura G.1 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW]

Potencia de carga de 250 kW.

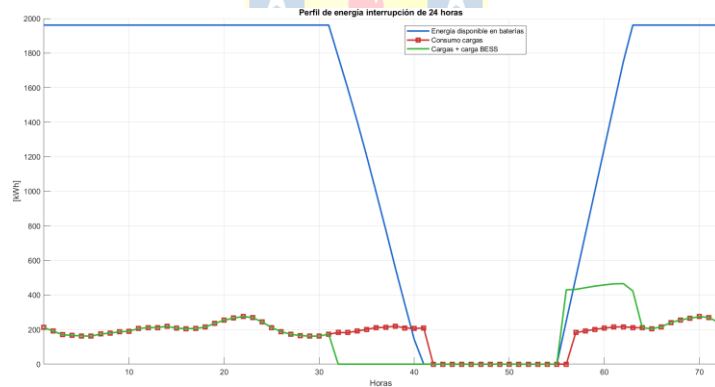


Figura G.2 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga automática 250 [kW]

Carga nocturna:



Figura G.3 Escenario 1: Comportamiento de BESS carga nocturna

Escenario 2: interrupciones de 1 hora.

Potencia de carga 300 kW.

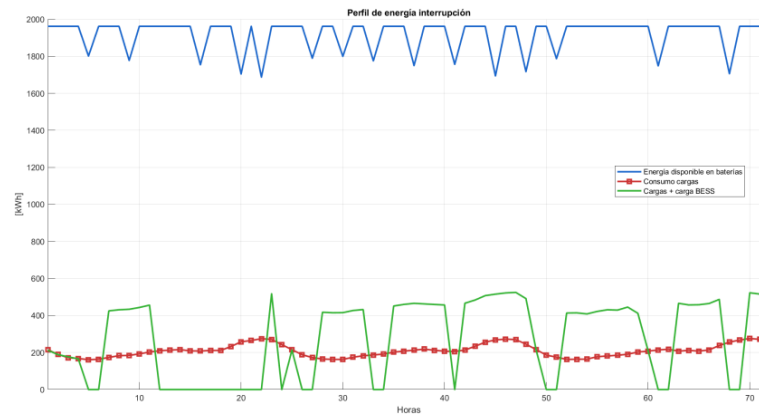


Figura G.4 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW]

Potencia de carga 250 kW.

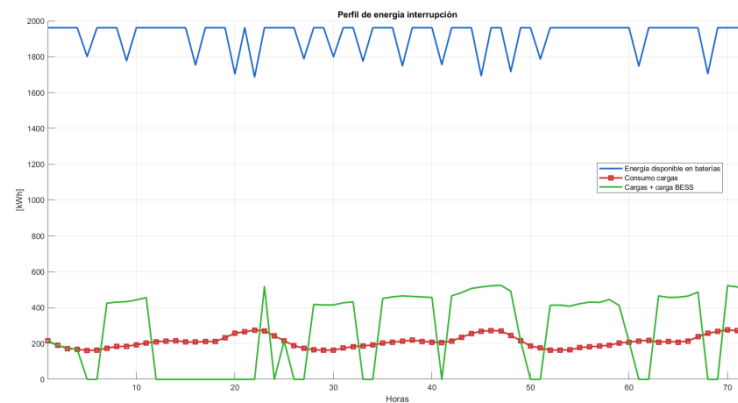


Figura G.5 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga automática 250 [kW]

Carga nocturna:



Figura G.6 Escenario 2: Comportamiento de BESS carga nocturna

Escenario 3: Una interrupción extensa de 11 horas, seguida de interrupciones cortas de 1 hora.
Potencia de carga de 300 kW.

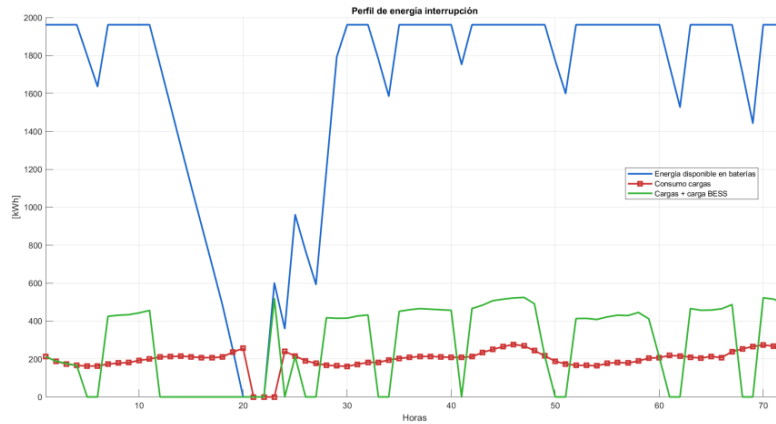


Figura G.7 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 300 [kW]

Potencia de carga de 250 kW.

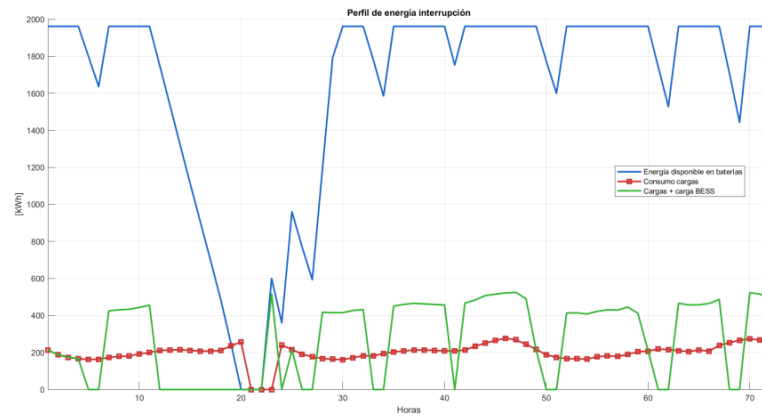


Figura G.8 Escenario 3: Comportamiento de BESS carga automática 250 kW

H. Anexo H: Matriz de decisión

La Tabla H.1 representa una matriz de decisión ponderada, donde se comparan tres tecnologías (Grupo electrógeno, BESS y PMGD + BESS) utilizando seis criterios de evaluación. Para la selección de una tecnología, se definió un grado de importancia para cada criterio, el cual refleja cuán relevante es ese aspecto tanto para la empresa eléctrica como para la autora del estudio en la toma de decisión. Además, cada tecnología fue calificada del 1 al 3 por criterio, siendo 1 = desempeño deficiente, 2 = desempeño regular y 3 = buen desempeño. Por lo tanto, la tecnología que pondere en número mayor se considera como la mejor.

Criterio	Grado de importancia (peso)	Grupo electrógeno	BESS	PMGD + BESS
Impacto ambiental	0,2	1	2	2
Disponibilidad	0,2	2	2	2
Beneficios económicos	0,2	1	2	3
Otras aplicaciones	0,2	1	3	3
Vida útil	0,1	3	1	2
Tiempo de instalación	0,1	3	2	1
Puntaje total ponderado		1,6	1,9	2,3

Tabla H.1 Matriz de decisión

El resultado final muestra que la alternativa Solar + BESS obtuvo el mayor puntaje ponderado (2,3), destacándose como la opción más equilibrada y favorable considerando aspectos técnicos, económicos, de disponibilidad y ambientales.