

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Optimización de la operación de Sistemas de
Distribución (SD) con presencia de Sistemas de
Almacenamiento:

Caso de estudio SD CGE

Profesor patrocinante:

Luis García Santander

Autor:

Jorge Nicolás Faúndez Sanhueza

Concepción, 01 de diciembre 2023

Resumen

El presente documento aborda el desarrollo del proyecto titulado “Optimización de la operación de Sistemas de Distribución (SD) con presencia de Sistemas de Almacenamiento: Caso de estudio SD CGE”. Este proyecto evalúa algunos de los efectos derivados de la implementación de un sistema de almacenamiento de energía de baterías (o BESS) en una red de distribución, teniendo en cuenta las limitaciones regulatorias, económicas, sociales y ambientales presentes en Chile.

Para llevar a cabo el estudio, se utilizaron dos redes de distribución: la red de prueba IEEE-33 y a la red Las Quilas de CGE. En cada red se aplicó un criterio de dimensionamiento del BESS mediante la gestión de la demanda asociada al periodo punta definido por la CNE, lo cual permitió establecer la cantidad de energía a gestionar, así como la estrategia de carga/descarga de las baterías. Luego se definió un mecanismo de optimización con el propósito de determinar la mejor ubicación para conectar el BESS. Este mecanismo considera dos variables en su función objetivo: la desviación de tensión en los nodos de la red y las pérdidas de potencia en las líneas.

Los resultados del estudio indican que el tamaño del BESS está directamente asociado al perfil de demanda de la red, obteniéndose un tamaño óptimo de 1.15 [MW] para la red IEEE-33 y de 0.67 [MW] para la red Las Quilas. En cuanto a la ubicación del BESS, se identifican las cinco mejores ubicaciones en orden de prioridad, generando tres combinaciones distintas. La elección recae en la opción que genera una mayor contribución en cuanto a la reducción de las pérdidas de potencia y a la reducción de la desviación de tensión. Los efectos derivados de la implementación del sistema de almacenamiento BESS varían en cada caso, en donde destaca el caso de estudio 1, el cual alcanza la reducción de un 4,7% de las pérdidas de potencia y de un 2% de la desviación de tensión.

Agradecimientos

No se puede cerrar un ciclo tan importante como este sin agradecer a cada ser que aportó con un granito de apoyo, inspiración o experiencia. Desde que me inscribí en Ingeniería Plan Común y decidí proseguir con la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica, mi vida cambió radicalmente. Puede sonar exagerado, pero lo que este proceso universitario significó para mí se resume en una lucha constante, que causó un efecto positivo en la curva de aprendizaje y desarrollo de mi persona.

Para dar comienzo a esto me gustaría expresar gratitud a las personas que estuvieron presentes durante mi periodo universitario, involucrando a mis compañeros, amigos y familiares, quienes me ayudaron a seguir adelante y plasmaron momentos maravillosos durante este periodo. Le agradezco a mi querida madre por entregarme su apoyo incondicional y escucharme en los momentos difíciles, y honro a mis amigos cercanos, quienes fueron esenciales para llegar a este punto y han sido una fuente de inspiración constante en mi vida.

Además, quiero expresar mis agradecimientos al equipo de docentes que componen el Departamento de Ingeniería Eléctrica, en particular a Luis García quien me acogió con un tema en abril y me brindó todo el apoyo posible para sacarlo adelante, a Leonardo Palma quien dictó cursos realmente apasionantes relacionados con las energías renovables y la electromovilidad, y a Claudio Roa quien despertó un interés personal por el mercado eléctrico. En general todos los docentes me transmitieron de manera muy natural la pasión que sienten por lo que hacen, espero poder entregar ese mensaje en algún momento.

Para finalizar, quiero manifestar mi agradecimiento a todo el personal que hace parte del DIE y del TM, cada uno tiene un rol fundamental para que el engranaje funcione de la mejor manera posible. En especial, reconozco la labor de la Sra. Mireya Jara, quien en más de una ocasión me brindó de su tiempo para charlar y resolver mis dudas.

Tabla de Contenidos

NOMENCLATURA.....	8
ABREVIATURAS.....	9
VARIABLES	9
1 INTRODUCCIÓN.....	10
1.1 ESTADO DEL ARTE	11
1.1.1 <i>Transición energética</i>	11
1.1.2 <i>Sistemas de almacenamiento en redes inteligentes</i>	12
1.1.3 <i>Evaluación de la aplicabilidad y viabilidad de sistemas de almacenamiento de energía implementados en la red de distribución</i>	13
1.1.4 <i>Perspectiva internacional sobre el desarrollo y uso de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución</i>	15
1.2 HIPÓTESIS	16
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	16
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	16
1.4 ALCANCES	17
2 SISTEMA ELÉCTRICO DE CHILE.....	18
2.1 COMPOSICIÓN	18
2.2 MERCADO ELÉCTRICO	19
2.2.1 <i>Conformación</i>	19
2.2.2 <i>Mercado spot</i>	19
2.3 ENTIDADES REGULADORAS.....	20
2.3.1 <i>Comisión Nacional de Energía (CNE)</i>	20
2.3.2 <i>Ministerio de Energía</i>	21
2.3.3 <i>Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)</i>	21
2.3.4 <i>Panel de expertos</i>	21
2.3.5 <i>Organismos de defensa de la competencia</i>	21
2.4 COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA EN CHILE.....	22
2.4.1 <i>Cliente regulado</i>	22
2.4.2 <i>Cliente libre</i>	22
2.5 LEYES, NORMATIVAS Y DECRETOS QUE APLICAN AL PROYECTO	23
2.5.1 <i>Sistemas de almacenamiento de energía</i>	23
2.5.2 <i>Norma Técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución</i>	23
2.5.3 <i>Informe Técnico “Fijación de peajes de distribución”</i>	23
2.5.4 <i>Decreto Supremo N°4T</i>	24
2.5.5 <i>Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo: Primer semestre 2023</i>	25
2.5.6 <i>Decreto 11T – Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados</i>	25
3 RED DE DISTRIBUCIÓN	27
3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL	27
3.2 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	27
3.2.1 <i>Compañía General de Electricidad (CGE)</i>	28
3.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	28
3.3.1 <i>Pequeños Medios de Generación Distribuida</i>	28
3.3.2 <i>Tipos de PMGD</i>	29
3.3.3 <i>Participación en el mercado spot</i>	29
4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	30

4.1	APLICACIONES	31
4.1.1	<i>Despacho de carga</i>	33
4.1.2	<i>Nivelación de carga</i>	33
4.1.3	<i>Aplazamiento de mejoras de la transmisión y distribución</i>	33
4.1.4	<i>Regulación de frecuencia</i>	33
4.1.5	<i>Minimización de pérdidas</i>	34
4.1.6	<i>Mejora de la fiabilidad</i>	34
4.1.7	<i>Aplicación de la reserva</i>	34
4.2	VISIÓN NACIONAL.....	34
4.3	ANTECEDENTES DE SD INTERNACIONALES	35
4.3.1	<i>Argentina</i>	35
4.3.2	<i>Ecuador</i>	36
4.3.3	<i>Alemania</i>	37
4.3.4	<i>España</i>	38
4.3.5	<i>Portugal</i>	39
5	LAS BATERÍAS COMO MEDIO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.....	40
5.1	TIPOS DE BATERÍAS	40
5.2	BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (BESS).....	43
5.2.1	<i>Componentes</i>	43
5.2.2	<i>Conexión a la red</i>	45
5.2.3	<i>Topologías de conexión</i>	45
6	FORMULACIÓN Y RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN BESS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	47
6.1	METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO	47
6.1.1	<i>Factor de sobredimensionamiento</i>	48
6.1.2	<i>Parámetros técnicos</i>	49
6.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	49
6.2.1	<i>CAPEX total</i>	49
6.2.2	<i>OPEX total</i>	49
6.2.3	<i>Ahorro</i>	50
6.2.4	<i>Cargo por potencia punta</i>	51
6.3	METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE LA UBICACIÓN	52
6.3.1	<i>Restricciones</i>	52
6.3.2	<i>Metodología</i>	53
6.3.3	<i>Pypower</i>	54
6.3.4	<i>Optimización por enjambre de partículas</i>	54
6.3.5	<i>Optimización por algoritmo genético</i>	55
6.3.6	<i>Índice de desviación de voltaje</i>	55
6.4	CASO DE ESTUDIO 1: RED DE PRUEBA IEEE-33.....	56
6.4.1	<i>Sistema de prueba</i>	56
6.4.2	<i>Dimensionamiento óptimo</i>	57
6.4.3	<i>Evaluación económica</i>	59
6.4.4	<i>Ubicación óptima del BESS</i>	64
6.4.5	<i>Resultados</i>	65
6.5	CASO DE ESTUDIO 2: RED DE DISTRIBUCIÓN CGE CON PERFIL DE DEMANDA REAL.....	67
6.5.1	<i>Dimensionamiento</i>	69
6.5.2	<i>Balance económico</i>	70
6.5.3	<i>Ubicación óptima del BESS red las Quilas</i>	74
6.5.4	<i>Resultados</i>	74
6.6	CASO DE ESTUDIO 3: RED DE DISTRIBUCIÓN CGE CON PERFIL DE DEMANDA DE PRUEBA	76

6.6.1	<i>Dimensionamiento</i>	76
6.6.2	<i>Ubicación óptima</i>	76
6.6.3	<i>Resultados</i>	77
6.7	IMPACTO AMBIENTAL	78
6.8	IMPACTO SOCIAL.....	80
7	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	81
7.1	COMENTARIOS	81
7.2	CONCLUSIONES	82
8	REFERENCIAS	84
9	ANEXO	91
A.	PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	91
B.	CARACTERIZACIÓN TÉCNICA DE UNA BATERÍA	91
C.	TIPOS DE BATERÍAS: CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y DESVENTAJAS	94
D.	CARGOS POR POTENCIA PUNTA	98
E.	RED DE DISTRIBUCIÓN IEEE-33.....	99
F.	RED DE DISTRIBUCIÓN LAS QUILAS	101
G.	PROYECCIÓN DE COSTOS BESS NREL	103
H.	COMMERCIAL BATTERY STORAGE.....	104
I.	<u>CÓDIGOS EN PYTHON</u>	104
J.	ÍNDICE DE DESVIACIÓN DE VOLTAJE.....	105

Listado de Figuras

Figura 1.1. Emisiones de gases de efecto invernadero del sector Energía en Chile, 1990 - 2018 [4].	12
Figura 2.1 Sector eléctrico e instituciones [23].	20
Figura 4.1. Tipos de sistemas de almacenamiento en función del tiempo de descarga y su potencia nominal [38].	31
Figura 4.2 Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía CNE [39].	32
Figura 4.3. Esquema del balance entre la oferta y la demanda de energía eléctrica [44].	36
Figura 5.1. Top de las mejores tecnologías de baterías seleccionadas por el Banco Asiático de Desarrollo (ADB) [38].	42
Figura 5.2. Presente y futuro de las tecnologías de baterías [38].	42
Figura 5.3. Gráfico de Ragone con los diferentes tipos de tecnologías de baterías [48].	43
Figura 5.4. Composición convencional de un BESS [49].	44
Figura 5.5. Diagrama de bloques general de una unidad de almacenamiento de energía conectada a la red [50].	45
Figura 5.6. Topologías de conexión a la red de los sistemas BESS [38].	46
Figura 6.1. Red de prueba IEEE-33 [26].	56
Figura 6.2. Perfil de demanda de la red IEEE-33.	57
Figura 6.3. Área entre la demanda máxima original y la demanda deseada, red IEEE-33.	58
Figura 6.4. Efecto del BESS en el perfil de demanda de la red IEEE-33.	58
Figura 6.5. Costo total del proyecto asumiendo que la red IEEE-33 se compone de clientes AT2 y AT3.	61
Figura 6.6. Costo total del proyecto asumiendo que la red IEEE-33 se compone de clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3.	62
Figura 6.7. Flujo económico del proyecto BESS considerando el escenario moderado para cada tipo de tarifa asociada a los clientes de la red IEEE-33.	63
Figura 6.8. Pérdidas totales de potencia activa de la red IEEE-33.	64
Figura 6.9. Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red IEEE-33 antes y después de conectar el BESS.	67
Figura 6.10. Composición de la red Temuco, CGE.	68
Figura 6.11. Red Las Quilas 15kV simplificada.	68
Figura 6.12. Perfil de demanda de un sistema de distribución nacional.	69
Figura 6.13. Estrategia de carga/descarga BESS en red Las Quilas.	70
Figura 6.14. Costo total del proyecto asumiendo que la red se compone de clientes AT2 y AT3.	72
Figura 6.15. Costo total del proyecto asumiendo que la red se compone de clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3.	72
Figura 6.16. Flujo económico del proyecto BESS considerando el escenario moderado para cada tipo de tarifa asociada a los clientes de la red Las Quilas.	73
Figura 6.17. Pérdidas totales de potencia activa de la red Las Quilas, caso de estudio 2.	74
Figura 6.18. Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red Las Quilas antes y después de conectar el BESS (caso 2).	76
Figura 6.19. Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red Las Quilas antes y después de conectar el BESS (caso 3).	78
Figura 9.1. Proyección de precios de baterías de ion-litio, NREL 2023 [56].	103

Listado de Tablas

Tabla 2.1: Límites para Regulación de Tensión [29].	23
Tabla 4.1. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento energético [37].	30
Tabla 5.1: Comparación entre las distintas tecnologías de baterías [40] – [47].	41
Tabla 6.1: Costos asociados a la instalación de baterías de ion-litio basados en el estudio de GIZ 2022 [51].	47
Tabla 6.2: Datos técnicos de la batería tipo.	49
Tabla 6.3. Representación de la S/E de la red IEEE-33 mediante la librería Pypower.	56
Tabla 6.4: Perfil de carga aplicado a la red de prueba [47].	57
Tabla 6.5: Tamaño inicial del BESS requerido por la red IEEE-33.	58
Tabla 6.6: Tamaño final del BESS requerido por la red IEEE-33.	59
Tabla 6.7: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT2 y AT3 (Caso 1).	60
Tabla 6.8: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT4.1. AT4.2 y AT4.3 (Caso 1).	60
Tabla 6.9: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT2 y BT3 (Caso 1).	63
Tabla 6.10: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT4.1, BT4.2 y BT4.3 (Caso 1).	63
Tabla 6.11: Resultados ubicación óptima del BESS para la red de prueba IEEE-33.	65
Tabla 6.12: Opciones de implementación de un BESS para la red de prueba IEEE-33.	66
Tabla 6.13: Perfil de demanda real correspondiente a junio 2019.	69
Tabla 6.14: Tamaño inicial del BESS requerido por el caso de estudio 2.	69
Tabla 6.15: Tamaño final del BESS requerido por la red las Quilas, caso de estudio 2.	70
Tabla 6.16: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT2 y AT3 (Caso 2).	71
Tabla 6.17: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT4.1. AT4.2 y AT4.3 (Caso 2).	71
Tabla 6.18: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT2 y BT3 (Caso 2).	72
Tabla 6.19: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT4.1, BT4.2 y BT4.3 (Caso 2).	73
Tabla 6.20: Resultados ubicación óptima del BESS para el caso de estudio 2.	74
Tabla 6.21: Opciones de implementación del BESS para el caso de estudio 2.	75
Tabla 6.22: Resultados ubicación óptima del BESS para el caso de estudio 3.	76
Tabla 6.23: Opciones de instalación para el caso de estudio 3.	77
Tabla 6.24: Impactos ambientales causados por la tecnología ion-litio en sus diversas etapas [56].	79
Tabla 9.1: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido [33]	94
Tabla 9.2: Ventajas y desventajas de las baterías de níquel-cadmio [33]	95
Tabla 9.3: Ventajas y desventajas de las baterías de níquel-metal [33]	95
Tabla 9.4: Ventajas y desventajas de las baterías de ion-litio [33].	96
Tabla 9.5: Ventajas y desventajas de las baterías de sodio-azufre [33]	96
Tabla 9.6: Ventajas y desventajas de las baterías de flujo redox [33]	97
Tabla 9.7: Cargos por potencia punta asociadas a clientes BT, Temuco CGE.	98
Tabla 9.8: Cargos por potencia punta asociados a clientes AT, Temuco CGE.	98
Tabla 9.9: Parámetros de cada bus, red IEEE-33.	99
Tabla 9.10. Parámetros de cada barra red IEEE-33.	100
Tabla 9.11: Parámetros de cada bus, red las Quilas.	101
Tabla 9.12: Parámetros de cada línea, red las Quilas.	102
Tabla 9.13: Precios proyectados para 3 escenarios distintos, NREL 2023 [56].	103
Tabla 9.14: Sistemas de almacenamiento de energía LIB comerciales e industriales, 2022 NREL.	104
Tabla 9.15: Índice de desviación de voltaje caso de estudio 1.	105
Tabla 9.16: Índice de desviación de voltaje caso de estudio 2.	106
Tabla 9.17: Índice de desviación de voltaje, caso de estudio 3.	107

Nomenclatura

MW: Representa la cantidad de energía que se está generando, consumiendo o transmitiendo en un momento específico.

MWh: Representa la cantidad de energía que se está generando, consumiendo o transmitiendo en una hora.

P_g : Potencia activa generada en el bus.

Q_g : Potencia reactiva generada en el bus.

Q_{max} : Límite superior de potencia reactiva generada en el bus.

Q_{min} : Límite inferior de potencia reactiva generada en el bus.

V_g : Tensión del generador en el bus.

M_{Base} : Base de potencia del sistema al que pertenece el bus.

Status: Estado del generador (1 para activo, 0 para inactivo).

P_{max} : Límite superior de potencia activa generada en el bus.

N: Número total de buses del sistema.

V_i : Magnitud de voltaje en el bus i .

V_{ref} : Voltaje de referencia (1 p.u.).

$rand()$: Función aleatoria que genera un valor entre 0 y 1.

P_{Loss} : Pérdida total de potencia en la línea.

V_{low} : Límite inferior de tensión respecto al bus de referencia.

V_{up} : Límite superior de tensión respecto al bus de referencia.

CPP_{a-s} : Cargo por potencia punta entre los meses de abril y septiembre.

APP_{o-m} : Ahorro por potencia reducida por el BESS entre los meses de abril y septiembre.

CPP_{total} : Ahorro total causado por el proyecto BESS.

$Tarifa_{peak}$: Tarifa de potencia punta correspondiente al mes presente.

M_{peak} : Cantidad de meses que es considerada la $Tarifa_{peak}$ (6).

$Tarifa_{nopeak}$: Tarifa de potencia punta correspondiente al promedio de los últimos 12 meses

M_{nopeak} : Cantidad de meses que es considerada la $Tarifa_{nopeak}$ (6).

Y: Cantidad de años de vida útil del proyecto.

Abreviaturas

BESS: Battery Energy Storage System
GEI: Gases de Efecto Invernadero
ERNC: Energías Renovables No Convencionales
SEN: Sistema Eléctrico Nacional
SEA: Sistema Eléctrico de Aysén
SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes
CNE: Comisión Nacional de Energía
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustible
PPA: Power Purchase Agreement
SD: Sistema de Distribución.
GD: Generadores Distribuidos.
UPS: Uninterruptible Power Supply.
T&D: Transmisión y distribución.
SAE: Sistemas de Almacenamiento de Energía.
CAPEX: Capital Expenses (Gastos de capital).
OPEX: Operating Expenses (Gastos de operaciones).
DIA: Declaración de Impacto Ambiental.
EIA: Estudio de Impacto Ambiental.
PPA: Power Purchase Agreement.
AT: Alta Tensión.
BT: Baja Tensión.
p.u.: Por unidad.
VDI: Voltage Deviation Index.

Variables

\$: Pesos chilenos
US\$: Dólares.
 v_i : Velocidad.
 w : Inercia constante.
 c_1, c_2 : Aceleración constante.
 p_{id} : Mejor posición personal.
 p_{gd} : Mejor posición global.
 x_{id} : Posición actual de la partícula.

1 Introducción

Actualmente la sociedad se encuentra en una constante búsqueda de soluciones que vayan de la mano con los objetivos de transición energética, la descarbonización y la reducción de gases de efecto invernadero. El Sistema Eléctrico Nacional ha enfrentado en el último tiempo una serie de desafíos que ponen en riesgo su estabilidad y sostenibilidad a largo plazo; el aumento de la demanda energética, la limitada capacidad de las líneas, la mala distribución de pequeños medios de generación y el impacto que ha causado la alta penetración de energías renovables a gran escala en la matriz energética, son solo algunos de los factores que requieren una atención urgente por parte de los actores involucrados en el sector energético [1], [2]. El objetivo de la transición energética que el ministerio de energía ha planteado debe ir de la mano con el desarrollo de redes inteligentes que introduzcan nuevas tecnologías para adaptar la operación de cada segmento a una operación altamente renovable [2].

Los sistemas BESS (Battery Energy Storage System) han sumado una gran relevancia en la última década, al ofrecer soluciones eficientes dentro de la industria energética. El problema que ha perdurado durante los años es el alto costo que se debe pagar por esta tecnología, lo cual se ha visto reducido en el último tiempo, promoviendo su uso en sistemas eléctricos de potencia [3].

Los sistemas de almacenamiento de energía han sido ampliamente estudiados para su implementación tanto en sistemas de generación de gran escala, como en sistemas de transmisión [34]. Por su parte, los sistemas de distribución no han quedado aislados de esta tecnología, debido a la gama de utilidades que tiene su implementación, ofreciendo flexibilidad de la red, arbitraje de precios, reducción de los peak de demanda, entre otras aplicaciones [35].

Una de las tareas más difíciles para implementar estos sistemas a la red de distribución, corresponde a definir una estrategia óptima de gestión, dimensionamiento y emplazamiento. Este proyecto busca resolver estas interrogantes en una red real, mediante un método de optimización que determine el tamaño y la ubicación óptima, teniendo en cuenta variables económicas de inversión y variables técnicas referentes a la red de estudio.

El informe se encarga de estudiar dos casos específicos; una red de distribución de prueba de 33 nodos (IEEE-33) y una red de distribución real ubicada en la región de Temuco, propiedad exclusiva de la Compañía General de Electricidad (CGE).

1.1 Estado del arte

1.1.1 Transición energética

La transición energética se define como un cambio estructural a largo plazo en un sistema energético, esto conlleva a cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de la energía con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El principal responsable del cambio climático es el efecto invernadero, en donde el grupo de gases de efecto invernadero (GEI) absorbe la radiación térmica emitida por la superficie planetaria y la irradia en todas las direcciones provocando que una parte de la radiación sea devuelta a la superficie terrestre, lo cual implica que la temperatura superficial aumente y el calor sea retenido por los GEI. En condiciones normales, el efecto invernadero permite la vida en el planeta, el problema surge con la actividad humana y el crecimiento industrial, los cuales han provocado un aumento desorbitado de emisiones.

La evolución de la industria energética ha permitido diseñar sistemas de generación mediante energía renovable no convencional (ERNC), dichos sistemas aprovechan las fuentes de energías renovables para suministrar energía a la red o a un sistema aislado. Algunas de estas fuentes de energía son: la energía solar, la energía eólica, la energía hídrica, la energía geotérmica, la bioenergía, entre otras. El desarrollo de las ERNC ha sido de gran ayuda para reemplazar a las centrales con mayor índice de emisión de GEI, entre ellas, las centrales eléctricas de carbón, diésel y gas natural.

La Figura 1.1 muestra que las altas emisiones de CO_2 no provienen puramente de la industria energética, sino que provienen de diversos grupos, tales como: la agricultura, la ganadería, el transporte, las industrias y los diversos hogares.

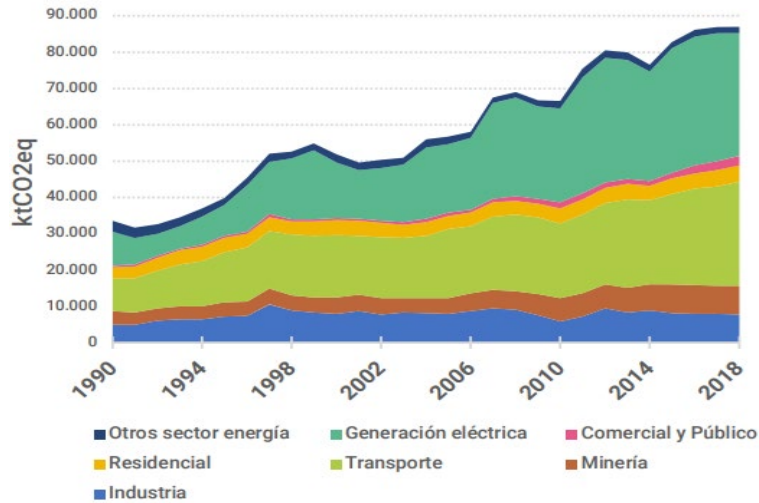


Figura 1.1. Emisiones de gases de efecto invernadero del sector Energía en Chile, 1990 - 2018 [4].

1.1.2 Sistemas de almacenamiento en redes inteligentes

Las redes eléctricas tradicionales se caracterizan por aplicar una generación centralizada, regulable y basada en combustibles fósiles. La innovación, el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías en el sector eléctrico han permitido pasar de las redes eléctricas tradicionales hacia un nuevo modelo de sistema eléctrico, comúnmente denominado red inteligente o Smart Grid.

Las redes inteligentes se caracterizan por hacer uso masivo de los sistemas de generación distribuida (GD). Estos medios de generación son de menor escala que los tradicionales y son conectados directamente en las redes de distribución. Lo ideal es que gran parte de esta generación sea del tipo renovable, ya que son sistemas que no pagan por el recurso y su impacto ambiental es mucho menor que otros medios de generación. Sin embargo, algunas fuentes de generación renovables como la solar y la eólica son variables y presentan ciertos niveles de incertidumbre en sus modelos predictivos, siendo esto un riesgo para la seguridad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

Con la finalidad de reducir el riesgo de la generación distribuida de fuentes renovables variables, se han desarrollado nuevas tecnologías para facilitar su integración en las redes de distribución de forma segura. Entre las nuevas tecnologías se encuentran avanzados sistemas de control y protección, sistemas de gestión activa de la demanda y los sistemas de almacenamiento de energía. En particular, estos últimos han atraído una serie de

investigadores, desarrolladores y empresas del sector energético, que están interesados en evaluar sus capacidades y prestaciones.

Considerando el crecimiento de la generación distribuida a base de fuentes renovables, los SAE han adquirido un papel importante en las redes de distribución, pudiendo ser una herramienta eficaz para gestionar de manera eficiente la disponibilidad de energía renovable, lo que se traduce en beneficios significativos en términos de costos operacionales y de integración de energía limpia.

Actualmente ya existen centrales de energías renovables con sistemas de almacenamiento integrados los cuales permiten hacer regulación de frecuencia, algo difícilmente realizable por este tipo de centrales. Este tipo de aplicaciones de potencia, que requieren alta potencia y baja capacidad de almacenamiento, son las que predominan actualmente debido a que requieren un menor costo de inversión [5].

La disminución de costos estimada para los próximos años en la mayoría de las tecnologías de almacenamiento permitiría extender progresivamente su uso a aplicaciones de energía, que requieran mayor capacidad instalada. En el caso de microrredes y redes aisladas, permitiría garantizar el suministro eléctrico cuando la generación renovable fuese escasa [5]

1.1.3 Evaluación de la aplicabilidad y viabilidad de sistemas de almacenamiento de energía implementados en la red de distribución

Una red inteligente con un alto porcentaje de fuentes de energías renovables conectadas a la red, incluidos los sistemas de almacenamiento de energía, es la principal tendencia en el desarrollo de las futuras redes de distribución. Esto ha significado una suma de investigaciones y publicaciones que buscan validar la importancia de tener SAE en la red de distribución, algunos se mencionan a continuación.

Considerando la incertidumbre y variabilidad de la GD a base de fuentes renovables de energía, se ha estudiado que el uso de los sistemas de almacenamiento de energía puede agregar una serie de beneficios si son conectados a la red de distribución, tales como mitigar la incertidumbre que genera la variabilidad asociada a la GD renovable, sumarle seguridad y confiabilidad a la red de distribución, reducir las pérdidas, proporcionar soporte de voltaje, entre otros [6].

El auge tecnológico de los BESS ha incentivado a desarrollar diversos estudios para analizar estrategias de optimización de sistemas BESS conectados a la red. El artículo [7]

muestra como los sistemas de almacenamiento de energía pueden asignarse de forma segura y confiable a la red de distribución desequilibrada, utilizando un método de análisis de la sensibilidad de la tensión y considerando el costo de inversión mínimo. Esta estrategia permite mejorar el perfil de tensión de la red de distribución desequilibrada que contiene GD.

El elevado nivel de integración de fuentes de energía fotovoltaicas en redes de distribución de baja tensión (LVDN) conduce al problema de fluctuación de voltaje, lo cual podría limitar la generación máxima de energía fotovoltaica debido a problemas de seguridad en las redes de distribución. En [8] se propone un método de regulación de voltaje mediante el intercambio de energía de sistemas de almacenamiento de energía, específicamente usando baterías. Las baterías permiten gestionar el nivel de tensión nodal absorbiendo o inyectando energía a la red según sea necesario.

En [9] se presenta un modelo de almacenamiento genérico que modela la carga y la descarga de las baterías de forma efectiva, el problema es que este modelo no tiene en cuenta parámetros como el número máximo de ciclos de operación o el coeficiente de autodescarga, parámetros que si son considerados en [10]. Sin embargo, ambas metodologías emplean un modelo genérico de almacenamiento, pero no tienen en cuenta particularidades de cada tecnología.

En [11] se investiga la capacidad de la tecnología BESS para proporcionar servicios auxiliares a redes eléctricas, tales como la reducción de picos y la nivelación de la potencia de la red. Se desarrolla un enfoque que consta de dos estrategias para operar el BESS con el fin de mejorar el funcionamiento de la red de distribución. La primera es una estrategia de programación diaria que tiene como objetivo despachar el BESS para suavizar la curva de energía de la red y mitigar el voltaje, junto con las tensiones de línea. La segunda estrategia es una operación en tiempo real para aplanar la curva de potencia de la red, que se puede utilizar por separado o para ajustar los resultados obtenidos de la estrategia de anticipación contra los errores de pronóstico. El estudio se realizó utilizando mediciones reales y las estrategias se aplicaron a una red de distribución de 11 kV ubicada en Irlanda del Norte.

El "sizing" y "siting" son problemas fundamentales cuando se desea incorporar un sistema de almacenamiento en la red eléctrica. En [33], [49] y [53], se abordan estos problemas utilizando dos métodos de optimización: el Algoritmo Genético (GA) y la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO). Estos métodos comparten similitudes

significativas, ya que ambos trabajan con poblaciones y utilizan un enfoque de optimización basado en iteraciones.

1.1.4 Perspectiva internacional sobre el desarrollo y uso de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución

Una suma de países subdesarrollados y desarrollados se han visto en la necesidad de considerar la implementación de SAE en sus redes eléctricas, teniendo que evaluar su implementación tanto en el ámbito regulatorio como en el técnico.

Argentina ha sido un país que se ha mantenido al margen en cuanto al desarrollo y mejora de los SD, si bien están lejos de ser los impulsores, han podido aprender de los aciertos y errores de países con características similares como Chile o Brasil [14]. Esto no ha sido un impedimento para la investigación y evaluación de estos proyectos en la red, [15] estudia la viabilidad de las tecnologías de almacenamiento de energía, en el retraso o reemplazo de inversiones en ampliaciones de la red de subtransmisión de las distribuidoras, específicamente estudia el caso de la compañía “*Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA)*” y concluye que el sistema BESS es la solución más económica para el sistema.

En 2014 Ecuador comenzó a estudiar por primera vez a los SAE como un posible aporte a la red de distribución, y un complemento al desarrollo de la generación distribuida y la electromovilidad [16]. En este estudio E. F. Durán afirma que la implementación de SAE es útil para intercambiar energía en periodos cortos, permitiendo compensar la tensión y minimizar las perturbaciones de la red. Esto dio el puntapié inicial a una serie de estudios, como el presentado por J. P. Muñoz y M. Campaña en 2021, el cual define un algoritmo de búsqueda para definir la ubicación óptima del BESS en la red de distribución, considerando aspectos como las distancias, geolocalización de usuarios y ubicaciones candidatas [17].

Los países europeos están en una posición un poco más avanzada en cuanto a la aplicabilidad de SAE en redes de media tensión. Por una parte, tenemos a Alemania que cuenta con un mercado de almacenamiento de energía doméstico desarrollado (1,2 GW instalados) y con un mercado industrial de gran potencial (0,04 GW instalados), basando el almacenamiento principalmente en baterías de ion-litio. Actualmente la energía acumulada por baterías es aproximadamente 72 GWh, casi el doble de los 39 GWh de almacenamiento hidráulico de bombeo instalado a nivel nacional [18].

En España existe un incentivo hacia el almacenamiento por parte del gobierno, subvencionando proyectos que cuenten con una fuente principal de energía renovable, lo cual proporciona una oportunidad para el desarrollo de proyectos de generación distribuida local [16]. En este país ya se han aplicado sistemas BESS en la red de distribución, su primera experiencia fue en Murcia en 2019, permitiendo mejorar la calidad de suministro de la red y aplanar la curva de generación de proyectos de pequeña escala solares [20].

Portugal es otro país muy avanzado en términos de almacenamiento, pero pese a que cuenten con bastantes inversiones en SAE a gran escala, el almacenamiento de energía distribuida ha recibido poca atención del sector energético. A. A. Martins, M. Mota, N. S. Caetano, y T. M. Mata en su artículo “*Decentralized electricity storage evaluation in the Portuguese context*”, concluyen que los sistemas de almacenamiento de energía basados en electroquímicos, tales como baterías de ion-litio y de flujo redox, son los más adecuados para las aplicaciones locales y/o domésticas. Además, destacan la necesidad de desarrollar políticas y un plan de apoyo específico para aumentar la relevancia de los sistemas descentralizados de almacenamiento energético [21].

1.2 Hipótesis

La implementación de un sistema BESS en la red de distribución puede contribuir en la operación y flexibilidad del SD.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Optimizar las operaciones del Sistema Distribuido al implementar un sistema de almacenamiento de energía BESS considerando gestión de carga y descarga.

1.3.2 Objetivos específicos

- i. Evaluar la flexibilidad del SD desde el punto de vista de las pérdidas y regulación de tensión, considerando presencia de un Sistema BESS gestionado para proceso de carga y descarga.

- ii. Evaluar su ubicación y tamaño (potencia y energía) que maximice la operación del SD.
- iii. Proponer una estrategia que permita gestionar la demanda y aliviar la red en horario punta mediante un sistema BESS.

1.4 Alcances

- i. Se consideran aspectos normativos y regulatorios vigentes en Chile.
- ii. Se consideran proyectos de ley que hoy están en discusión en el congreso en Chile.
- iii. Se consideran normativas y experiencias internacionales que podrían contribuir a optimizar los resultados de las variables que se están estudiando en la MT.
- iv. Considerar aspectos sociales y ambientales que conlleva la instalación de un BESS en la red de distribución.
- v. Se debe implementar una metodología que permita emplazar de manera conveniente el BESS en el SD.
- vi. Se debe implementar una metodología que permita dimensionar la potencia y la energía óptima del BESS SD.
- vii. Se utilizará como SD de prueba real uno de los alimentadores de CGE.
- viii. Se debe considerar sistemas de pruebas de literatura para validar los primeros casos antes de probar en el sistema real.

2 Sistema eléctrico de Chile

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

En Chile, los sistemas interconectados se clasifican según su tamaño, en donde, los sistemas con una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW son considerados como *sistemas pequeños*, los sistemas con una capacidad instalada superior a 1,5 MW, pero inferior a 200 MW se categorizan como *sistemas medianos* y, un sistema interconectado que cuente con una capacidad igual o superior a 200 MW se clasifica como *Sistema Eléctrico Nacional*.

2.1 Composición

El sistema eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes: El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).

- **Sistema Eléctrico Nacional:** nace en el año 2017, en el momento en que los ex sistemas del norte grande (SING) y del centro sur (SIC) del país, se unificaron para conformar un sistema que alcanza los 3.100 km de longitud, desde la ciudad de Arica hasta Quellón, siendo el sistema independiente más grande del país. El SEN cuenta con una potencia instalada de 32.565 [MW] a octubre de 2023, en donde el 58% corresponde a centrales convencionales y el 42% a centrales ERNC [22].
- **Sistema Eléctrico de Aysén:** corresponde a cinco subsistemas medianos que se ubican en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. El sistema cuenta con una potencia instalada de 69,8 [MW] a octubre de 2023, la cual se compone únicamente de 4 tecnologías: petróleo diesel (56%), hidráulica (37%), solar fotovoltaica (4%) y eólica (3%) [22].
- **Sistema Eléctrico de Magallanes:** se ubica en el extremo más austral del país y corresponde a cuatro subsistemas mediano: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a sus respectivas. Este sistema se compone de

centrales de gas natural (), centrales de petróleo diésel () y centrales eólicas (), alcanzando una potencia instalada de 129,3 [MW] [22].

2.2 Mercado Eléctrico

2.2.1 *Conformación*

En el mercado eléctrico nacional participan las áreas de generación, transmisión y distribución, quienes hacen posible la disposición de la energía eléctrica en las diferentes zonas del país. La interconexión física de estos sectores se denomina sistema eléctrico, estos son definidos a continuación:

- **Generación:** El segmento de generación está compuesto por una variedad de empresas y tecnologías que producen electricidad. Entre las cuales destacan las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas a gas, carbón y diésel, parques fotovoltaicos y eólicos.
- **Transmisión:** El segmento de la transmisión se encarga de transportar la electricidad desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, en niveles de alto voltaje.
- **Distribución:** El segmento de la distribución se encarga de llevar la electricidad desde los centros de consumo hasta los hogares, empresas e industrias. En Chile existen varias empresas de distribución eléctrica, cada una con una concesión para operar en una región específica del país.

2.2.2 *Mercado spot*

El mercado eléctrico chileno se basa en un modelo de mercado spot, esto significa que el precio de la electricidad se establece en tiempo real en función de la oferta y la demanda del mercado. En el mercado spot, las empresas generadoras auditan el precio que les cuesta generar una unidad de energía y venden esta energía en tiempo real con el riesgo de que los precios pueden variar significativamente dependiendo de las condiciones del mercado, como la disponibilidad de energía presente en el sistema, la demanda de los consumidores, las condiciones climáticas, entre otros factores [23].

2.3 Entidades reguladoras

Las principales instituciones ligadas a la regulación del sector eléctrico en Chile son la Comisión Nacional de Energía (CNE) y por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC). Estas entidades son las que se encargan de supervisar la calidad del servicio eléctrico, regular el mercado y establecer políticas públicas para el sector eléctrico. Otros organismos que también son considerados como reguladores son: el Coordinador independiente del SEN, el Panel de Expertos de la LGSE y el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (Figura 2.1).

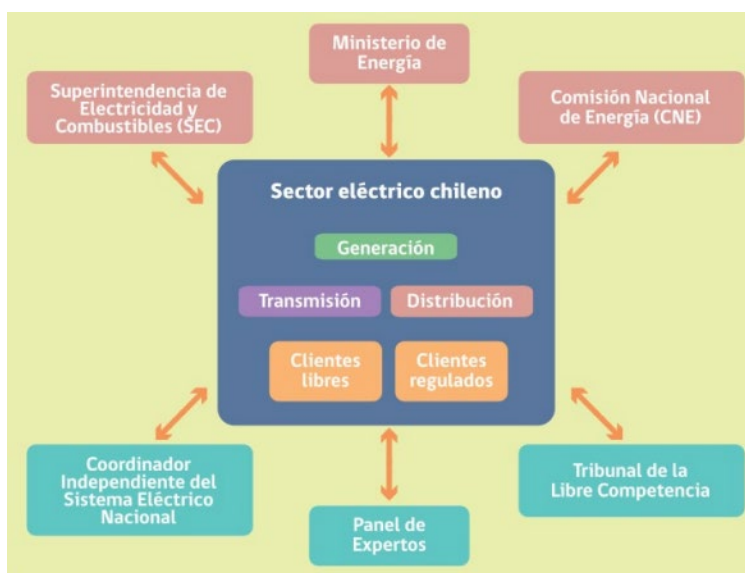


Figura 2.1 Sector eléctrico e instituciones [23]

2.3.1 Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo público, descentralizado y autónomo encargado de elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento, desarrollo y cumplimiento del sector energético nacional. Según indica el Artículo 6° de la Ley 20.402, “La comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación económica” [24].

2.3.2 *Ministerio de Energía*

Esta secretaría de Estado es el órgano superior que colabora con el Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía. Elabora planes, políticas y normas para el funcionamiento y desarrollo del sector, junto con asesorar al Gobierno para resolver problemas que afecten a las partes involucradas en el sector energético.

2.3.3 *Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)*

Este organismo fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

2.3.4 *Panel de expertos*

El panel de expertos está conformado por integrantes que son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia mediante un concurso público cada seis años. Ellos se encargan de resolver desacuerdos entre empresas eléctricas y la autoridad en temas relacionados a la determinación de costos, peajes y precios regulados de los servicios de electricidad.

2.3.5 *Organismos de defensa de la competencia*

- i. Tribunal de libre competencia: Órgano jurisdiccional especial (se encarga de asuntos que no se relacionan con la justicia ordinaria) e independiente. Entre sus funciones se encuentra el conocer y prevenir las situaciones que infrinjan la ley N°19.911 -la defensa de la libre competencia- y dictar instrucciones según esta ley.
- ii. Fiscalía Nacional Económica: Servicio público chileno encargado de velar por el respeto a la libre competencia, investigar y procesar jurídicamente toda conducta que se oponga a la competencia ante la Comisión Resolutiva y otros tribunales.

2.4 Comercialización de la energía en Chile

Se entiende por agentes comercializadores a quienes están a cargo del suministro (venta) de electricidad a los consumidores a partir de contratos de abastecimiento de mediano o largo plazo con medio de generación y/o acceso al mercado mayorista de energía (compra) o de corto plazo.

La actual regulación, LGSE (DFL 4) no considera que la comercialización de la energía eléctrica esté a cargo de un agente externo al mercado sin activos de generación y distinto de las empresas distribuidoras, es decir, un comercializador puro. Esto implica que las empresas generadoras puedan ser productoras y comercializadoras a la vez, lo que conlleva a que las posibles transacciones puedan darse entre: (i) empresas generadoras, (ii) empresas de generación y distribución, (iii) empresas de generación y clientes libres, y (iv) empresas de distribución y clientes finales (regulados y libres) [25].

2.4.1 Cliente regulado

El segmento de clientes regulados está formado por consumidores con potencia instalada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad de optar a ser *clientes libres* si se encuentran en un rango de potencia entre 500 kW y 5 MW, junto con estar ubicados en el área de concesión de alguna empresa distribuidora.

En este caso, la distribuidora toma el rol de “*intermediario*”, comprando la energía a los generadores y comercializándola directamente con los clientes regulados, abasteciendo energía mediante los PPAs (Power Purchase Agreement) licitados [26].

2.4.2 Cliente libre

En Chile, el cliente libre corresponde a los clientes finales con instalaciones de gran potencia, está integrado por consumidores que cuenten con una potencia instalada superior a 5MW. Generalmente el cliente libre es de tipo minero o industrial, los cuales tienen la ventaja de no estar sujetos a regulación de precios, por tanto, pueden pactar libremente los precios y condiciones con sus suministradores. En cambio, la comercialización a clientes libres no está sujeta a la fijación de precios, esto permite que tanto empresas generadoras como distribuidoras puedan ofrecer suministro de energía a clientes libres a precios libremente acordados en contratos.

2.5 Leyes, Normativas y Decretos que aplican al proyecto

2.5.1 *Sistemas de almacenamiento de energía*

La Ley 20.936 publicada en julio de 2016 agregó por primera vez en la legislación chilena aspectos referentes al almacenamiento de energía, incluyendo a los Sistemas de Almacenamiento de Energía a la lista de coordinados del SEN y estableciendo la siguiente definición “*Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema*” [27].

La Ley 21.505 “*Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad*” publicada en noviembre del 2022, tiene como objetivo principal incentivar el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en la industria energética, permitiendo la participación de sistemas de almacenamiento puros en el mercado eléctrico (Stand Alone) y habilitando la conexión de infraestructuras que combinan generación y consumo [28].

2.5.2 *Norma Técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución*

Capítulo 3 - Artículo 3.1: En Estado Normal y durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días corridos de medición y registro, los valores eficaces de la tensión en el punto de conexión de los Usuarios, promediados en 15 minutos, deberán ser tales que la regulación de tensión se mantenga dentro de los límites establecidos en la Tabla 2.1 [29].

Tabla 2.1: Límites para Regulación de Tensión [29].

Tensión de la red	Alta y Media	Baja y Muy Baja
Baja Tensión (BT)	$\pm 7,5\%$	$\pm 10\%$
Media Tensión (MT)	$\pm 6\%$	$\pm 8,0\%$

2.5.3 *Informe Técnico “Fijación de peajes de distribución”*

Respecto a los peajes de distribución, en la Re. Ex. CNE N°614, promulgada el 31 de octubre de 2017, que aprueba el informe técnico “fijación de peajes de distribución” [30], se indica lo siguiente:

- Se cautela que los peajes de distribución no generen costos de acceso a la red de distribución que sean discriminatorios entre clientes, no regulados y clientes regulados. Por lo tanto, el peaje de distribución, que en esencia es el VAD, es ajustado para reflejar un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios.
- El peaje de distribución debe ser estructurado de modo tal que el cliente no regulado abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados, es decir, un cargo fijo, cargos unitarios de potencia y energía, un cargo por demanda máxima de potencia suministrada (en su componente de distribución), y un cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta (en su componente de distribución).
- Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución se facturarán de la siguiente manera:
 - i. Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
 - ii. Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.
 - iii. El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente distribución, se facturará aplicando el precio unitario correspondiente, al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

2.5.4 Decreto Supremo N°4T

El D.S 4T/2018 que “fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que prestan las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad que se indican”, define que las horas de punta de cada empresa concesionaria o sector de

distribución será la establecida en el decreto de precios de nudo de corto plazo que se fije semestralmente [31].

2.5.5 Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo: Primer semestre 2023

El informe técnico definitivo publicado por la CNE en febrero de 2023 [32], presenta las siguientes definiciones:

- i. Horas de punta del Sistema: Se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur el periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.
- ii. Subsistema Centro – Norte: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Parinacota 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas.
- iii. Subsistema Sur: Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220kV – Chiloé 220 kV, ambas incluidas.

2.5.6 Decreto 11T – Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados

El Decreto 11T publicado en agosto del 2017 [33], define a los clientes en alta tensión como aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts, en cambio los clientes en baja tensión se definen como aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts.

Por otra parte, define las opciones tarifarias que los clientes residenciales (BT) y no residenciales (AT) pueden elegir libremente. Cabe destacar que se entenderá como un cliente residencial a aquel del cual se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Que cuente con una potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.

- Que su suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

En conformidad a lo antes señalado, las tarifas destinadas a usuarios residenciales son BT1a, BT1b, TRBT2, TRBT3, TRAT1, TRAT2, TRAT3, BT2, BT3, BT4 (existen tres modalidades BT4.1, BT4.2, BT4.3) y AT5. De estas opciones tarifarias las únicas que cuentan con un *cargo por demanda máxima de potencia leída en horas punta [\$/kW/mes]* son las tarifas ***TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT4.2 y BT4.3.***

Las tarifas de alta tensión no destinadas a usuarios residenciales ***AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT4.3 y AT5*** comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2, BT4.3 y BT5 respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

3 Red de distribución

3.1 Sistema de distribución nacional

En Chile las redes de distribución están compuestas de cables, líneas y transformadores que operan a una tensión nominal igual o inferior a 23kV, quienes se encargan de transportar la energía eléctrica desde los puntos de conexión de las empresas transmisoras hasta los usuarios finales, como hogares, comercios e industrias. En el sector de distribución se establecen dos rangos de tensión:

- **Alta tensión:** definida para tensiones inferiores a 23kV y superiores a 400 V, conocida como *redes de media tensión*. Los alimentadores presentes en este rango operan a diferentes niveles de tensión, como, por ejemplo: 12 [kV], 13.2 [kV], 15 [kV] y 23 [kV].
- **Baja tensión:** definida para redes con tensiones inferiores a 400 V. Sus alimentadores operan a 220/380 V.

Cabe destacar que los niveles de tensión de distribución establecidos en Chile difieren de los definidos en países europeos, donde los sistemas de distribución pueden llegar a tensiones de 60 kV o mayores [23].

3.2 Empresas distribuidoras

En términos internacionales las empresas de distribución de energía son conocidas como “*Distribution Companies*” (o *DisCos*). Estas compañías están encargadas de la distribución y entrega de energía eléctrica a los consumidores finales dentro de su área de concesión.

Las DisCos operan en la parte final de la cadena de suministro de energía, recibiendo el recurso desde las empresas generadoras a través de las líneas del sistema eléctrico. Su función es gestionar y distribuir esta energía a usuarios residenciales, comerciales e industriales, asegurando una entrega confiable y segura de energía.

Tal como se puede apreciar en la Figura 2.1 Sector eléctrico e instituciones [23], las DisCos están sujetas a la supervisión y regulación de la Comisión Nacional de Energía y tienen la obligación de cumplir con las normas técnicas y de calidad de servicio establecidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible. Además, su actividad está regulada

por contratos de concesión que establecen las condiciones de operación, tarifas y obligaciones específicas.

3.2.1 *Compañía General de Electricidad (CGE)*

El conglomerado de electricidad CGE conforma una de las principales compañías de distribución en Chile, participa en el mercado de distribución de energía eléctrica directamente y por medio de su subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag), que en conjunto abastecen a más de 3 millones de clientes entre la región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, incluyendo la Región Metropolitana, y la Región de Magallanes.

3.3 Generación distribuida

En la red de distribución existe un importante número de proyectos de generación distribuida cuya vocación principal es la venta de energía a través de la red de distribución, estos son reconocidos como *Pequeños Medios de Generación Distribuida* (PMGD). Sin embargo, existe un creciente desarrollo de proyectos enfocados en el autoabastecimiento, es decir, proyectos que se desarrollan en las instalaciones de un cliente o consumidor de la red de distribución para autoproverse de energía parcial o totalmente, y en caso de tener excedentes inyectarlos a la red.

3.3.1 *Pequeños Medios de Generación Distribuida*

Los Pequeños Medios de Generación Distribución o PMGD, se caracterizan por generar energía a mayor escala que un sistema residencial, pero a menor que un *utility scale*, teniendo un límite de potencia de 9 MW como máximo [34].

El *Distribution Power Coalition of America (DPCA)* define este concepto como “cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor”.

Últimamente se ha experimentado un masivo desarrollo de proyectos PMGD, en donde predominan las plantas a base de tecnología solar y eólica, pero aun así hay otros tipos de PMGD que no han quedado de lado, entre ellos los PMGD hidráulicos (hidro de pasada),

de biomasa y de biogás. Estas tecnologías son un aporte en los sistemas de distribución y de paso un aporte en la transición energética del país.

3.3.2 Tipos de PMGD

En el mercado PMGD se pueden desarrollar distintos tipos de proyectos dependiendo de los objetivos que la empresa busque, los cuales se categorizan entre:

- I. **PMGD de inyección directa:** Corresponden a aquellos proyectos que tienen como objetivo principal generar e inyectar la energía eléctrica a la red de distribución
- II. **PMGD con instalación compartida:** Corresponden a aquellos proyectos que se conectan a una instalación de consumo y a un número de clientes existentes. En este tipo de PMGD, la generación del parque abastece principalmente los consumos internos del propietario y los excedentes generados se inyectan a la red de distribución. El requisito principal para llevar a cabo una instalación compartida es ser un cliente libre.

3.3.3 Participación en el mercado spot

Los PMGD pueden comercializar su energía en el mercado spot mediante dos sistemas que determinan el precio de venta de la energía. El generador deberá informar esta decisión con un mínimo de 6 meses de anticipación a su entrada en operación. Tras escoger un sistema de precio, deberán permanecer en ese régimen durante 4 años y la solicitud de cambio deberá ser comunicada al CDEC con 12 meses de anticipación [35].

3.3.3.1 Precio Estabilizado

El precio estabilizado permite que toda la energía producida por el PMGD adherido sea remunerada a dicho precio, independiente de la hora la cual sea producida, percibiendo así un precio constante, que no hace diferencia horaria en su traspaso al cliente final y permite a este disminuir los efectos de la variabilidad del costo operacional del sistema.

3.3.3.2 Costo marginal instantáneo

Costo en que el sistema eléctrico incurre en promedio durante 1 hora para suministrar una unidad adicional de energía al sistema. El costo marginal puede variar de forma instantánea dependiendo de las tecnologías que participen en el despacho de energía.

4 Sistemas de Almacenamiento de energía

En términos generales, el almacenamiento de energía es el conjunto de métodos, sistemas y tecnologías que permiten transformar y conservar la energía para su uso posterior. El almacenamiento de energía se basa actualmente en un conjunto amplio de tecnologías, entre las cuales se encuentran tecnologías con un amplio recorrido y un sólido estado de madurez, existiendo otras menos consolidadas que requieren avanzar en algunos aspectos y mejorar sus características y costos.

Los sistemas de almacenamiento se pueden categorizar por el tipo de energía que almacenan, por su capacidad de almacenamiento y por su nivel de potencia. La Tabla 4.1 muestra una clasificación de los SAE según su tecnología, junto con sus características de capacidad y eficiencia.

Tabla 4.1. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento energético [37].

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD ENERGÉTICA	EFICIENCIA DE CICLO COMPLETO	
MECÁNICA	Bombeo (PHS)	1-100 GWh	80%
	Bombas de calor (PHES)	500 kWh - 1GWh	70 - 75%
	Aire comprimido adiabático (ACAES)	10 MWh - 10 GWh	> 70%
	Aire comprimido (CAES)	10 MWh - 10 GWh	45 - 60%
	Aire líquido (LAES)	10 MWh - 8 GWh	50 - 100%
	Volante de inercia	5 - 10 kWh	85%
ELECTROQUÍMICA	Baterías ion-litio	< 10 MWh	86%
	Baterías de flujo (V, Zn, Fe, Zn Br)	< 100 MWh	70%
ELÉCTRICA	Imanes superconductores (SMES)	1 - 10 kWh	> 90%
	Supercondensadores	1 - 5 kWh	90%
QUÍMICA	Power to gas (H ₂)	Hasta 100 GWh	20 - 40%
	Power to X (P2X)	1 MWh - varios GWh	50%
TÉRMICA	Calor sensible: sales fundidas	100 MWh - 10GWh	40 - 60%
	Calor sensible	10 - 50 kWh	50 - 90%
	Calor latente (PCM)	50 - 150 kWh	75 - 90%
	Termoquímico (TCS)	12 - 250 kWh	75 - 100%

Dos características relevantes al momento de definir las potenciales aplicaciones de un sistema de almacenamiento son el rango de tiempos de descarga y de potencias nominales a los que puede funcionar. La Figura 4.1 muestra la relación entre estos parámetros para cada tipo de tecnología, categorizando cada una en 3 tipos de aplicaciones: (i) Sistema de Alimentación Interrumpida (UPS) y calidad de la energía (ii) Soporte de Transmisión-Distribución (T&D) y desplazamiento de carga, y (iii) Gestión de la energía.

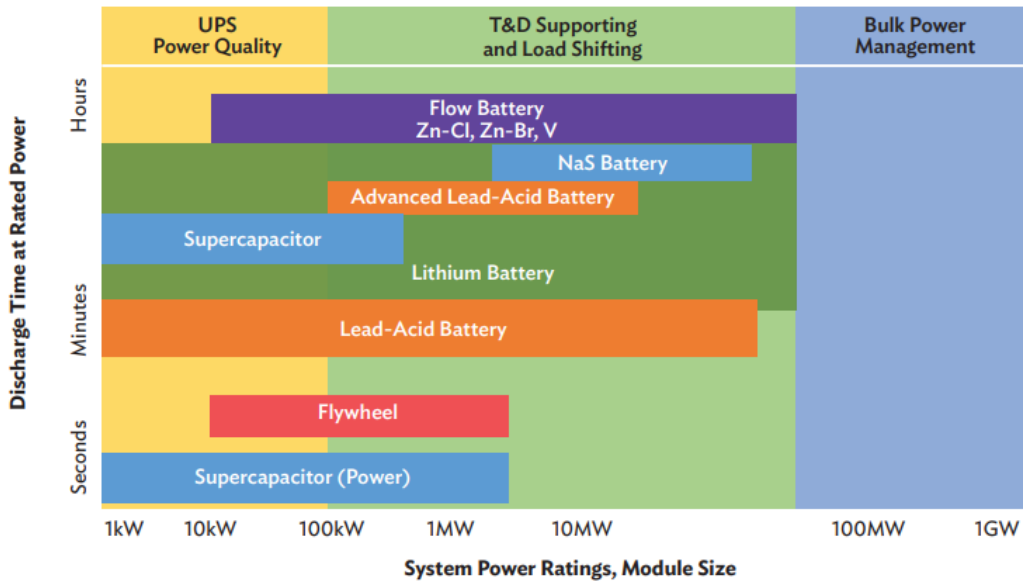


Figura 4.1. Tipos de sistemas de almacenamiento en función del tiempo de descarga y su potencia nominal [38].

El gráfico nos permite visualizar que tanto el supercondensador como el volante de inercia tienen una aplicabilidad limitada, debido a su bajo tiempo de descarga y su limitado rango de potencia por módulo, que se encuentra entre 1 [kW] y 5 [MW] para el caso de los capacitores y entre 10 [kW] y 5 [MW] para el caso del volante de inercia.

En cuanto a las baterías existe un amplio rango de opciones, las cuales ofrecen un rango mayor de tiempo de descarga y de potencia por módulo, tanto en las aplicaciones UPS, Power Quality, T&D y Load Shifting. Mientras que las baterías de plomo-ácido se limitan a tiempos cortos de descarga, las baterías de zinc-carbono y zinc-bromo pueden ofrecer tiempos más prolongados. Por su parte, las baterías de ion-litio ofrecen un rango amplio de tiempo de descarga y potencia para estas aplicaciones, siendo la tecnología más versátil.

4.1 Aplicaciones

Los dispositivos de almacenamiento de energía pueden utilizarse para el suministro ininterrumpido de energía (UPS), el apoyo al sistema de transmisión y distribución (T&D) o la generación a gran escala, dependiendo de la tecnología aplicada y de la capacidad de almacenamiento. Entre los dispositivos de almacenamiento de energía electroquímicos, químicos y físicos, las tecnologías que más atención han recibido recientemente se enmarcan en el ámbito de los UPS y el apoyo a los sistemas de T&D.

Las diversas aplicaciones que pueden ofrecer los SAE en las redes eléctricas dependen de las características que cada sistema posea. Por una parte, **aplicaciones de potencia** requieren de niveles altos de potencia, generalmente por periodos de tiempo cortos (segundos o minutos). Como se puede apreciar en la Figura 4.1 los equipos diseñados para estos propósitos corresponden a los supercapacitores y volantes de inercia.

Por otra parte, las **aplicaciones de energía** usan el medio de almacenamiento para acumular grandes volúmenes de energía, donde a menudo se mantienen periodos largos de carga, almacenamiento y descarga, que van desde minutos a horas. En este sentido, el SAE debe contar con una mayor capacidad de almacenamiento de energía que en aplicaciones de potencia. Los equipos especialmente diseñados para estos propósitos corresponden a los CAES (Compressed Air Energy Storage), centrales de bombeo, almacenamiento térmico y gran parte de los tipos de batería presentes en el mercado.

La CNE durante el proceso de discusión acerca de la coordinación y operación de los sistemas de almacenamiento, presentó un esquema en donde se enfatiza el aporte que puede significar la implementación de los SAE en los distintos sectores del Sistema Eléctrico Nacional (Figura 4.2).



Figura 4.2 Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía CNE [39]

Algunos de los beneficios más importantes que pueden entregar los sistemas de almacenamiento de energía en microrredes y redes inteligentes se presentan a continuación.

4.1.1 Despacho de carga

Es una técnica utilizada para reducir el consumo de electricidad cuando la demanda está en su peak, usualmente el peak se presenta durante el día en verano y durante la noche en invierno. El despacho de carga o “*peak shaving*” puede hacerse de varias maneras redistribuyendo la demanda a lo largo del tiempo mediante almacenamiento de energía, gestión de la demanda o de la generación distribuida. El objetivo final es evitar la sobrecarga de la red eléctrica durante los periodos de mayor demanda mejorando la eficiencia y la confiabilidad de la red.

4.1.2 Nivelación de carga

Conocida universalmente como *load leveling*, es una estrategia utilizada en redes eléctricas para distribuir uniformemente la demanda de energía a lo largo del tiempo, evitando picos de demanda y minimizando los desequilibrios en el sistema. Esta técnica se lleva a cabo almacenando la energía cuando la carga del sistema es ligera y devolviéndola a la red durante los picos de demanda.

4.1.3 Aplazamiento de mejoras de la transmisión y distribución

El almacenamiento de energía se despliega en el sistema de transmisión para aplazar las actualizaciones de los equipos de T&D debido al aumento de la demanda de energía o para prolongar la vida útil de los equipos. El sistema de transmisión y distribución puede necesitar almacenamiento de energía durante una pequeña parte del año, en verano, cuando la demanda supera la capacidad de los equipos. Por lo tanto, el ESS es beneficioso para aumentar la vida útil de los equipos siempre que funcionen a la capacidad y temperatura nominal [40].

4.1.4 Regulación de frecuencia

Los sistemas de energía eléctrica se enfrentan a problemas de variación de tensión y frecuencia debido a la incertidumbre de la energía eólica y fotovoltaica en función de la instalación, las condiciones meteorológicas y la estación del año. El rápido tiempo de respuesta de los BESS, en comparación con otros dispositivos de almacenamiento, los convierte en una forma más eficaz de apoyar la frecuencia del sistema, además la operación

de carga y descarga de las baterías suministra la potencia regulada a la red en menos de 20 [ms].

4.1.5 Minimización de pérdidas

La estructura radial de los SD con una gran relación corriente/tensión da lugar a una gran cantidad de pérdidas de potencia. Estas pérdidas pueden minimizarse mediante la reconfiguración de los sistemas, como la asignación óptima de generadores distribuidos, condensadores en derivación y fuentes de energía renovable [40].

La pérdida de potencia en cada rama depende del valor de la corriente i^2 , el almacenamiento de energía desplaza parte de esta corriente a un periodo de baja demanda, lo que reduce las pérdidas resistivas.

4.1.6 Mejora de la fiabilidad

La variabilidad de la energía eólica y solar puede deteriorar la fiabilidad del sistema eléctrico. El almacenamiento de energía puede proporcionar potencia reactiva necesaria para mejorar la fiabilidad mediante el soporte de la tensión [40].

4.1.7 Aplicación de la reserva

El almacenamiento de energía puede proporcionar una reserva para responder a la falta de recurso renovable. Estas reservas pueden utilizarse para resolver problemas de contingencia debidos al rápido aumento de la generación o a la caída repentina de la demanda de carga. El tiempo de respuesta del SAE debe ser muy rápido, es por esto por lo que las baterías se utilizan mucho para esta aplicación, dada su alta capacidad y velocidad de respuesta.

4.2 Visión nacional

El desarrollo de la red de distribución durante los últimos años ha significado un aumento en los proyectos de generación distribuida, donde la mayoría corresponde a proyectos eólicos y solares. En este aspecto, algunos sistemas han experimentado congestión en las redes de distribución, en donde, en ocasiones se ha invertido el sentido del flujo. A medida que avanzamos hacia el futuro, el desarrollo de tecnologías vanguardistas, como la electromovilidad, toman un protagonismo importante e implican un cambio sustancial en el perfil de consumo del cliente finales [41].

De acuerdo con el desarrollo de estrategias que impulsaron la participación de proyectos de generación a pequeña escala, como lo fue la Ley 21.185 que creó el “*Mecanismo de Estabilización de Precios*”, junto con el crecimiento de clientes finales que pasaron a tarifas Netbilling, la alternativa de implementar proyectos de almacenamiento de energía en la red de mediana tensión o directamente en proyectos PMGD es bastante posible.

A inicios de 2023 se conectó la primera planta fotovoltaica PMGD con almacenamiento mediante baterías de litio. El proyecto dirigido por Onergy cuenta con una capacidad de 3 [MWp] y fue desarrollado mediante la tecnología y baterías de la multinacional Huawei [42]. Esto da paso a que otros PMGD que cuenten con una capacidad instalada menor al límite establecido, evalúen la instalación de baterías para aplanar sus curvas de generación.

El vicepresidente de la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL), señala que el principal desafío es contar con reglas claras y una regulación flexible para permitir mercados competitivos de almacenamiento con servicio complementarios y servicios de flexibilidad energética [43].

4.3 Antecedentes de SD internacionales

4.3.1 Argentina

El sector de distribución de energía eléctrica en Argentina se distingue del segmento de transporte en cuanto a que el distribuidor comercializa la energía eléctrica, comprando en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y vendiendo al usuario final. Los distribuidores están obligados a coordinar las obras de ampliación necesarias para abastecer la energía que demandan sus usuarios. Por el contrario, al transportista no se le permite realizar compra y venta de energía y le corresponde ampliar su sistema cuando el Poder Ejecutivo lo ordena.

La compra de energía y la venta a los distribuidores está coordinada y administrada por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, que es el organismo encargado del despacho).

El mercado eléctrico se compone de un balance entre la oferta y la demanda de energía, vinculado mediante la red de transporte, como se muestra en la Figura 4.3.

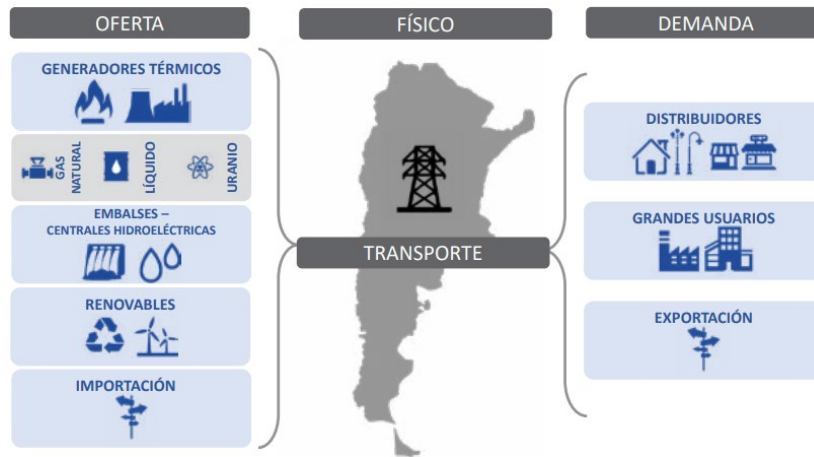


Figura 4.3. Esquema del balance entre la oferta y la demanda de energía eléctrica [44]

En Argentina se fomenta la generación distribuida de energías renovables mediante el “Equipo de Generación Distribuida”, conformado por un Generador de Fuente Renovable y un inversor que conecte a la red. Considerando estos equipos de energía, las pautas de producción a partir de fuentes renovables no se suelen ajustar a la demanda de energía, por tanto, es necesario considerar una reserva de energía que permita ajustar la forma de generación de la demanda.

En cuanto a la implementación y desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, el 16 de mayo del 2022 se lanzó una convocatoria con el fin de reducir la generación forzada y a su vez, el consumo de combustibles fósiles [14].

En cuanto a la aplicación de SAE en la red de distribución, [15] concluye que el almacenamiento es una alternativa competitiva con las soluciones convencionales de ampliación de líneas de subtransmisión, asegurando que es la que resulta más rentable en el análisis económico. Además, se menciona que es una alternativa que presenta múltiples ventajas cualitativas, tales como: menor impacto ambiental, eliminación de interferencia en la línea por los trabajos, eliminación de mantenimiento de franja, mantenimiento electromecánico reducido y localizado

4.3.2 Ecuador

El sistema de distribución de Ecuador percibe un gran aporte de la denominada Generación Distribuida (GD), esta se orienta al uso estratégico de unidades modulares, las que pueden ser proyectadas para instalarse aisladas de la red o mejor operar interconectadas

a la red que se ubica cercana a los puntos de consumo. Por sus dimensiones y ubicación, los GD pueden conectarse a la red de distribución y su energía será consumida en el lugar, evitando o difiriendo costos de transporte y pérdidas de energía que se producirían en una red más amplia [16].

En Ecuador se definen a los sistemas de almacenamiento de energía como fuente de energía distribuida. Su implementación es útil para intercambiar energía en periodos cortos, permitiendo compensar la tensión y minimizar las perturbaciones de la red (sag, flicker y surges), también pueden emplearse como una fuente ininterrumpida de energía (UPS). La solución de almacenaje se encuentra en desarrollo, considerando principalmente las baterías de litio como la mejor opción, sin descartar los sistemas de aire comprimido y el almacenamiento de energía térmica [16].

El primer problema que surge al momento de decidir conectar BESS a la red es definir la ubicación óptima, en base a esto [17] propone utilizar las características intrínsecas de la red como sus distancias, geolocalización de usuarios y sitios candidatos para instalar SAE que permiten minimizar caídas de voltaje y pérdidas de potencia, mediante un algoritmo de búsqueda “*Brute Force*”.

4.3.3 Alemania

Alemania cuenta con una capacidad instalada de almacenamiento de alrededor de 7 GW, lo que equivale al 14% de la capacidad total de almacenamiento de energía en la UE. Este país ha invertido en tecnologías como las baterías de iones de litio y los sistemas de almacenamiento térmico para poder almacenar grandes cantidades de energía renovable [44].

El mercado de sistemas de almacenamiento de baterías ha crecido rápidamente durante el último año, en donde gran parte de la matriz de almacenamiento es cubierta por baterías ion-litio. Si realizamos la comparación en términos de aporte energético de las baterías entre los años 2021 y 2022, notamos que el mercado de sistemas de almacenamiento doméstico creció un 52%, siendo el mercado de almacenamiento estacionario más grande de Alemania. Por su parte, el mercado emergente de SAE industrial creció un 24% en 2022 [18].

En 2022 se llevó a cabo un estudio con la participación de diversos actores, incluyendo a Enel, STEAG Energy Services, Fraunhofer y redT Energy, entre otros. Este estudio pronosticó que el mercado de almacenamiento alemán será testigo de una CAGR (tasa de crecimiento anual) de más del 10%. Se aseguró que factores como la creciente

participación de energías renovables en el sector de generación, la disminución del costo de las baterías y los paneles solares, junto con las políticas gubernamentales de apoyo, como las tasas de interés bajas en los préstamos y las subvenciones para la inversión en sistemas de baterías, impulsarán el desarrollo de este mercado [46].

4.3.4 España

España es un país que ha sido participe en la innovación y desarrollo de nuevas metodologías en proyectos energéticos, esto lo ha posicionado entre uno de los países que más proyecta energía almacenada en la Unión Europea. Actualmente posee una capacidad instalada de almacenamiento de alrededor de 3 *GW*, equivalente al 6% de la capacidad total de almacenamiento de energía en la UE. La matriz de almacenamiento está compuesta principalmente por baterías de iones de litio y centrales hidroeléctricas reversibles [45].

La normativa actual define legalmente a las instalaciones de almacenamiento como *“instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica”*. El régimen jurídico de las instalaciones de almacenamiento es muy similar al de las instalaciones de generación, tanto en lo relativo a la solicitud de acceso y conexión de red, como a su régimen de autorización [19].

Actualmente existe un gran incentivo y apoyo económico al CAPEX de los proyectos de almacenamiento energético, viéndose reflejado a finales del año 2022 debido a la realización de una convocatoria de ayuda a proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación a partir de fuentes de energías renovables. El presupuesto es de 150 millones de euros que se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva [19].

En cuanto a sus sistemas distribuidos, en 2019 instalaron el primer sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías de litio en la red de distribución de Murcia, este aportó una capacidad de 3MWh que equivalen hasta 5 horas de energía eléctrica en caso de interrupción. El proyecto fue liderado por Iberdrola con el objetivo de mejorar la calidad de suministro en la zona y aprovechar óptimamente la energía solar generada [20].

4.3.5 Portugal

Este país se caracteriza por no poseer recursos energéticos fósiles significativos para satisfacer las necesidades de los ciudadanos y las empresas. Esto ha causado una dependencia significativa de la energía importada, teniendo que recurrir a la generación descentralizada. Los sistemas de generación descentralizados a pequeña escala han asumido un papel cada vez mayor en la última década, pasando de 105 MW instalados en 2012 a 170 MW en 2019 [21].

Teniendo en cuenta la dependencia de centrales fósiles, junto con el aumento en el cierre de las plantas térmicas locales, la necesidad de aumentar el crecimiento y la expansión de la capacidad instalada renovable se está poniendo como prioridad. Asimismo, la necesidad de invertir en alternativas e instrumentos adecuados para optimizar la capacidad renovable como lo son los SAE han implicado el desarrollo de leyes y normativas que categorizan y promueven a estos sistemas. Este desarrollo implicó la implementación del Decreto de Ley N°15/2022, el cual define a los SAE y establece los procedimientos de autorización específicos para la construcción de estas instalaciones, dependiendo de la capacidad y el tipo de almacenamiento [15].

En cuanto al estado actual del almacenamiento de energía, todavía hay un excedente de energía renovable en el rango de 800 – 1200 *GWh* que se vierten, principalmente en invierno y primavera. Las hidroeléctricas de bombeo inverso son actualmente la forma dominante de almacenamiento, sin embargo, la variabilidad de las precipitaciones y la tendencia a períodos de sequía preocupan a las autoridades en cuanto a las necesidades futuras del país [21].

El estudio realizado por A. A. Martins [21], concluye que los ESS (Energy Storage) pueden aportar estabilidad a la red de distribución y ayudar a reducir la incertidumbre en la gestión de la red, aplanando el precio de la electricidad y proporcionando almacenamiento de energía en horas de menor demanda. Además, los SAE pueden permitir que los costos fijos de generación de energía renovable se distribuyan para una mayor producción comercializada, induciendo a la caída del precio por kWh.

5 Las baterías como medio de almacenamiento energético

Entre las diferentes tecnologías mostradas anteriormente, se puede comprobar que las baterías son una opción de almacenamiento viable debido a sus características, ya que cuentan con la densidad de energía y densidad de potencia correctas para cumplir con los requisitos de demanda diarios de la red.

Las baterías son dispositivos electroquímicos capaces de convertir la energía química en energía eléctrica. Entre ellas se pueden distinguir dos categorías, las baterías primarias que convierte la energía química en eléctrica de manera irreversible (por ejemplo, zinc, carbono y pilas alcalinas), y las baterías secundarias (recargables) capaces de convertir la energía química en energía eléctrica de manera reversible, lo cual nos permite almacenar el exceso de energía eléctrica en estas baterías en forma de energía química. Las baterías recargables comunes son baterías de plomo, ácido o de iones de litio.

Entre los parámetros más importantes que caracterizan una batería se encuentra la capacidad, el voltaje, los ciclos de vida útil, su estado de carga mínimo y máximo (SoC), su tiempo de carga, entre otros. El modelo convencional que establece estos parámetros básicos se encuentra adjunto en el *Anexo B Caracterización técnica de una batería*.

5.1 Tipos de baterías

En base al manual sobre sistemas de almacenamiento de energía en baterías, diseñado por el Banco Asiático de Desarrollo (*Handbook on Battery Energy Storage System*, 2018), se presentan las ventajas y desventajas de una gran parte de tecnologías de batería que se encuentran vigentes en el mercado [38]. Además, se presentan las características más importantes de cada tecnología, esta información se encuentra adjunta en el *Anexo C. Tipos de baterías: Características, ventajas y desventajas*

Las tecnologías de baterías para dispositivos de almacenamiento de energía pueden diferenciarse en función de diversas variables, entre ellas, la densidad energética, los ciclos de carga y descarga, el rendimiento, su costo, entre otros (Tabla 5.1). Es importante tener en cuenta que la densidad energética se define como la cantidad de energía que puede almacenarse en un sistema por unidad de volumen o de peso.

Tabla 5.1: Comparación entre las distintas tecnologías de baterías [40] – [47].

<i>Tecnología</i>	<i>Densidad energética</i> $\left[\frac{MJ}{m^3}\right]$	<i>T° de operación</i> [C°]	<i>Energía específica</i> $\left[\frac{Wh}{kg}\right]$	<i>Potencia específica</i> $\left[\frac{W}{kg}\right]$	<i>Eficiencia</i> [%]	<i>Ciclos de vida</i>	<i>Costo de potencia</i> $\left[\frac{\$}{kW}\right]$	<i>Costo de energía</i> $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$
Plomo - Acido	60-180	-40 - 60	30 - 50	75 - 300	70 - 90	500 - 1.500	300 - 600	50 - 200
Níquel – Cadmio	50-100	-20 - 45	50 - 75	150 - 300	60 - 70	2.000-2.500	500 - 1.500	800 - 1.500
Níquel - Metal	150	-20 - 60	70 - 100	250 - 1.000	66 - 92	2.000	-	-
Ion - Litio	11-14	25 - 80	75 -200	150 - 315	85 - 98	500 - 2.000	175 - 4.000	500 - 2.500
Sodio - Azufre	-	300 - 350	150 -240	150 - 230	75 - 90	-2.500 - 4.500	1.000 - 4.000	300 - 500
Redox de Vanadio	54-65	5 - 45	10 -25	166	75 - 85	10.000 - 16.000	600 - 1500	150 - 1.000
Redox Zn-Br	72-108	20 - 50	30 - 50	45	65 - 75	>2.000	700 - 2.500	150 - 1.000

La Tabla 5.1 deja en evidencia distintos aspectos que se pueden comparar entre una tecnología u otra. El primer factor relevante corresponde a la energía específica, las baterías de Li-ion y Na-S son las que presentan un mayor nivel de energía (Wh) por kilogramo (kg). Ambas tecnologías presentan un alto nivel de eficiencia posicionándose como las mejores opciones de la tabla, cabe destacar que las baterías de sodio-azufre quedan por detrás de las baterías de ion-litio debido a su temperatura de operación. Las características de las baterías ion-litio justifican el alto precio al que se encuentra valorizadas actualmente.

Otro aspecto para destacar es la vida útil de las baterías, en este distinguen la variedad de tecnologías redox, el problema de esta tecnología son sus bajos niveles de energía y potencia específica, junto con el rango de temperatura acotado al que pueden operar, características que no justifican su precio.

El Banco Asiático de Desarrollo en el año 2018 publicó un top de las 5 mejores tecnologías en su manual BESS (Figura 5.1), en donde aseguró que las baterías de litio almacenan entre 150 y 250 Wh por kilogramo y pueden almacenar entre 1,5 y 2 veces más energía que las baterías de Na-S, entre dos y tres veces más que las baterías de flujo redox y unas cinco veces más que las baterías de plomo. Asimismo, el manual indica que las baterías de litio tienen la mayor eficiencia de carga y descarga, con un 95%, mientras que las baterías de plomo entre un 60% - 70% y las de flujo redox entre un 70% - 75%, posicionando a la tecnología Li-ion como la mejor opción del mercado actualmente. Otro de los factores importantes que se destacan en la Figura 5.1 corresponde al impacto ambiental de las 5

tecnologías mostradas, en donde se enumera que las 3 tecnologías más amigables con el medioambiente son las baterías ion-litio, sodio-azufre y níquel-cadmio,






	Energy density (kW/kg)	Round Trip Efficiency (%)	Life Span (years)	Eco-friendliness
Li-ion 	1st 150-250	1st 95	1st 10-15	1st Yes
NaS 	2nd 125-150	2nd 75-85	2nd 10-15	2nd No
Flow 	3rd 60-80	3rd 70-75	4th 5-10	4th No
Ni-Cd 	4th 40-60	4th 60-80	3rd 10-15	3rd No
Lead Acid 	5th 30-50	5th 60-70	5th 3-6	5th No

Figura 5.1. Top de las mejores tecnologías de baterías seleccionadas por el Banco Asiático de Desarrollo (ADB) [38].

Se espera que a medida que se desarrollen nuevas tecnologías, sus características de densidad energética mejoren y alcancen un precio inferior a los 50 US\$/kW. Esta evolución de precios y tecnologías se muestra en Figura 5.2, en donde se prevé que las nuevas tecnologías tengan un rango de densidad energética entre los 400 y 800 [Wh/kg], con un precio estimado inferior a los 160 [USD/MWh]

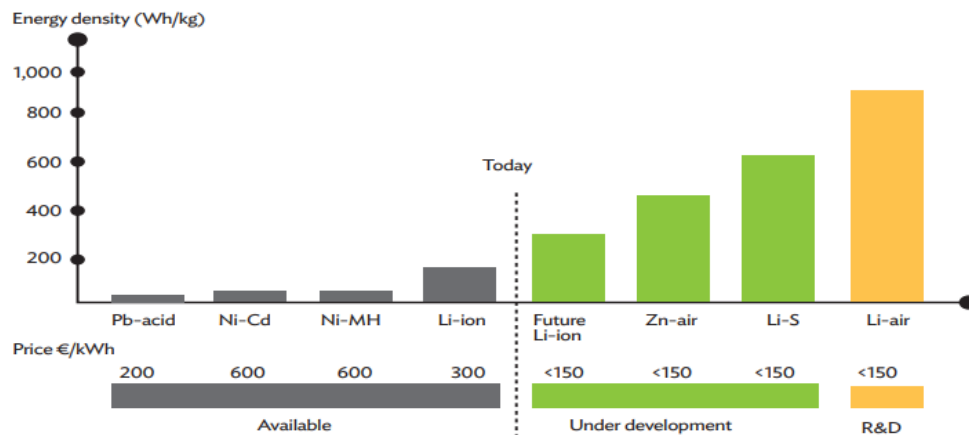


Figura 5.2. Presente y futuro de las tecnologías de baterías [38].

Finalmente, con un gráfico de Ragone se pueden comparar los diferentes tipos de tecnología, considerando la densidad de energía gravimétrica con respecto a la densidad de

energía volumétrica (Figura 5.3). La densidad de energía gravimétrica representa la cantidad de energía almacenada por masa de batería [Wh/kg], en cambio, la densidad de energía volumétrica corresponde a la cantidad de energía almacenada por volumen de batería (Wh/l). Es decir, cuanto mayor sea la densidad de energía gravimétrica más ligera puede ser la batería, por otro lado, a mayor densidad volumétrica la batería puede ser más compacta y pequeña.

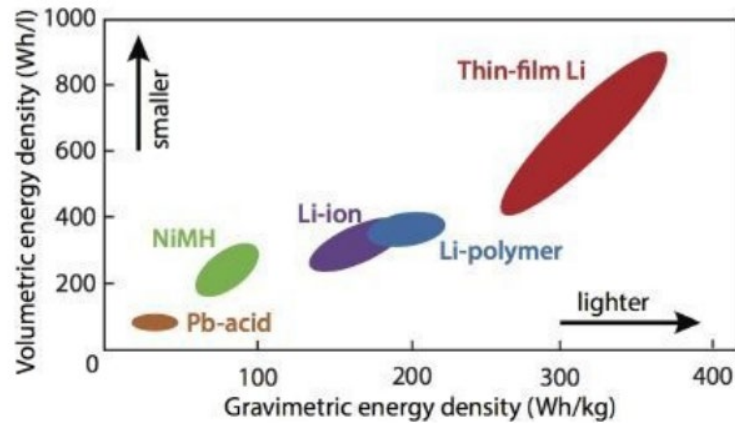


Figura 5.3. Gráfico de Ragone con los diferentes tipos de tecnologías de baterías [48].

El gráfico permite comparar las tecnologías presentadas, permitiendo concluir que las baterías de plomo ácido y níquel-metal se caracterizan por tener los niveles más bajos de densidad de energía gravimétrica y volumétrica, lo cual es una desventaja en tamaño y peso. Por su parte las baterías de ion-litio y polímero de litio se encuentran en un nivel intermedio de tamaño y peso, y la alternativa más ligera y pequeña para almacenar energía corresponden a las baterías de iones de litio de película delgada.

5.2 Battery Energy Storage System (BESS)

5.2.1 Componentes

Los componentes clave de los sistemas de almacenamiento en batería se ilustran en la Figura 5.4.

- **El sistema de batería**, que consta del paquete de baterías y conecta a múltiples celdas a voltaje y capacidad adecuados
- **El sistema de gestión de baterías (BMS)**, que protege las celdas de una operación perjudicial, en términos de voltaje, temperatura y corriente, para lograr un

funcionamiento fiable y seguro. También se encarga de equilibrar los diferentes estados de carga (SoC) de las celdas dentro de una conexión en serie.

- **Sistema de conversión de energía (PCS):** Es para efectos nuestros el equipo inversor/rectificador, permitiéndonos convertir corriente directa desde las baterías en corriente alterna para ser inyectada a la red. Son sistemas de conversión que tienen la posibilidad de operar bidireccionalmente, es decir, nos permite inyectar a la red y cargar las baterías desde la misma.
- **El sistema de gestión térmica de la batería (B-TMS),** que controla la temperatura de las celdas de acuerdo con sus especificaciones de valores absolutos y gradientes de temperatura dentro del pack.

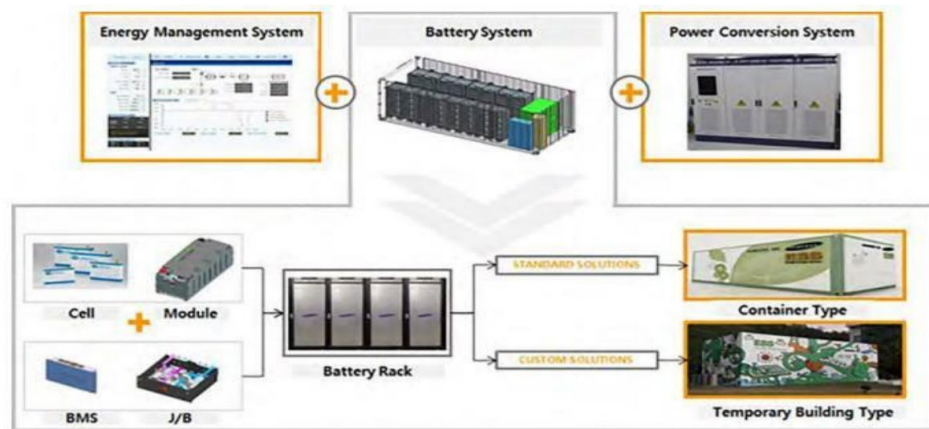


Figura 5.4. Composición convencional de un BESS [49].

Los componentes necesarios para el funcionamiento fiable del sistema global son el sistema de control y monitoreo, el sistema de gestión de energía (EMS) y la gestión térmica del sistema.

El control y la supervisión del sistema es la supervisión general (IT), que se combina en parte con el sistema global de control y adquisición de datos (SCADA), pero también puede incluir unidades de protección contra incendios o unidades de alarma. El EMS es responsable del control, la gestión y la distribución del flujo de energía. La gestión térmica del sistema controla todas las funciones relacionadas con la calefacción, ventilación y aire acondicionado del sistema de contención.

La electrónica de potencia puede agruparse en la unidad de conversión, que convierte el flujo de potencia entre la red y la batería, y los componentes de control y monitorización,

unidades de detección de tensión y gestión térmica de los componentes electrónicos de potencia.

5.2.2 Conexión a la red

Un sistema de almacenamiento mediante baterías implica ciertos componentes principales y secundarios de hardware o software, la Figura 5.5 ilustra como es la conexión de un BESS a la red de distribución.

La composición del esquema muestra que el enlace entre la red y el BESS debe ser mediante un convertidor bidireccional AC-DC. La conexión requiere de un sistema de control y comunicación que indique las variables frecuencia, potencia de entrada/salida, estado de carga, entre otras. El sistema BESS requiere un sistema de protección y enfriamiento para asegurar su operación en condiciones de adversas.

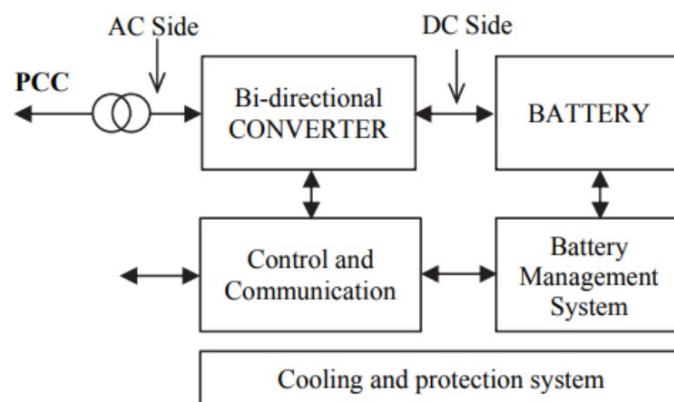


Figura 5.5. Diagrama de bloques general de una unidad de almacenamiento de energía conectada a la red [50].

5.2.3 Topologías de conexión

La conexión a la red de los sistemas BESS a escala comercial, suelen constar de varios paquetes de baterías y unidades inversoras, que suman la energía y la potencia neta del sistema. La Figura 5.6 muestra una visión general de las topologías de conexión a la red de los BESS.

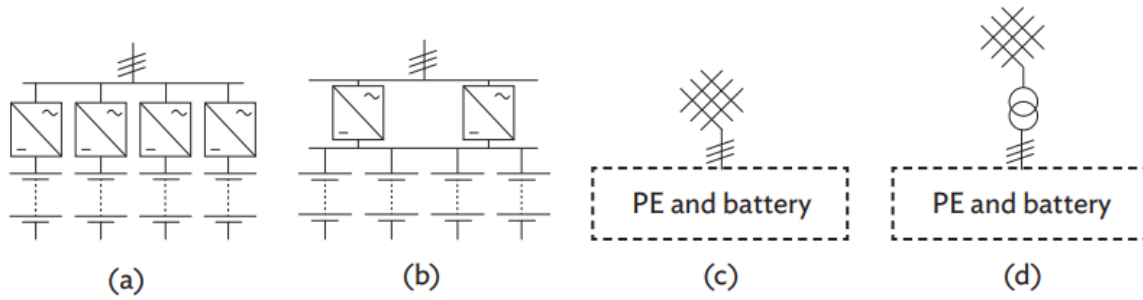


Figura 5.6. Topologías de conexión a la red de los sistemas BESS [38]

En (a) se muestra la opción de conectar unidades electrónicas de potencia dedicadas a paquetes de baterías individuales, (b) presenta la conexión en paralelo a un bus común de corriente continua. Asimismo, las topologías (c) y (d) nos muestran un ejemplo de conexión en baja tensión y, en alta tensión mediante un transformador.

6 Formulación y resolución del problema de implementación de un BESS en la red de distribución

6.1 Metodología de Dimensionamiento óptimo

El dimensionamiento de baterías depende tanto de variables técnicas como económicas por lo que es esencial un trabajo secuencial que permita encontrar el óptimo. En el criterio de optimización a utilizar se realizarán pares de energía y potencia, con el fin de tener distintas combinaciones que puedan aportar durante las horas de demanda punta. Según la normativa vigente, las horas punta son aquellas en las que el sistema eléctrico presenta sus mayores niveles de consumo. Actualmente, corresponden al período comprendido entre las 18 a 22 horas, entre abril y septiembre, lo cual acotará nuestra tasa de descarga del BESS a 4 horas.

Para definir la relación entre lo técnico y lo económico del proyecto se necesita determinar los costos asociados al proyecto, entre ellos, CAPEX, OPEX. La Tabla 6.1 muestra 3 escenarios que permiten establecer el valor de estos parámetros, considerando que se instalará una batería de ion-litio. Esta tabla establece por separado el CAPEX de energía y el de potencia, en donde el de energía se relaciona directamente a las baterías de ion litio y el de potencia al inversor requerido, junto con las estructuras necesarias para la instalación.

Por su parte el costo O&M se relaciona con los mantenimientos que se deben hacer anualmente, en donde se contempla el mantenimiento general, el mantenimiento programado a lo largo de su vida útil, el mantenimiento no programado a lo largo de la vida útil y el mantenimiento de los transformadores.

Tabla 6.1: Costos asociados a la instalación de baterías de ion-litio basados en el estudio de GIZ 2022 [51].

<i>Escenario</i>	<i>CAPEX de energía [USD/kWh]</i>	<i>CAPEX de potencia [USD/kW]</i>	<i>Constante de la batería [USD]</i>	<i>O&M promedio [USD/kW/año]</i>
<i>Avanzado</i>	186	337	209,1	37
<i>Moderado</i>	217	425	266,8	44
<i>Conservador</i>	243	442	273,6	48

Esto nos permite definir una función objetivo relacionada al tamaño y a los costos asociados a las baterías, estos costos consideran el costo de inversión (6.3), el costo de Operación (6.4) y mantenimiento y el ahorro debido al pago por potencia punta (6.5). El dimensionamiento se decidirá en base al costo total de inversión del sistema de baterías (CT_{BESS}).

$$CT_{BESS} = -CAPEX [USD] - \sum_{i=1}^Y OPEX_Y [USD] + \sum_{i=1}^Y CPP_Y [USD] \quad (6.1)$$

Donde:

CT_{BESS} : Costo total del BESS.

$CAPEX$: Gastos de capital.

$OPEX$: Gastos operativos.

CPP : Costo por potencia punta.

Y : Cantidad de años.

Para resolver este problema de optimización necesitamos definir una serie de ecuaciones, las cuales se presentan a continuación

6.1.1 Factor de sobredimensionamiento

Se debe tener en cuenta un factor de sobredimensionamiento BESS que considere factores como la degradación, el crecimiento de carga y la pérdida de eficiencia, según [51] este factor se puede representar de la siguiente manera:

$$F_{sd} = \frac{(1 + \text{degradación} [\%]) \cdot (\text{crecimiento de carga} [\%])}{(1 - \text{pérdidas de eficiencia de descarga} [\%]) \cdot DoD [\%]} \quad (6.2)$$

Las variables presentes en la ecuación (6.2) consideran la degradación de las baterías (2% desde el segundo año), las pérdidas de eficiencia de descarga (80 - 95%) y la profundidad de descarga (80%). Estas variables corresponden a características técnicas de la batería. Por otra parte, el crecimiento de carga corresponde al aumento de demanda que puede percibir el sistema estudiado los próximos años, este factor varía entre un 1% y un 3%, según indica el “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2022- 2042” [52].

6.1.2 Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos asociados a la batería tipo utilizada en el presente estudio, se presentan a continuación, en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2: Datos técnicos de la batería tipo.

Degradación	2%
Crecimiento de carga	2.5% [52]
Pérdidas de eficiencia de descarga	10%
Profundidad de descarga (DoD [46])	80%
Ciclos	3000
Años	15

6.2 Evaluación económica del proyecto

6.2.1 CAPEX total

Es importante evaluar tanto el CAPEX por potencia como el CAPEX por energía para comprender la inversión total necesaria en el proyecto de baterías y asegurarse de que el sistema de almacenamiento sea capaz de satisfacer los requisitos de potencia y energía del proyecto en cuestión.

$$CAPEX_{Total} = CUE_{BESS} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \cdot E_{BESS} [kWh] + CUP_{BESS} \left[\frac{USD}{kW} \right] \cdot P_{BESS} [kW] \quad (6.3)$$

Donde:

CUE_{BESS} : Costo por unidad de energía del BESS.

E_{BESS} : Cantidad de energía del BESS.

CUP_{BESS} : Costo por unidad de potencia del BESS.

P_{BESS} : Tamaño de potencia del BESS

6.2.2 OPEX total

El OPEX hace referencia a los costos por operación y mantenimiento que incurren en el proyecto del BESS, entre los gastos principales se encuentran: el mantenimiento general, el mantenimiento programado a lo largo de su vida útil, el mantenimiento no programado a lo largo de la vida útil y el mantenimiento de los transformadores. En la ecuación 6.4 se representan por la variable $C_{O\&M}$.

$$OPEX_{Total} = P_{BESS} [kW] \cdot C_{O\&M} \left[\frac{USD}{kW \cdot año} \right] \cdot Y [año] \quad (6.4)$$

6.2.3 Ahorro

El ahorro es particular para la aplicación peak shaving (o afeitado de punta) que se relaciona con el monto que las distribuidoras pagan por demanda de punta a los generadores, y que luego traspasan a los clientes. En primera instancia el ahorro se cuantifica entre los meses de abril y septiembre, considerados como el periodo de demanda peak (Ec. 6.5), para en una segunda instancia definir el ahorro que se genera en el periodo de octubre y marzo (Ec. 6.6).

Cabe recordar que según indica el *Informe Técnico “Fijación de peajes de distribución”* entre los meses de octubre y marzo el cargo por potencia en periodo punta consiste en el promedio de los dos valores máximos medidos en el periodo de abril y septiembre. Es decir, el ahorro en estos meses es una consecuencia de la reducción de demanda asociada a la red.

$$CPP_{a-s} = P_{BESS}[kW] \cdot \left(Tarifa_{peak} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] \cdot M_{peak}[mes] \right) \cdot Y[año] \quad (6.5)$$

$$APP_{o-m} = P_{reducida}[kW] \cdot \left(Tarifa_{no_peak} \left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}} \right] \cdot M_{no_peak}[mes] \right) \cdot Y[año] \quad (6.6)$$

$$CPP_{total_clp} = CPP_{a-s}[\$] + APP_{o-m}[\$] \quad (6.7)$$

$$CPP_{total_usd} = \frac{CPP_{total_clp}[\$]}{850 [\$ / USD]} \quad (6.8)$$

Donde:

CPP_{a-s} : Cargo por potencia punta entre los meses de abril y septiembre.

APP_{o-m} : Ahorro por potencia reducida por el BESS entre los meses de abril y septiembre.

CPP_{total} : Ahorro total causado por el proyecto BESS.

$Tarifa_{peak}$: Tarifa de potencia punta correspondiente al mes presente.

M_{peak} : Cantidad de meses que es considerada la $Tarifa_{peak}$ (6).

$Tarifa_{nopeak}$: Tarifa de potencia punta correspondiente al promedio de los últimos 12 meses

M_{nopeak} : Cantidad de meses que es considerada la $Tarifa_{nopeak}$ (6).

Y : Cantidad de años de vida útil del proyecto.

6.2.4 *Cargo por potencia punta*

Cabe destacar que la $Tarifa_{peak}$ representa al *cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas punta* medida en $\$/kW/mes$. En este estudio en particular se utilizará el cargo que incurre en los clientes no residenciales (AT), debido a los clientes presentes en la red Las Quilas, entre ellos se encuentra Carozzi, Costa, Agrosuper, Prodalam, Finning Cat, entre otros y, se realizará una sensibilidad asumiendo el caso en el cual la red está compuesta únicamente de cliente residenciales (BT).

Dado lo anterior, se considerará que tanto la red de estudio como la red real están sujetas a dos tipos de tarifas. Por una parte, la $Tarifa_{peak}$ se basa en la información proporcionada en la planilla respectiva a los meses de abril 2022 y septiembre publicadas por la CGE para la zona específica de Temuco. En cambio, la $Tarifa_{nopeak}$ se basa en el promedio del cargo comprendido en el periodo octubre 2022 y marzo 2023.

Como se mencionó, se presentarán 4 casos de tarifas en donde dos de ellas representan el cargo a clientes en alta tensión y el otro par a clientes en baja tensión, sus valores respectivos quedan definidos en los siguientes puntos:

- i. Tarifa AT2 – AT3: Presenta un cargo por potencia parcialmente en punta, el cual corresponde a $Tarifa_{no_peak} = 10.280$ [$\$/kW/mes$] y $Tarifa_{peak} = 10.198$ [$\$/kW/mes$].
- ii. Tarifa AT4.1, AT4.2, AT4.3: Presenta un cargo por potencia contratada o leída en horas de punta, el cual corresponde a $Tarifa_{peak} = 7.276$ [$\$/kW/mes$] y $Tarifa_{nopeak} = 7.358$ [$\$/kW/mes$].
- iii. Tarifa BT2 – BT3: Presenta un cargo por potencia parcialmente en punta, el cual corresponde a $Tarifa_{no_peak} = 18.483$ [$\$/kW/mes$] y $Tarifa_{peak} = 18.403$ [$\$/kW/mes$].
- iv. Tarifa BT4.1, BT4.2, BT4.3: Presenta un cargo por potencia contratada o leída en horas de punta, el cual corresponde a $Tarifa_{peak} = 13.660$ [$\$/kW/mes$] y $Tarifa_{nopeak} = 13.580$ [$\$/kW/mes$].

El **Anexo D. Cargos por potencia punta** muestra un resumen de los cargos mensuales que se utilizaron para el cálculo y que corresponden a las planillas que publica la CGE en su sitio web.

6.3 Metodología de optimización de la ubicación

Estudiar el perfil de demanda de la red puede ayudar a determinar cuál es el tamaño adecuado del BESS, sin embargo, no nos permite definir cuál es la ubicación óptima de este. Es posible definir una función multiobjetivo que determine la ubicación óptima del BESS considerando la desviación de tensión y las pérdidas de potencia en cada nodo.

La función objetivo definida en (6.6) permite identificar por una parte a los nodos que presentan una alta tasa de desviación de tensión (OF_1) y por otra, a las ramas que presentan un alto nivel de pérdidas de potencia (OF_2), ambas funciones descritas en (6.10) y (6.11), se multiplican por un factor de inercia constante ($\omega_1 = \omega_2 = 0,5$) [49, 50].

$$Obj(F) = \max(\omega_1 OF_1 + \omega_2 OF_2) \quad (6.9)$$

$$OF_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N |V_{t, i} - V_{ref}| \quad (6.10)$$

$$OF_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N-1} (P_{Loss_{t, i}}) \quad (6.11)$$

Donde:

N: Número total de buses del sistema.

$V_{t, i}$: Magnitud de voltaje a la hora t en el bus i.

V_{ref} : Voltaje de referencia (1 p. u.).

$P_{Loss_{t, i}}$: Pérdida total de potencia en la línea i a la hora t.

T: Horas.

Estas ecuaciones estarán considerando el perfil horario de la red de distribución permitiendo realizar un análisis completo de la red.

6.3.1 Restricciones

Bajo este contexto las restricciones son condiciones que se imponen a las variables de decisión para restringir el espacio de búsqueda y definir un conjunto factible de soluciones.

- I. **Limitación de tensión:** La tensión de cada bus debe limitarse dentro del rango inferior y superior, fijando los límites inferiores (V_{low}) y superiores (V_{up}) de la tensión de cada bus respecto a la tensión de referencia durante todo el periodo de consideración.

$$V_{low} \leq V_t, i \leq V_{up} \quad (6.12)$$

En este estudio se consideró un $\pm 10\%$ para el caso prueba y $\pm 6\%$ para el caso CGE, en base a lo indicado en la Norma Técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, adjunta en el apartado 2.5.2.

6.3.2 Metodología

En primer lugar, se escogió el software gratuito *Anaconda Navigator* con la finalidad de acceder a la extensión *JupyterLab*, la cual es una interfaz interactiva que permite codificar en lenguaje Julia, Python y R.

Se utilizó Python como lenguaje de programación para realizar los flujos de carga de la red, considerando que es el primer paso para definir las características de una red eléctrica. Python permite definir todo lo necesario para caracterizar una red eléctrica mediante su librería “*pypower*”.

Teniendo en cuenta el objetivo de “*sizing*” y “*siting*” declarado previamente, se debe escoger una metodología para realizar la optimización de nuestra función objetivo. La elección de la metodología a utilizar puede tener un impacto significativo en los resultados y en la forma en que se aborda nuestro problema de optimización, es evidente que cada metodología tiene un enfoque particular y características que la diferencian del resto, lo que puede dar lugar a resultados y soluciones diferentes.

En este estudio en particular se escogió resolver el problema utilizando el método de optimización por enjambre de partículas (PSO), debido a la capacidad de exploración global, flexibilidad y eficiencia que ofrece. Sumado a esto, el PSO ha sido ampliamente utilizado y estudiado en diferentes campos, incluida la optimización de sistemas de energía. Para adaptar este método al tipo de lenguaje definido previamente se utilizó la librería “*pyswarm*” [6].

6.3.3 Pypower

Corresponde a una librería perteneciente a Python que permite codificar una red eléctrica de potencia en corriente alterna, para resolver problemas relacionados con el flujo de potencia y la planificación de la producción de energía tanto en sistemas monofásicos como trifásicos. Esta herramienta permite definir específicamente las características de cada bus y línea que componen la red, también se pueden definir los tipos de barra a utilizar, ya sea PV (generador), PQ (carga) o barras de referencia. Esta librería nace como una copia del modelo desarrollado en Matlab conocido como MATPOWER, con la diferencia de que es codificado en Python.

6.3.4 Optimización por enjambre de partículas

El método PSO se utiliza para abordar múltiples problemas de optimización, como el del flujo de potencia reactiva y el control de tensión, el despacho económico, la minimización de costos de combustible y la minimización de pérdidas de potencia [6].

PSO es un enfoque de optimización estocástica basado en poblaciones, cada partícula de PSO aplica el concepto de interacción social, de modo que se beneficia de la experiencia personal y los descubrimientos de las demás partículas. Cada partícula es una solución potencial que vuela por el espacio multidimensional basándose en su propia experiencia de vuelo, de forma que cada partícula puede volar sólo en zonas factibles, guardando en memoria su mejor posición personal y la mejor posición alcanzada por cualquier partícula de la población como la **mejor posición global** [6]. En términos generales, este método se presenta de manera adimensional, donde la velocidad y la posición de cada partícula se actualizan mediante las ecuaciones (6.13) y (6.14).

$$v_{i+1} = \omega \cdot v_i + c_1 \cdot rand() \cdot (p_{id} - x_{id}) + c_2 \cdot rand() \cdot (p_{gd} - x_{id}) \quad (6.13)$$

$$x_{id+1} = x_{id} + v_{i+1} \quad (6.14)$$

Donde:

v_i : Velocidad.

ω : Constante de inercia.

c_1, c_2 : Constante de aceleración.

p_{id} : Mejor posición personal.

p_{gd} : Mejor posición global.

x_{id} : Posición actual de la partícula.

$rand(\)$: Función aleatoria que genera un valor aleatorio entre [0 1].

6.3.5 Optimización por algoritmo genético

El algoritmo genético (GA) es una técnica de optimización heurística basada en el proceso natural de selección de genética. Es utilizado para resolver una amplia variedad de problemas, entre ellos el *siting* de unidades en redes eléctricas.

En el GA, una población de soluciones candidatas (cromosomas) es evolucionada hacia soluciones óptimas o aproximadamente óptimas. La selección está guiada por una función de aptitud “fitness”, que evalúa que tan bien un individuo resuelve el problema. Los individuos son seleccionados en base a su aptitud para ser padres de la siguiente generación. A diferencia de otros métodos de optimización, el GA no suele describirse mediante ecuaciones matemáticas exactas.

6.3.6 Índice de desviación de voltaje

El índice de desviación de voltaje (VDI) se utiliza para medir la mejora del perfil de tensión de la red. El VDI corresponde al valor máximo de diferencia entre el voltaje de cada barra en la red de distribución durante las 24 horas y el voltaje de referencia, presentado en un valor porcentual. En las siguientes ecuaciones 6.15 y 6.16 se define el %VDI_i y el %VDI, el primero representa la máxima desviación de tensión en cada barra y el segundo término representa la suma del %VDI de cada una de las barras de la red.

$$\%VDI_i = \max_i^t \left(\frac{|V_{ref}[p.u.] - V_i[p.u.]|}{V_{ref}[p.u.]} \right) \times 100 \quad (6.15)$$

$$\%VDI = \sum_{i=1}^N \%VDI_i \quad (6.16)$$

Donde:

N: Número total de buses del sistema.

$V_{t, i}$: Magnitud de voltaje a la hora t en el bus i.

V_{ref} : Voltaje de referencia (1 p. u.).

6.4 Caso de estudio 1: Red de prueba IEEE-33

6.4.1 Sistema de prueba

El estudio se basa en el sistema IEEE-33, el cual sirve como un circuito de prueba que representa una red de distribución compuesta por 33 barras. La Figura 6.1. muestra la distribución entre los distintos buses y la información de la red se presenta en el *Anexo E*.

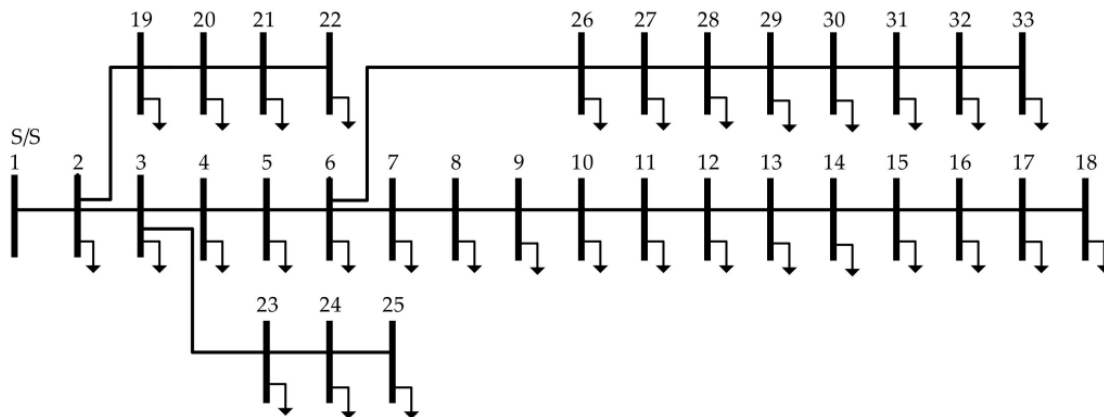


Figura 6.1. Red de prueba IEEE-33 [26].

Las características eléctricas de esta red son modeladas en Python, donde se puede definir o ajustar cada bus, generador y línea presente en el circuito de prueba, mediante las matrices ‘bus’, ‘gen’ y ‘branch’. Eso significa que mediante la matriz ‘gen’ se puede incorporar a GD, pero en este caso no se incorporaron para evitar alejarse del caso real, en donde estos no están presentes en la red. Por lo tanto, el nodo 1 correspondiente a la subestación, representa a la única unidad generadora del sistema.

La Tabla 6.3 muestra las características de la subestación (bus 1) modeladas en Pypower, con esto se asume que solo hay un generador en el sistema. Esto permite definir las características fundamentales de la red, entre ellas, la potencia base del sistema (mBase), el voltaje del generador en p.u. (V_g), El límite superior de potencia activa (P_{\max}), el límite superior de potencia reactiva (Q_{\max}), el estado del generador (status), entre otros.

El modelo completo de la red se adjunta en el *Anexo E: Red de distribución IEEE-33*, en donde se puede visualizar todos los parámetros y características de la red.

Tabla 6.3. Representación de la S/E de la red IEEE-33 mediante la librería Pypower.

Generador	Tipo	bus	P_g	Q_g	Q_{\max}	Q_{\min}	V_g	mBase	status	P_{\max}
1	S/E	1	0	0	10	-10	1	100	1	10

6.4.2 Dimensionamiento óptimo

El criterio de dimensionamiento nos permite definir por una parte la potencia nominal, que es la velocidad más alta a la que la batería puede importar o exportar energía eléctrica, y por otra, la capacidad energética, correspondiente a la cantidad de energía que la batería puede almacenar. Ambos parámetros se relacionan mediante la duración de carga y descarga del BESS.

En este caso de estudio, el dimensionamiento de las baterías se definirá con respecto a la cantidad de demanda máxima que se quiera suplir en horas peak, permitiendo aplanar la curva de demanda de la red. Para fines de validar el modelo dinámico se incorporó el perfil de demanda para la red de prueba, que representa el consumo en los meses de primavera [54] (Tabla 6.4), este es ilustrado en la Figura 6.2.

Tabla 6.4: Perfil de carga aplicado a la red de prueba [47].

Time (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Load profile	5,8	5,0	4,8	4,7	4,7	5,1	5,5	6,4	7,0	7,2	7,3	7,2	6,9	6,8	6,7	6,5	6,7	7,1	7,6	8,0	8,0	7,5	7,0	6,4

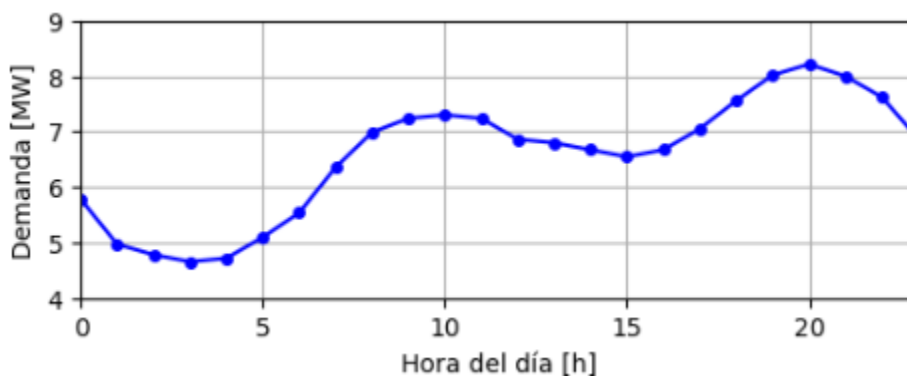


Figura 6.2. Perfil de demanda de la red IEEE-33.

El perfil de carga nos muestra que la demanda peak ocurre durante un periodo de horas que se comprende entre las 18:00 y las 22:00 horas. En base a esto se decide aplanar el peak de demanda en 7,5 [MW] durante dicho periodo. Es decir, definimos el valor de demanda máxima deseada en el periodo correspondiente con el fin de aplanar la curva y reducir el costo asociado a la demanda máxima. Teniendo en cuenta lo anterior, se puede destacar que la mayor diferencia entre la demanda deseada y el perfil de demanda de la red en el periodo peak es de 0,515 [MW], correspondiendo a la potencia nominal que requiere

nuestro sistema de almacenamiento. Por consiguiente, como el periodo abarca 4 horas, la capacidad de energía que se requiere es de 2,06 [MWh].

Tabla 6.5: Tamaño inicial del BESS requerido por la red IEEE-33.

Potencia nominal [MW]	Capacidad energética [MWh]	Duración carga/descarga [h]
0,515	2,06	4

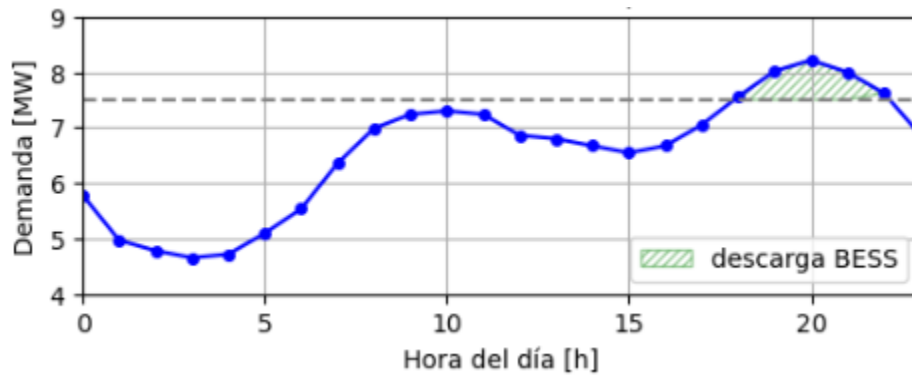


Figura 6.3. Área entre la demanda máxima original y la demanda deseada, red IEEE-33.

El área coloreada en verde en la Figura 6.3, indica la demanda que tendría que cubrir el BESS al ser descargado a su potencia nominal durante 4 horas. Una consideración importante al determinar la demanda máxima deseada es que el BESS debe cargarse antes de ser utilizado, y por tanto se debe tener en cuenta la energía que requerirá el BESS para cargarse. El perfil completo de carga y descarga, además de la curva esperada con el BESS es mostrado en la Figura 6.4.

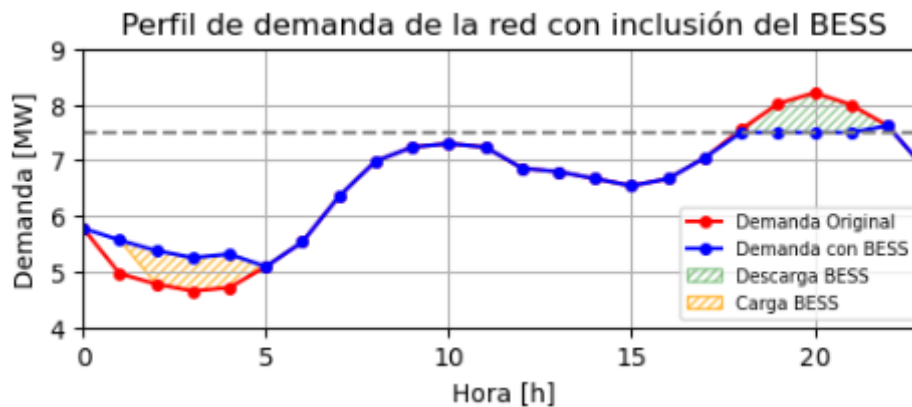


Figura 6.4. Efecto del BESS en el perfil de demanda de la red IEEE-33.

Para definir de la manera más asertiva posible el tamaño del BESS, se debe aplicar el factor de sobredimensionamiento presentado en la ecuación (6.2). En este caso se consideraron los datos presentados en Tabla 6.2.

Con estos valores, el factor de sobredimensionamiento resulta ser $F_{sd} = 2,2$. Al aplicar el factor al tamaño original del módulo de baterías resulta un tamaño final de 1,15 [MW], capaces de ser entregados durante 4 horas. Es decir, será posible suministrar al sistema un total de 4,59 [MWh] ($\approx 4,6$ [MWh]) por día.

Tabla 6.6: Tamaño final del BESS requerido por la red IEEE-33.

Potencia nominal [MW]	Capacidad energética [MWh]	Duración carga/descarga [h]
1,15	4,6	4

6.4.3 Evaluación económica

Considerando los costos asociados a la Tabla 6.1 en donde se presentan los escenarios conservador, moderado y avanzado, se generó un cruce entre cada escenario y el tamaño óptimo de la batería para estimar el costo total y el ahorro que causaría la implementación del proyecto en la red.

Este conjunto de opciones es presentado en la Tabla 6.7 y en la Tabla 6.8, con lo cual se presenta la sensibilidad del flujo total del proyecto, valorizando las tres opciones resultantes para el tipo de tarifa acogida por los clientes de la red. Estas tablas permiten cuantificar el ahorro generado con la instalación del BESS y el costo total que incurre en la empresa distribuidora a cargo del proyecto, abordando un periodo de tiempo 15 años basado en la vida útil del BESS.

El cálculo del CAPEX, OPEX, Ahorro y Costo Total del BESS se realiza en base a las ecuaciones 6.1, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 y 6.7. Una manera de esclarecer estos cálculos es mostrando un ejemplo directo, tal y como se muestra en las ecuaciones 6.17, 6.18, 6.19, 6.20, 6.21 y 6.22, en donde se detalla el cálculo para **Caso Moderado generalizado a clientes AT2 y AT3**.

$$CAPEX_{Total} = 217 \left[\frac{USD}{kWh} \right] \cdot 4.594[kWh] + 425 \left[\frac{USD}{kW} \right] \cdot 1.148[kW] \quad (6.17)$$

$$OPEX_Y = 1.148[kW] \cdot 44 \left[\frac{USD}{kW} \right] \cdot 15 [año] \quad (6.18)$$

$$CPP_{a-s} = 1.148[kW] \cdot \left(10.280 \left[\frac{\$}{mes} \right] \cdot 6 [mes] \right) \cdot 15 [año] \quad (6.19)$$

$$APP_{o-m} = 1.148[kW] \cdot \left(10.198 \left[\frac{\$}{mes} \right] \cdot 6 [mes] \right) \cdot 15 [año] \quad (6.20)$$

$$Ahorro = CPP_{total_usd} = \frac{CPP_{a-s} + APP_{o-m}}{850 [CLP/USD]} \quad (6.21)$$

$$CT_{BESS} = -1.484.946 [USD] - \$757.977 [USD] + \$2.489.756[USD] \quad (6.22)$$

Tabla 6.7: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT2 y AT3 (Caso 1).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	1.148	4.594	\$1.241.474	\$637.390	\$2.489.756	\$610.892
Moderado	1.148	4.594	\$1.484.946	\$757.977	\$2.489.756	\$246.833
Conservador	1.148	4.594	\$1.623.908	\$826.884	\$2.489.756	\$38.964

Tabla 6.8: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3 (Caso 1).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	1.148	4.594	\$1.241.474	\$637.390	\$1.779.231	\$-99.633
Moderado	1.148	4.594	\$1.484.946	\$757.977	\$1.779.231	\$-463.692
Conservador	1.148	4.594	\$1.623.908	\$826.884	\$1.779.231	\$-671.561

En base a lo anterior, el escenario más adecuado en términos de inversión corresponde al **escenario moderado**, ya que es el escenario con un término medio en términos de precios más altos de CAPEX y OPEX, mitigando así el riesgo existente ante una variación de precios de dicha tecnología.

De esta manera, considerando un dimensionamiento del BESS de 1.148 [kW] y 4.594 [kWh], se percibe un flujo total positivo asumiendo que la red cuenta únicamente con clientes

AT2 y AT3. En cambio, si se asume que el tipo de clientes de la red esta suscrito a las tarifas AT4.1, AT4.2 y AT4.3 el flujo total a los quince años es negativo.

La Figura 6.5 muestra el flujo económico durante los 15 años del proyecto, en donde se puede apreciar que el retorno es positivo una vez cumplido el decimoquinto año de operación.

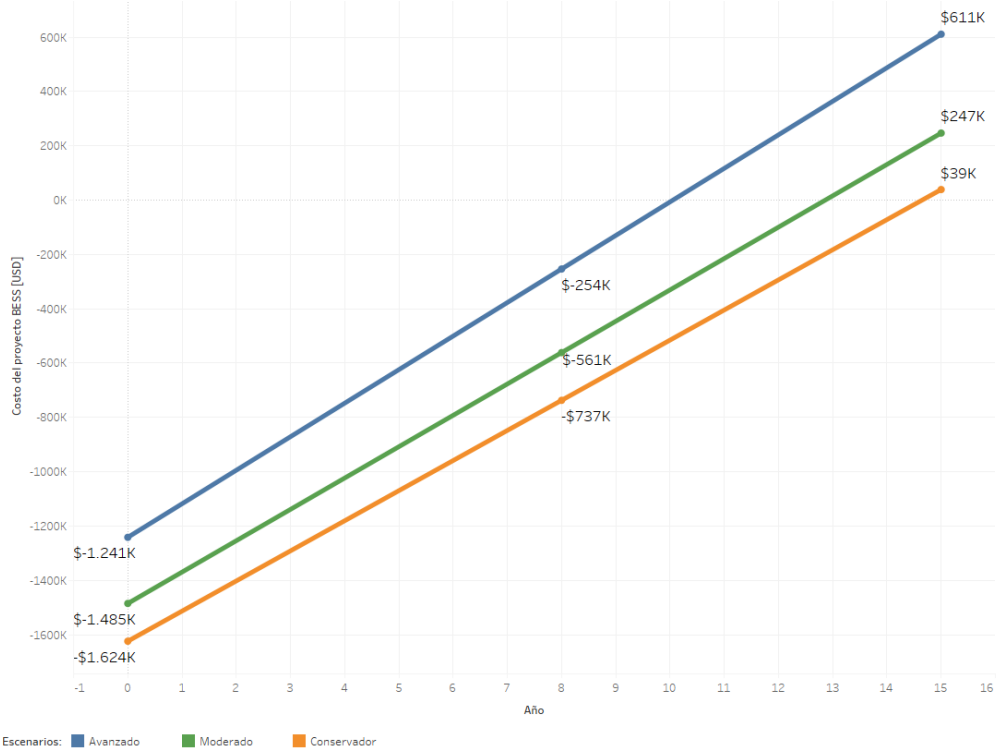


Figura 6.5. Costo total del proyecto asumiendo que la red IEEE-33 se compone de clientes AT2 y AT3.

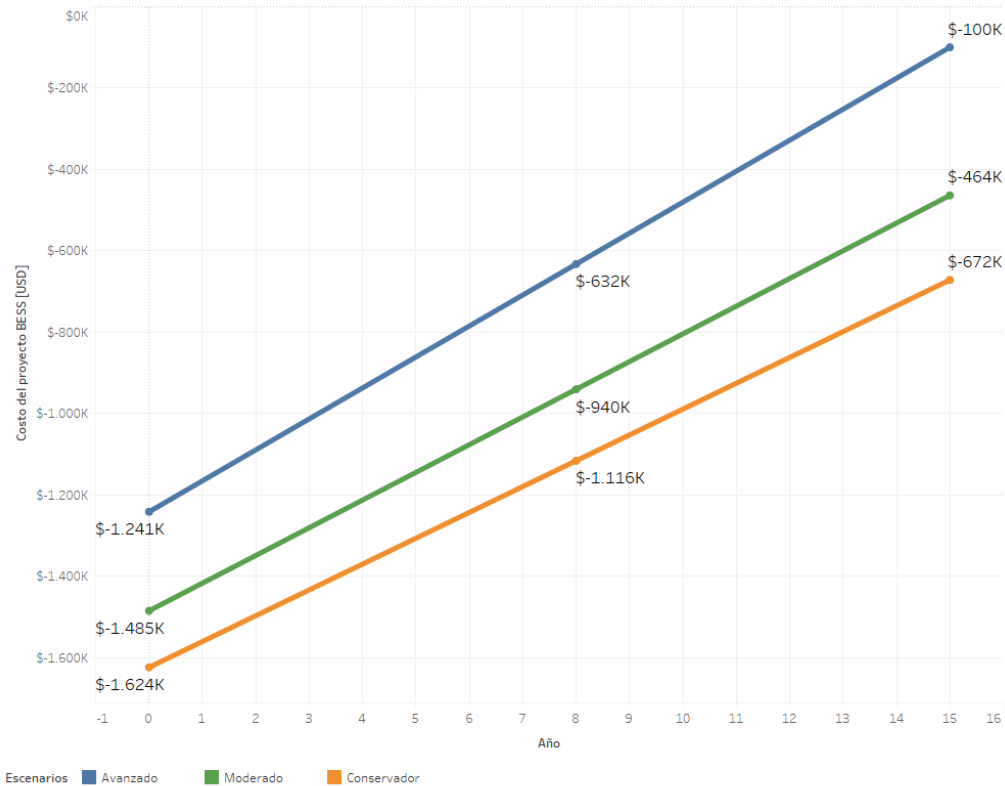


Figura 6.6. Costo total del proyecto asumiendo que la red IEEE-33 se compone de clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3.

La Figura 6.6 y Figura 6.7 permiten visibilizar el impacto que tiene el tipo de tarifa correspondiente a los clientes de la red. En este caso particular, si la red sólo contara con clientes que mantengan la tarifa AT1 o AT2 el proyecto sería rentable en términos económicos una vez cumplida su vida útil. En cambio, si la red solo contará con clientes con tarifa AT4.1, AT4.2 y AT4.3 el balance económico total del proyecto sería negativo y por ende no sería rentable.

6.4.3.1 Sensibilidad Tarifas Baja Tensión

Con la finalidad de medir que tan sensible es el balance económico al tipo de tarifa que caracteriza a los clientes de la red, se asumen 2 casos adicionales, correspondiente a la equivalencia de las tarifas vistas anteriormente, pero con la diferencia en el nivel de tensión. Por lo tanto, en las tablas Tabla 6.9 y Tabla 6.10 se presentan los balances asociados al proyecto asumiendo que la red se compone de clientes con tarifas BT2 – BT3 y BT4.1 – BT4.1 – BT4.3.

Tabla 6.9: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT2 y BT3 (Caso 1).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	1.148	4.594	\$1.241.474	\$637.390	\$4.494.400	\$2.615.536
Moderado	1.148	4.594	\$1.484.946	\$757.977	\$4.494.400	\$2.251.477
Conservador	1.148	4.594	\$1.623.908	\$826.884	\$4.494.400	\$2.043.608

Tabla 6.10: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT4.1, BT4.2 y BT4.3 (Caso 1).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	1.148	4.594	\$1.241.474	\$637.390	\$3.517.975	\$1.639.111
Moderado	1.148	4.594	\$1.484.946	\$757.977	\$3.517.975	\$1.275.052
Conservador	1.148	4.594	\$1.623.908	\$826.884	\$3.517.975	\$1.067.183

De esta manera, podemos comprobar que el balance es altamente sensible al tipo de cliente que compone a la red, debido únicamente a los precios por potencia en periodo punta asociados a cada tarifa. La Figura 6.7 muestra la comparación entre los diferentes tipos de tarifa para un caso específico, en donde se evidencia que si la red se compusiera sólo de clientes BT el ahorro es mayor y, por tanto, el flujo total del proyecto sería más alto.

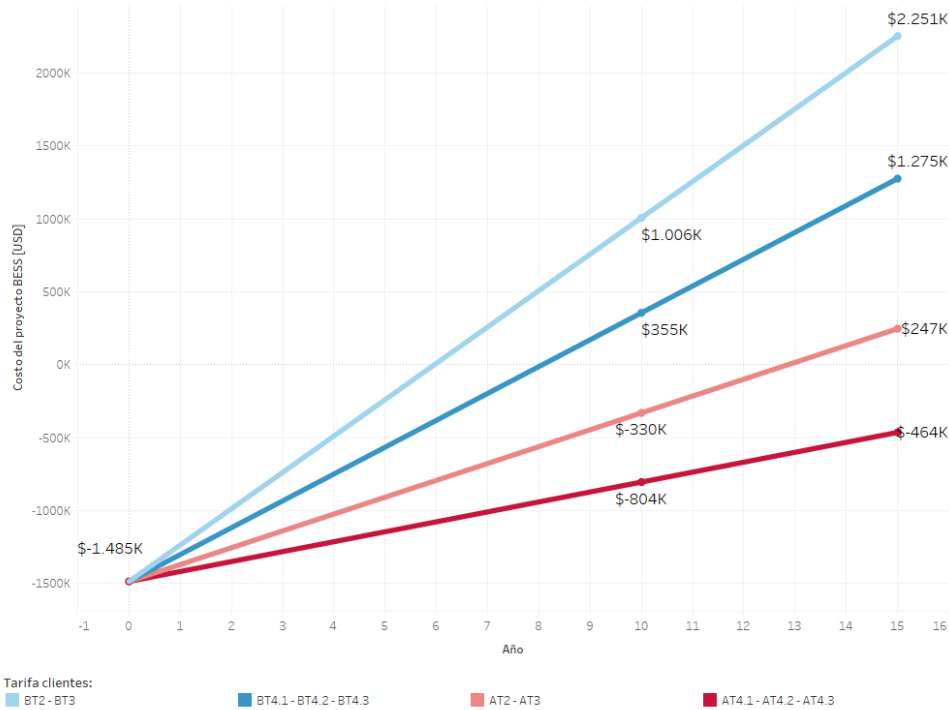


Figura 6.7. Flujo económico del proyecto BESS considerando el escenario moderado para cada tipo de tarifa asociada a los clientes de la red IEEE-33.

6.4.4 Ubicación óptima del BESS

La función objetivo utilizada para determinar la ubicación óptima del BESS en la red de distribución, considera tanto las pérdidas en cada barra “*branch*”, como la desviación de tensión de cada nodo con respecto al nodo referencial (1). Cabe destacar que un BESS puede ayudar a compensar las pérdidas de potencia activa y reactiva, pero son conceptos completamente diferentes, ya que la potencia activa es la energía real que se consume en la red, mientras que la potencia reactiva es la energía que se utiliza para mantener el campo magnético en los equipos inductivos, como los motores y los transformadores. En este caso lo más directo es enfocar la función objetivo únicamente en las pérdidas de potencia activa, dado que no requiere de un cambio importante en el diseño del BESS.

Las pérdidas totales de potencia activa en la red de prueba IEEE-33 se muestran en la Figura 6.8, en donde podemos ver que están relacionadas directamente con el perfil de demanda del sistema, pudiendo concluir que mientras mayor sea el consumo de energía de la red, mayores serán las pérdidas.

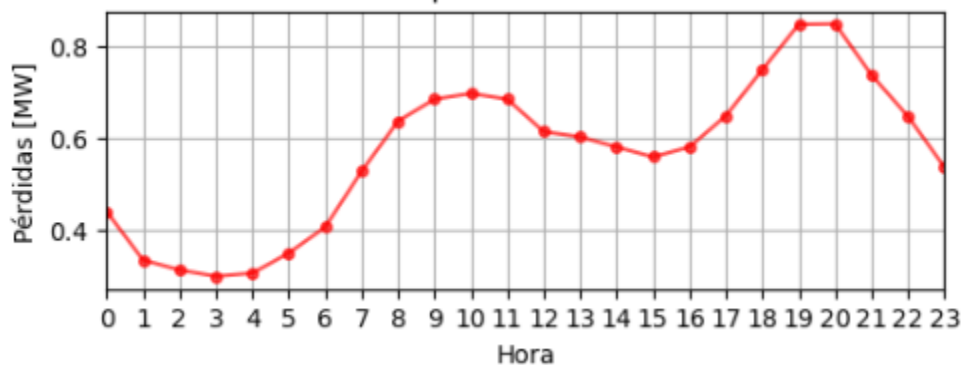


Figura 6.8. Pérdidas totales de potencia activa de la red IEEE-33.

Para encontrar la ubicación óptima mediante el método PSO se consideró una inercia constante igual a 0,5 para cada una de las variables de la función objetivo ($\omega = 0,5$), además el método se configuró en 100 iteraciones dado el tiempo de simulación y se agregó una semilla mediante el comando “*np.random.seed*” para evitar obtener soluciones distintas cada vez que se ejecute el código.

Por otra parte, se codificó esta optimización con las mismas características utilizando el método GA para tener un segundo punto de vista respecto de las mejores ubicaciones

obtenidas. En la Tabla 6.11 se muestra las 5 mejores ubicaciones para instalar el BESS para cada uno de los métodos descritos.

Tabla 6.11: Resultados ubicación óptima del BESS para la red de prueba IEEE-33.

Método	Ubicación (Bus)	Método	Ubicación (Bus)
PSO	13	GA	31
	31		11
	4		17
	27		24
	29		28

Los resultados muestran las 5 ubicaciones óptimas determinadas por cada método, ordenadas desde la mejor solución a la peor. En los resultados obtenidos para el Caso 1 la única coincidencia corresponde al nodo 31, lo cual indica que existe una amplia variabilidad entre las ubicaciones obtenidas por cada método. En el siguiente punto **6.2.4 Cruce de resultados** se analiza el impacto que genera en la red ubicar el BESS en las ubicaciones obtenidas mediante cada método de optimización.

6.4.5 Resultados

Una vez obtenidos los resultados de tamaño y ubicación óptimos podemos definir cuál es la opción más adecuada para la red, midiendo el aporte que significa instalar el BESS en dichas ubicaciones, en términos de desviación de tensión y reducción de pérdidas. Esto significa realizar el flujo de carga considerando la instalación del BESS.

En base a esto se dispone de 3 opciones de instalación mostradas en la Tabla 6.12, la opción 1 considera la instalación de un BESS en la primera iteración, es decir, en la mejor ubicación encontrada para cada método. la opción 2 distribuye el tamaño total determinado en tres instalaciones BESS ubicadas en las tres mejores ubicaciones y la opción 3 distribuye el tamaño total en 5 instalaciones correspondiente a las 5 ubicaciones obtenidas en la simulación.

Tabla 6.12: Opciones de implementación de un BESS para la red de prueba IEEE-33.

Opción	Unidades BESS	Nodo PSO/GA	Tamaño por nodo [MW]	Pérdidas originales [MW]	Pérdidas actuales [MW]	DIF_P	MAX VDI BASE	MAX VDI BESS
1	1	13	1,15	13,65	13,9	1,80%	19,25%	20,59%
	1	31	1,15	13,65	13,7	0,36%	19,25%	17,48%
2	3	13 31 4	0,38	13,65	13,37	-2,09%	19,25%	17,48%
		31 11 17						
3	5	13 31 4 27 29	0,23	13,65	13,24	-3,10%	19,25%	14,67%
		31 11 17 24 28						

Los resultados de la Tabla 6.12 evidencian que el BESS tiene un efecto positivo en la red en las opciones 2 y 3, en cambio en la opción 1 se evidencia el efecto contrario. Esto se debe a que la opción 1 está inyectando los 1.15 [MW] de la batería en un solo nodo, lo cual genera un aumento en la desviación de tensión y por tanto, un aumento de las pérdidas de potencia en las ramas que conectan al nodo del resto de la red.

En el caso de esta red de prueba, la alternativa más adecuada, es decir, la que causa el impacto más positivo en la red en cuanto a las pérdidas y a la desviación de tensión de la red corresponde a la **Opción 3 PSO**. Esta opción se diferencia del resto por reducir en mayor cantidad las pérdidas de las líneas, siendo la opción más efectiva para este caso.

Con la implementación de los sistemas BESS sobre la red IEEE-33, podemos notar que el índice de desviación de tensión (VDI) es reducido en casi todos los nodos, notando una mejora considerable en los parámetros de la red, lo cual se puede ver en la Figura 6.9.

Es evidente que las ubicaciones determinadas por el método PSO generan el efecto más beneficioso para la red, en este caso se alcanza una reducción máxima del VDI% de 4,7% y

una reducción promedio de 2,2%. En cuanto a las pérdidas de potencia, la opción destacada logra reducir las pérdidas de potencia en un 3,1%, un 1% más que si se utilizaran las ubicaciones determinadas por el método GA.

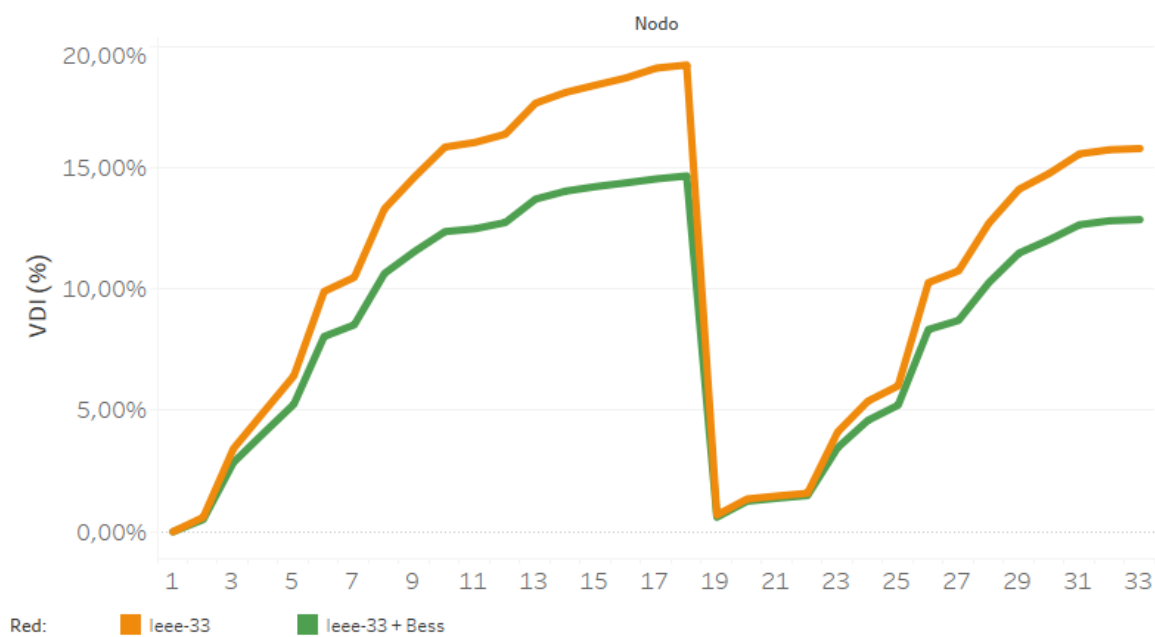


Figura 6.9, Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red IEEE-33 antes y después de conectar el BESS.

6.5 Caso de estudio 2: Red de distribución CGE con perfil de demanda real

El caso real de estudio corresponde a la red *Las Quilas*, esta red compone el sistema de Temuco perteneciente a la CGE. La Figura 6.10 muestra la composición del sector estudiado, por consiguiente, el caso de estudio simplificado es presentado en la Figura 6.11 Además, las características de la red se encuentran en el Anexo F.

Esta red rodea el sistema residencial ubicado en Padre Las Casas, por los clientes que demandan energía de esta red están a lo largo de esta carretera. Entre los clientes más reconocidos se encuentra Carozzi, Costa, Agrosuper, Prodalam, Finning Cat, entre otros.

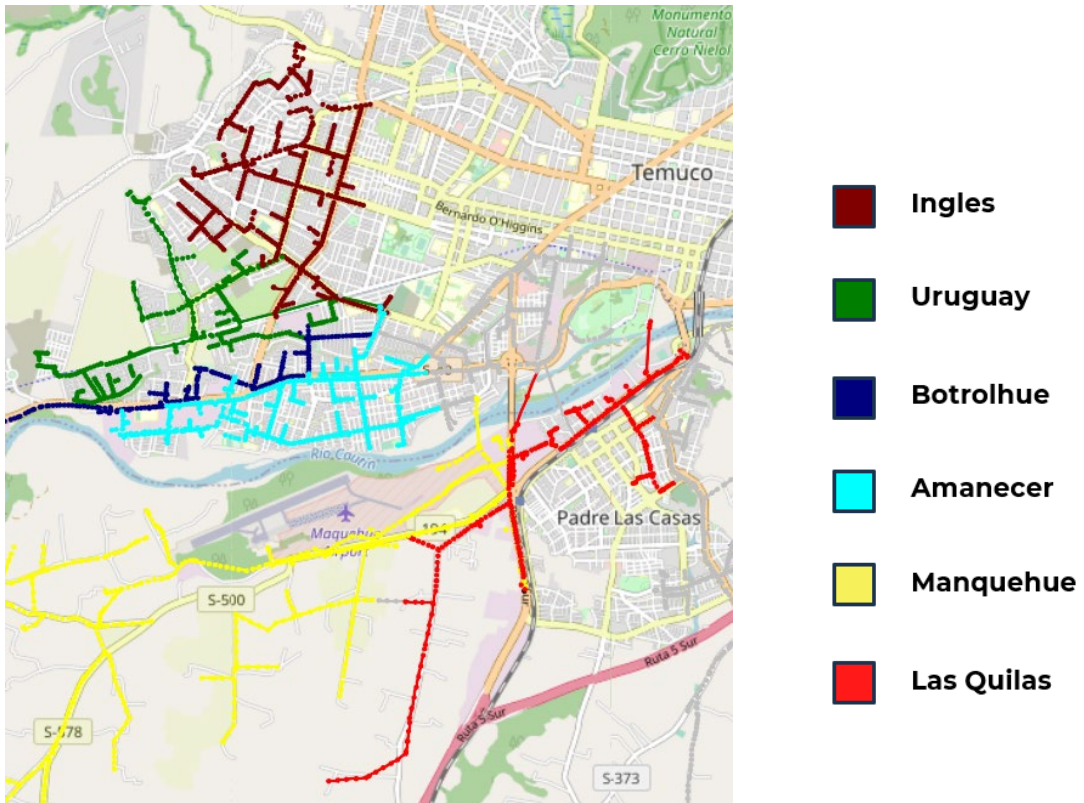


Figura 6.10. Composición de la red Temuco, CGE.

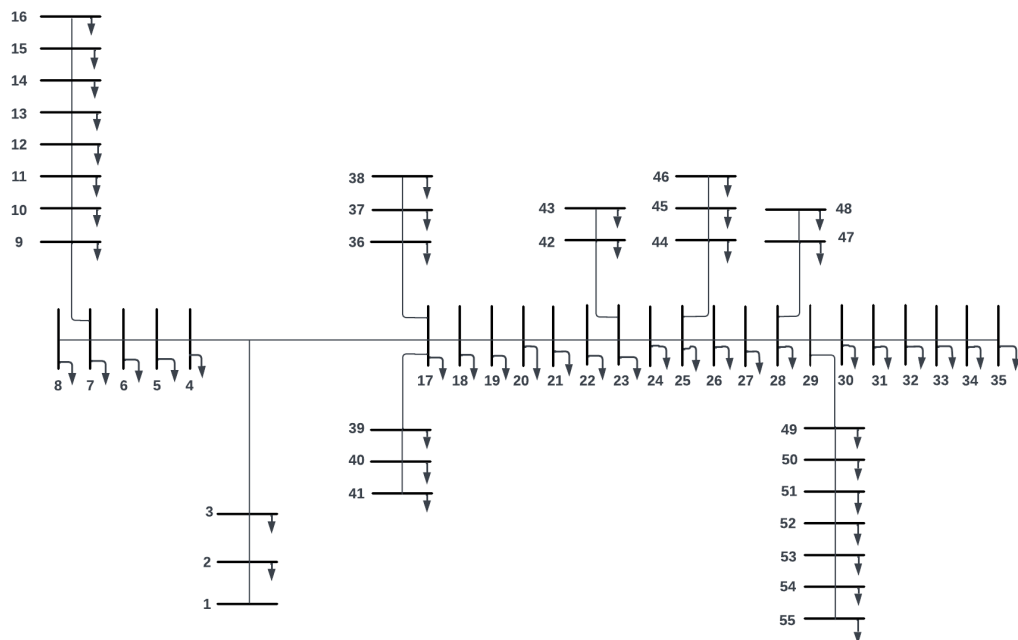


Figura 6.11. Red Las Quilas 15kV simplificada.

6.5.1 Dimensionamiento

Para realizar el dimensionamiento óptimo de las baterías a implementar en la red, se utilizó un perfil de demanda real referente a un sistema de distribución nacional.

Tabla 6.13: Perfil de demanda real correspondiente a junio 2019.

Time (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Load profile	1.09	0.98	0.89	0.85	0.83	0.82	0.84	0.89	0.92	0.99	1.03	1.03	1.04	1.05	1.03	1.03	1.01	1.05	1.21	1.47	1.50	1.50	1.39	1.24

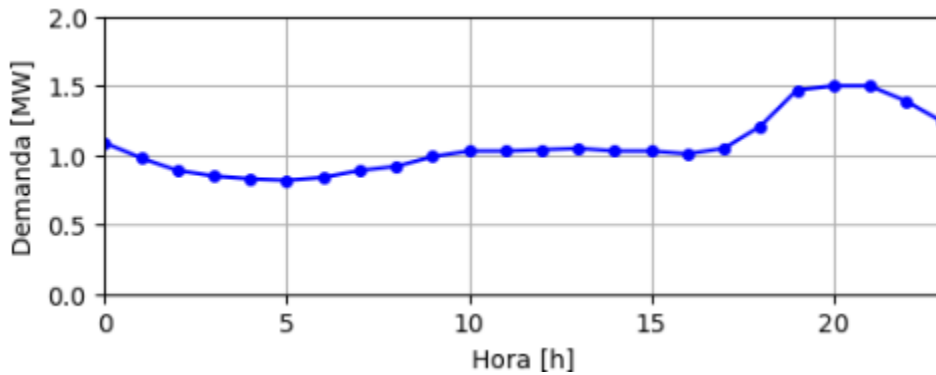


Figura 6.12. Perfil de demanda de un sistema de distribución nacional.

El perfil de carga se caracteriza por mantener una demanda peak durante un periodo de horas que se comprende entre las 18:00 y las 23:00 horas. En este caso lo conveniente sería reducir el peak durante el periodo en el que se ejecuta el cargo por potencia máxima, es decir, entre las 18:00 y las 22:00 horas. Al corresponder a un perfil con una demanda relativamente baja, se optó por mantener una demanda máxima deseada de 1.2 [MW] durante dicho periodo. Otro punto para destacar es que la diferencia máxima que existe entre la demanda deseada y el perfil de demanda de la red en el periodo peak es de 0.3 [MW] (25% de la demanda de la red), correspondiendo a la potencia nominal que requiere nuestro sistema de almacenamiento. Por consiguiente, como el periodo abarca 4 horas, la capacidad de energía que se requiere es de 1.2 [MWh].

Tabla 6.14: Tamaño inicial del BESS requerido por el caso de estudio 2.

Potencia nominal [MW]	Capacidad energética [MWh]	Duración carga/descarga [h]
0.3	1.2	4

La Figura 6.13. muestra la estrategia de carga/descarga del BESS durante un día de operación, esta estrategia se debe ir ajustando a las necesidades de los clientes presentes de la red. Por lo tanto, solo corresponde a una estrategia referencial que se puede ir modificando en base al comportamiento de la demanda.

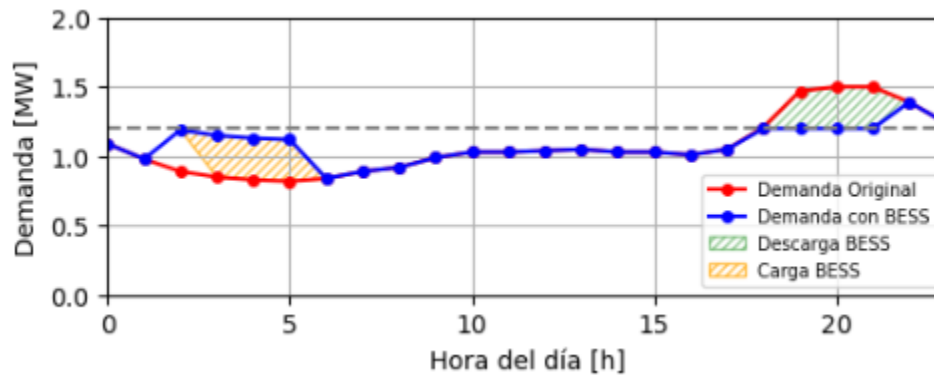


Figura 6.13. Estrategia de carga/descarga BESS en red Las Quilas.

Aplicando el factor de sobredimensionamiento ($F_{sd} = 2,2$), el tamaño final de la batería es de 0,67 [MW], los cuales están asociados a un tiempo de carga/descarga de 4 horas. Es decir, será posible suministrar al sistema un total de 2,7 [MWh] por día. Esto corresponde al tamaño óptimo resultante, el cual es mostrado en la Tabla 6.15.

Tabla 6.15: Tamaño final del BESS requerido por la red las Quilas, caso de estudio 2.

Potencia nominal [MW]	Capacidad energética [MWh]	Duración carga/descarga [h]
0,67	2,7	4

6.5.2 Balance económico

Por consiguiente, al tomar en consideración el dimensionamiento del BESS expuesto en la Tabla 6.15 y considerando los costos asociados a cada uno de los escenarios (conservador, moderado y avanzado) asociados a la Tabla 6.1, es posible generar un balance económico utilizando el costo asociado a cada uno de los tres escenarios y al tamaño óptimo del BESS.

Este conjunto de opciones es presentado en las tablas Tabla 6.16 y Tabla 6.17, en donde se presenta una sensibilidad en base al tipo de tarifa acogida por los clientes. En este estudio se consideran dos tipos de clientes, presentados en el ítem 6.1.1.5 Tarifa peak, con

la finalidad de hacer una sensibilidad en cuanto al impacto económico que causa la tarifa asociada a los clientes de la red. Además, estas tablas permiten cuantificar el ahorro generado con la instalación del BESS y el costo total que incurre en la empresa distribuidora a cargo del proyecto, abordando un periodo de tiempo 15 años basado en la vida útil del BESS.

Tabla 6.16: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT2 y AT3 (Caso 2).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	669	2.676	\$723.189	\$371.295	\$1.450.343	\$355.859
Moderado	669	2.676	\$865.017	\$441.540	\$1.450.343	\$143.786
Conservador	669	2.676	\$945.966	\$481.680	\$1.450.343	\$22.697

Tabla 6.17: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3 (Caso 2).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	669	2.676	\$723.189	\$371.295	\$1.036.445	\$-58.039
Moderado	669	2.676	\$865.017	\$441.540	\$1.036.445	\$-270.112
Conservador	669	2.676	\$945.966	\$481.680	\$1.036.445	\$-391.201

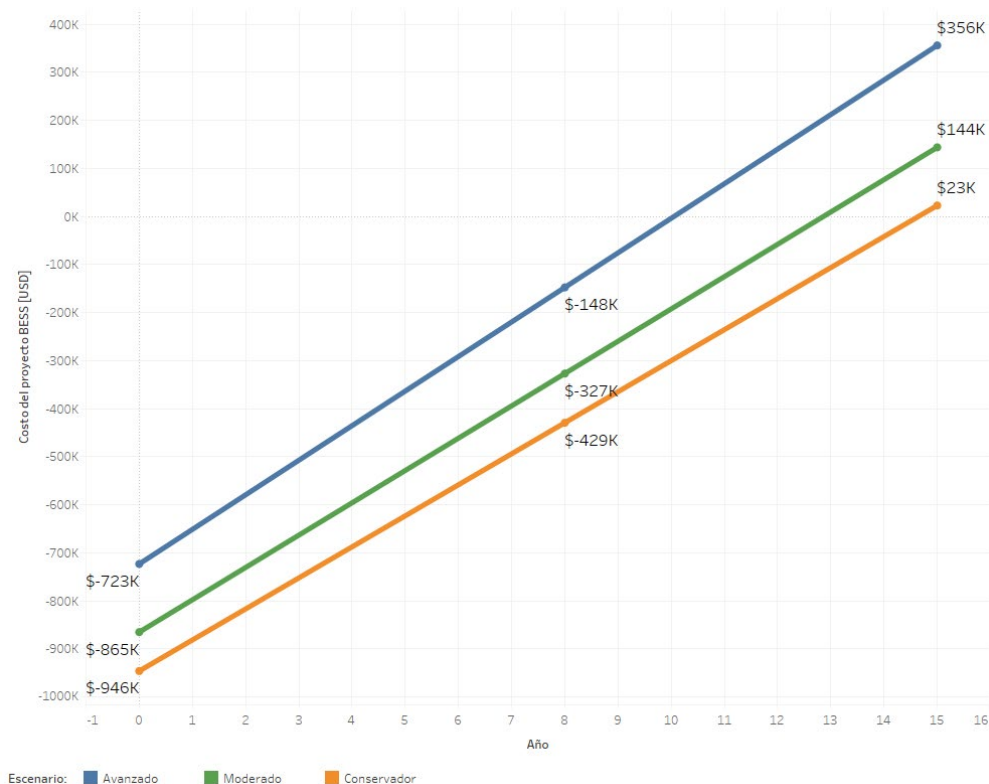


Figura 6.14. Costo total del proyecto asumiendo que la red se compone de clientes AT2 y AT3.

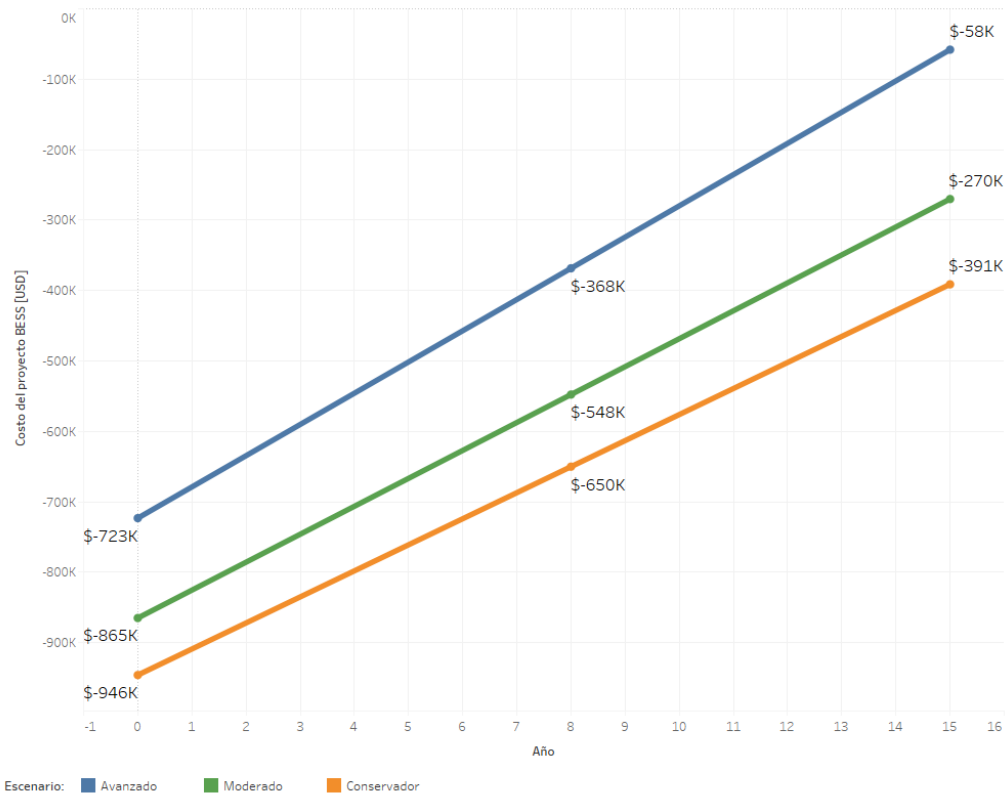


Figura 6.15. Costo total del proyecto asumiendo que la red se compone de clientes AT4.1, AT4.2 y AT4.3.

6.5.2.1 Sensibilidad Tarifas Baja Tensión

Con la finalidad de medir que tan sensible es el balance económico al tipo de tarifa que caracteriza a los clientes de la red, se asumen 2 casos adicionales, correspondiente a la equivalencia de las tarifas vistas anteriormente, pero con la diferencia en el nivel de tensión. Las siguientes tablas (Tabla 6.18 y Tabla 6.19) presentan dos casos asociados a los balances del proyecto, asumiendo que la red se compone únicamente de clientes con tarifas (i) BT2 – BT3 y (ii) BT4.1 – BT4.1 – BT4.3.

Tabla 6.18: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT2 y BT3 (Caso 2).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	669	2.676	\$723.189	\$371.295	\$2.618.097	\$1.523.613
Moderado	669	2.676	\$865.017	\$441.540	\$2.618.097	\$1.311.540
Conservador	669	2.676	\$945.966	\$481.680	\$2.618.097	\$1.190.451

Tabla 6.19: Balance total del proyecto BESS generalizado para clientes BT4.1, BT4.2 y BT4.3 (Caso 2).

Escenario	P_BESS [kW]	E_BESS [kWh]	Capex total [USD]	OPEX total [USD]	Ahorro [USD]	Costo total [USD]
Avanzado	669	2.676	\$723.189	\$371.295	\$2.049.306	\$954.822
Moderado	669	2.676	\$865.017	\$441.540	\$2.049.306	\$742.749
Conservador	669	2.676	\$945.966	\$481.680	\$2.049.306	\$621.660

De esta manera, podemos comprobar que el balance es altamente sensible al tipo de cliente que compone a la red, debido únicamente a los precios por potencia en periodo punta asociados a cada tarifa. La Figura 6.16 muestra la comparación entre los diferentes tipos de tarifa para un caso específico, de lo cual es posible concluir que, si la red se compusiera de clientes con tarifas BT2, BT3, AT2, AT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3 el balance económico del proyecto sería positivo. Por otra parte, los clientes suscritos a la tarifiase AT4.1, AT4.2 y AT4.3 presentan un riesgo al balance total del proyecto.

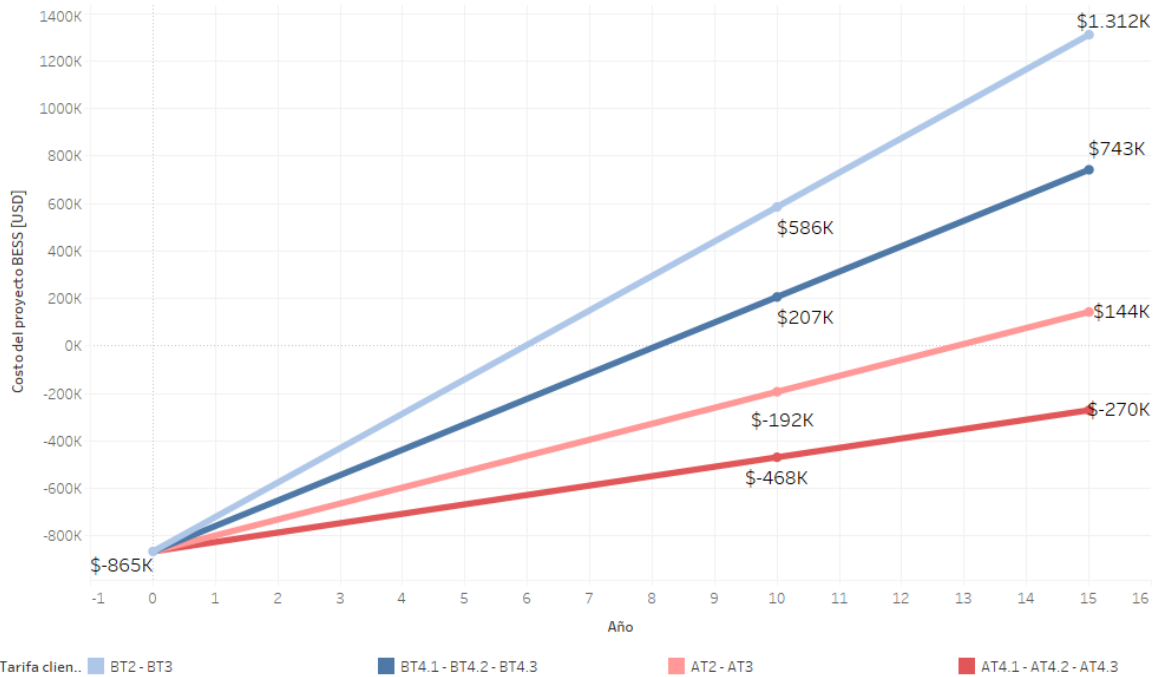


Figura 6.16. Flujo económico del proyecto BESS considerando el escenario moderado para cada tipo de tarifa asociada a los clientes de la red Las Quilas.

6.5.3 Ubicación óptima del BESS red las Quilas

Las pérdidas totales de potencia activa en la red de prueba Las Quilas se muestran en la Figura 6.17, en donde podemos ver que están relacionadas directamente con el perfil de demanda del sistema. Sin embargo, al tener un perfil de demanda tan bajo con respecto al que tiene la red por defecto, las pérdidas de potencia son muy bajas.

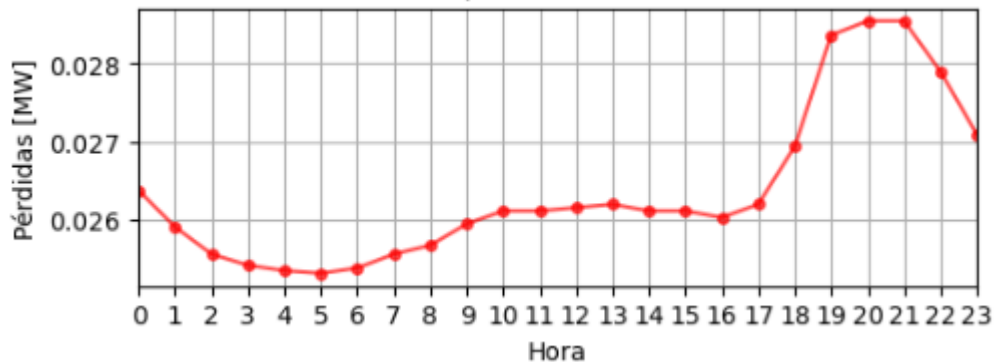


Figura 6.17. Pérdidas totales de potencia activa de la red Las Quilas, caso de estudio 2.

Para encontrar la ubicación óptima mediante el método PSO se consideró una inercia constante igual a 0,5 para cada una de las variables de la función objetivo ($\omega = 0,5$), además se realizaron 200 iteraciones y se agregó una semilla mediante el comando “*np.random.seed*” para evitar obtener soluciones distintas cada vez que se ejecutara el código.

Tabla 6.20: Resultados ubicación óptima del BESS para el caso de estudio 2.

Método	Ubicación (Bus)	Método	Ubicación (Bus)
PSO	21	GA	26
	43		21
	48		40
	13		48
	38		2

6.5.4 Resultados

Una vez obtenidos los resultados de tamaño y ubicación óptimos, podemos definir cuál es la opción más adecuada para la red.

Tabla 6.21: Opciones de implementación del BESS para el caso de estudio 2.

Opción	Unidades BESS	Nodo PSO/GA	Tamaño BESS [MW]	Pérdidas originales [MW]	Pérdidas actuales [MW]	DIF_P	Max VDI Base	Max VDI BESS
1	1	21	0,67	0,63	0,64	1,56%	1,72%	1,70%
	1	26	0,67	0,63	0,64	1,56%	1,72%	1,75%
2	2	21 43	0,34	0,63	0,63	0%	1,72%	1.69%
	2	26 21	0,34	0,63	0,63	0%	1,72%	1,72%

Los resultados del flujo de potencia no muestran un efecto significativo al haber conectado el BESS a la red Las Quilas, esto se debe a que el perfil de demanda con el que se realizó el flujo es pequeño en comparación al nivel de carga permisible por la red.

La red presenta un VDI muy bajo, por lo que es muy difícil disminuir este valor. De hecho, este aumenta en algunos nodos, lo cual se puede visualizar en la Figura 6.18. Además, las pérdidas de potencia presentaron un efecto inverso, aumentando en la opción 1 y manteniéndose invariables en la opción 2. Por lo tanto, este caso no resulta muy representativo.

Esto nos lleva a presentar un tercer caso, en donde se utiliza el perfil de demanda de prueba (utilizado en el caso 1) en la red Las Quilas, con la finalidad de observar de qué manera responde esta red a la conexión del BESS.

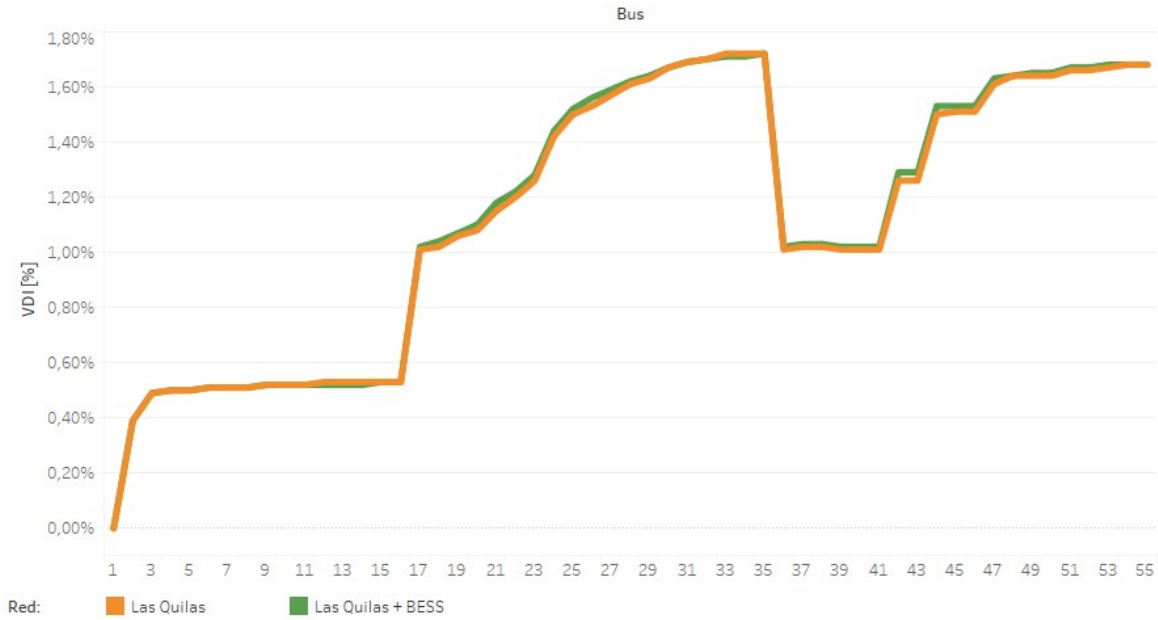


Figura 6.18, Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red Las Quilas antes y después de conectar el BESS (caso 2).

6.6 Caso de estudio 3: Red de distribución CGE con perfil de demanda de prueba

6.6.1 Dimensionamiento

Se desarrolla un tercer caso, el cual considera el perfil de demanda asociado a la red de prueba, descrito en la Tabla 6.4. Por lo tanto, se trabajará con el dimensionamiento óptimo resultante, correspondiente a un BESS de 1,15 [MW] con una capacidad de carga/descarga de 4 horas (Tabla 6.6).

6.6.2 Ubicación óptima

Tabla 6.22: Resultados ubicación óptima del BESS para el caso de estudio 3.

Método	Ubicación (Bus)	Método	Ubicación (Bus)
PSO	21	GA	19
	53		21
	5		9
	45		53
	48		36

6.6.3 Resultados

En la Tabla 6.19 se presenta una serie de opciones de instalación entre 1 y 4 BESS, los cuales son conectados a las ubicaciones óptimas establecidas en la Tabla 6.18. De esta manera se realiza una comparación de las pérdidas de potencia y el índice de desviación de voltaje entre los flujos resultantes antes de la conexión del BESS y después de ser conectado.

Tabla 6.23: Opciones de instalación para el caso de estudio 3.

Opción	Iteraciones	Nodo PSO/GA	Tamaño por nodo [MW]	Pérdidas originales [MW]	Pérdidas actuales [MW]	DIF_P	Max VDI Base	Max VDI BESS
1	1	21	1,15	2,72	2,70	1,80%	3,54%	3,34%
	1	19	1,15	2,72	2,69	0,36%	3,54%	3,38%
2	2	21 53	1,15	2,72	2,69	-1,12%	3,54%	3,34%
	2	19 21	1,15	2,72	2,70	-1,12%	3,54%	3,35%
3	3	21 53 5	0,38	2,72	2,69	-2,09%	3,54%	3,34%
	3	19 21 9	0,38	2,72	2,70	-1,04%	3,54%	3,40%
4	5	21 53 5 45 48	0,23	2,72	2,69	-3,10%	3,54%	3,35%
	5	19 21 9 53 36	0,23	2,72	2,69	-2,09%	3,54%	3,35%

Los resultados permiten observar que la opción 4 PSO es la mejor opción para este caso, en donde si se distribuyen 5 unidades BESS de 0,23 [MW] en los nodos 21, 53, 5, 45 y 48, se experimenta una reducción de la desviación de tensión máxima de 0,2 % y una reducción de las pérdidas de potencia activa de un 3,1%.

Por lo tanto, si se tuviera que optar por una alternativa, lo más lógico sería escoger la **opción 4 PSO** debido a que la distribución de los sistemas de almacenamiento que se presenta en esta opción provoca el efecto más significativo en la red.

En este caso la implementación del BESS causa una pequeña reducción del índice de desviación de tensión (VDI%) en la mayoría de los nodos, debido a que el VDI del caso 3 es relativamente bajo si lo comparamos con el caso de estudio 1. La diferencia entre la red Las Quilas normal y la red con los BESS implementados se presenta en la Figura 6.19.

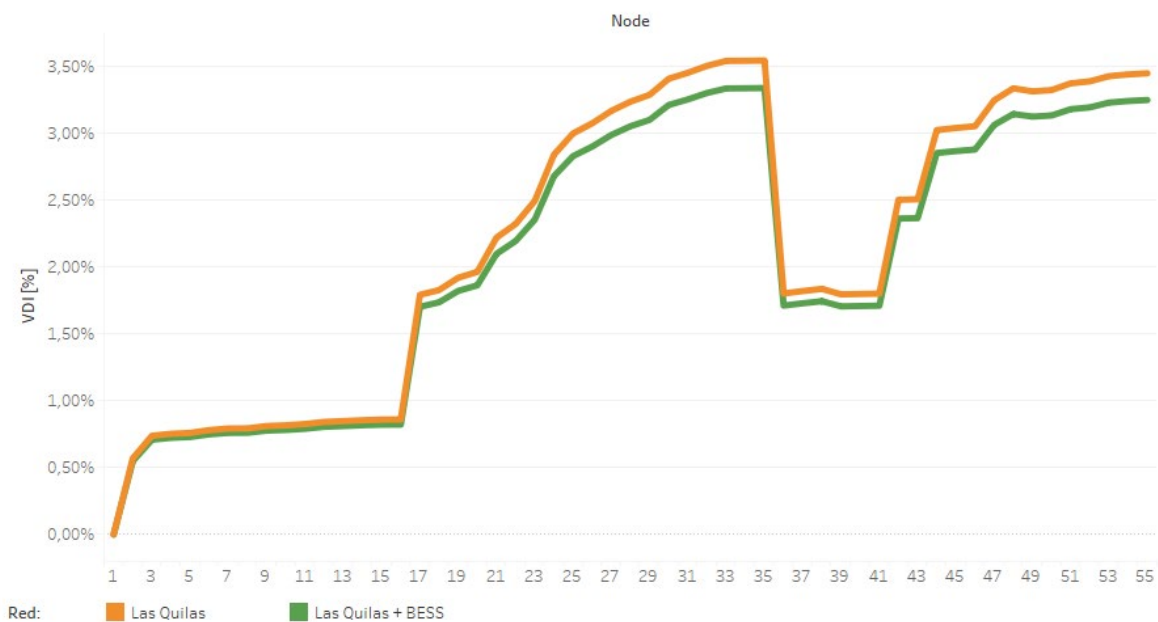


Figura 6.19, Diferencia del Índice de Desviación de Tensión de la red Las Quilas antes y después de conectar el BESS (caso 3).

6.7 Impacto ambiental

En primer lugar, todo proyecto susceptible de causar impacto ambiental solo se puede ejecutar mediante la presentación de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Los proyectos asociados a sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías tienen un impacto ambiental relacionado a la producción de dicha tecnología, tanto en la etapa de extracción de materiales, como en su proceso de fabricación. Pero esto corresponde a un evento previo, por tal no es un riesgo que corre la empresa privada. Lo que sí es un

aspecto importante que debe considerar el desarrollador del proyecto, corresponde a la operación del BESS y a qué hacer con dicha tecnología una vez culminada su vida útil. Las opciones más comunes son realizar un reciclaje seguro para evitar la liberación de sustancias contaminantes, o estudiar la opción de darle una “segunda vida” en aplicaciones menos exigentes. La Tabla 6.24 muestra el impacto de la tecnología ion-litio en los diversos aspectos ambientales.

Tabla 6.24: Impactos ambientales causados por la tecnología ion-litio en sus diversas etapas [56].

<i>Ítem</i>	<i>Materias primas</i>	<i>Implementación</i>	<i>Operación</i>	<i>Fin de vida útil</i>
<i>Aire</i>	<ul style="list-style-type: none"> El proceso de extracción de litio implica la emisión de gases de efecto invernadero. La elaboración del aluminio para el cátodo implica el desgaste de la capa de ozono. 		<ul style="list-style-type: none"> Liberación de químicos que aumentan el potencial de oxidación fotoquímica. 	
<i>Agua</i>	<ul style="list-style-type: none"> Potencial de eutrofización positivo en la elaboración del acero laminado. 			
<i>Suelo</i>	<ul style="list-style-type: none"> Acidificación del suelo producida por la elaboración del cátodo. 			<ul style="list-style-type: none"> El reciclaje de litio reduce la demanda de material virgen y retarda el agotamiento de recursos.
<i>Flora y Fauna</i>	<ul style="list-style-type: none"> El litio elemental es inflamable y muy reactivo 		<ul style="list-style-type: none"> Medir periódicamente la temperatura ambiental en el lugar que se ubican las baterías. 	<ul style="list-style-type: none"> No se considera rentable el reciclaje de litio, por lo que en general termina en vertederos o como relleno de hormigón.
<i>Personas</i>			<ul style="list-style-type: none"> Toxicidad de los gases que emite. 	
<i>Plan de contingencia</i>	<ul style="list-style-type: none"> Revisar que las normas de seguridad sean cumplidas y tener personal capacitado para la prevención de desastres. 			<ul style="list-style-type: none"> Llevar los metales a un centro de reciclaje certificado.

En específico, la región de Temuco tiene medidas medioambientales locales relacionadas con la prohibición de la quema de madera, carbón o residuos, con la finalidad de mantener niveles estables en la calidad del aire. Por lo tanto, se debe tener en consideración que esta zona está midiendo constantemente los niveles de contaminación atmosférica. Pero esto no presenta una limitante en el desarrollo de un proyecto de almacenamiento en la zona, por lo cual, si se gestiona de buena manera la DIA y el EIA no habría mayores barreras.

6.8 Impacto social

Este tipo de proyectos, que emplean tecnologías contribuyentes al avance en la descarbonización de la matriz energética, son ampliamente aceptados por la sociedad. Esto se alinea con una serie de incentivos en desarrollo que promueven la adopción de esta tecnología. Por lo tanto, llevar a cabo un proyecto BESS a nivel local no es mal visto por los municipios, ya que muestran una postura acorde al plan de descarbonización de Chile [57]. Lo que puede suscitar dudas a nivel local es la incertidumbre sobre si el proyecto generará un aumento en el costo que recae en el cliente final. En otras palabras, lo que generalmente preocupa a la población es si habrá un cargo adicional en la factura relacionada a dicho proyecto.

Por otra parte, Temuco forma parte de la región de la Araucanía, la cual se ha visto envuelta en una serie de conflictos políticos y socioculturales entre el estado chileno y el pueblo mapuche, por lo que los proyectos pueden tardar un poco más de lo normal en ser aceptados por la totalidad de habitantes de esta zona. Además, la región de la Araucanía se caracteriza por la diversidad de su flora y fauna, contando con 13 áreas silvestre protegidas, 5 Parques Nacionales y 6 Reservas Nacionales, los cuales son altamente protegidos por las organizaciones y la población local. Este proyecto en particular no tiene una ubicación que pueda despertar alarmas en la población, ya que se encuentra ubicado a lo largo de una carretera y no atraviesa cerros, ni entornos naturales protegidos.

El riesgo al que se expone la comunidad con la implementación de un sistema de baterías, especialmente al utilizar la tecnología ion-litio, es que son considerados peligrosos debido a la posibilidad de incendio o de fuga de sustancias químicas, lo cual puede ser utilizado como un contraargumento por parte de la población local. No está de más mencionar que si se toman las medidas de seguridad y prevención necesarias, estos riesgos se reducen significativamente.

7 Comentarios y conclusiones

7.1 Comentarios

En la presente Memoria de Título, se desarrolló un modelo de optimización para implementar y gestionar sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en la red de distribución, evaluando el tipo de batería, su tamaño, su ubicación y su estrategia de carga/descarga óptima. El desarrollo del modelo de optimización se llevó a cabo mediante Python, haciendo uso de su librería Pypower y los métodos utilizados para la optimización fueron PSO y GA.

El desarrollo y la promulgación de nuevas leyes, como la Ley 21.505 han permitido dar el primer paso e incentivar el desarrollo de sistemas de almacenamiento en la industria energética. El desarrollo de estos sistemas es uno de los puntos importantes establecidos en el Plan de Descarbonización del Ministerio de Energía, siendo clave en la modernización de la red e infraestructura y en la transición energética.

La experiencia internacional que se tiene con respecto a los sistemas de almacenamiento de energía entrega una visión amplia de lo que podríamos alcanzar a nivel nacional, tanto desde el punto de vista de la diversidad en sus aplicaciones, como en el desarrollo regulatorio que deben llevar a cabo las autoridades para alcanzar un incentivo económico adecuado en este tipo de proyectos.

La demanda considerada para cada uno de los casos juega un rol fundamental para establecer el tamaño del BESS, dado que el método establecido buscar reducir el peak, y a medida que la curva de demanda sea mayor, el tamaño del BESS a considerar también lo será.

En cuanto a la gestión de carga y descarga del BESS, se recomienda realizar el periodo de carga durante las primeras horas del día, cuando los niveles de demanda son bajos y la red no se encuentra estresada. Por otra parte, el periodo de descarga se recomienda llevarlo a cabo en las horas de demanda punta (18:00 a 22:00 horas), definidas en 2.5.5. *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo: Primer semestre 2023*. Esta estrategia de carga y descarga permite reducir la desviación de tensión (VDI %) y las pérdidas de potencia presentes en las líneas de la red.

Por su parte, el balance económico del proyecto considera factores de inversión inicial (CAPEX) y factores de operación y mantenimiento (OPEX), además de establecer un factor

de ingreso positivo “*Ahorro*”, el cual representa el ahorro generado al reducir la demanda peak y por ende el cargo por demanda punta que percibe el cliente de la red. Dicho factor es altamente sensible al tipo de tarifa que mantienen los clientes pertenecientes a la red.

La ubicación óptima en la que se propone instalar el BESS fue determinada con los métodos de optimización PSO y GA, mediante los cuales se realizaron 5 iteraciones de las mejores ubicaciones de instalación. Esto permitió realizar una comparación de cantidades, realizando el flujo de potencia con 1, 2, 3 y hasta 5 BESS conectados. Al evaluar el conjunto de opciones tanto en la red de prueba como en la red real, se concluye que el algoritmo PSO fue más asertivo que el GA.

El estudio y la optimización de ambas redes permitió evaluar el impacto de un BESS con un perfil de demanda bajo y uno un poco más exigente, de lo cual se obtuvieron una serie de opciones posibles. La mayoría de estas opciones efectivamente causó una mejora en términos de tensión y pérdidas de potencia, alcanzando una reducción promedio del 2% en las pérdidas de las líneas y una reducción de la desviación de tensión máxima de 4,7%.

Entre los tres casos presentados, el caso 1 fue el que presentaba peores características de pérdidas de potencia y VDI%, por lo tanto, fue el que demostró en mayor magnitud el efecto causado por la conexión de los dispositivos BESS en la red de prueba.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se puede responder a la hipótesis. Efectivamente un sistema de almacenamiento de energía BESS puede contribuir a la operación y flexibilidad del SD, pese a que su aporte a reducir las pérdidas y mejorar los niveles de tensión sea pequeño. Además, la gestión correcta de la demanda presente en la red le otorga rentabilidad a un proyecto BESS, causando un ahorro significativo en el cargo por potencia máxima en el periodo de demanda punta.

7.2 Conclusiones

- Si bien la Ley 21.505 publicada en noviembre de 2022 se promulgó con la finalidad de promover los sistemas de almacenamiento en todos los sectores de energía, aún no hay claridad respecto a los incentivos económicos que percibirían los sectores de transmisión y distribución.
- Entre las diferentes alternativas tecnológicas de baterías analizadas, las baterías de ion – litio son las que presentan mejores características técnicas, destacando sobre el

resto por su alta eficiencia, energía específica y ciclos de vida. Asimismo, a pesar de no ser la opción más económica, están alcanzando un precio promedio de \$200 USD por kWh, lo cual es un precio bastante competitivo y posiciona a esta tecnología como una opción atractiva para la inversión.

- La implementación del BESS en la red de distribución permite reducir la demanda de energía en las horas punta, lo cual aporta a la descongestión de la red en periodos de alto estrés y genera un ahorro respecto al cargo por demanda en periodo punta.
- El proceso de carga es conveniente realizarlo durante los primeros bloques horarios del día, cuando la demanda de la red es baja. En cambio, el proceso de descarga se recomienda entre las 18:00 y las 22:00 horas, cuando la red percibe los mayores niveles de demanda.
- El balance económico considerado para el proyecto es sensible al tipo de tarifa considerada para los clientes que componen la red.
- Considerando que la vida útil del proyecto BESS es de 15 años, se contempla un balance económico positivo si la red estuviera compuesta de clientes suscritos a las tarifas AT2, AT3, BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3.
- Manteniendo el periodo de 15 años del proyecto, se contempla un balance económico negativo si la red se compusiera únicamente de clientes suscritos a las tarifas AT4.1, AT4.2 y AT4.3.
- El método de optimización que fue más asertivo respecto a las ubicaciones del BESS corresponde al método PSO.
- El beneficio que genera implementar el sistema de almacenamiento varía en cada caso, pero el máximo beneficio se genera en el caso de estudio 1, en donde se alcanza una reducción promedio del 2% en las pérdidas de las líneas y una reducción de la desviación de tensión máxima de 4,7%.
- El impacto ambiental desde la implementación del BESS es bajo si se mantienen las medidas de seguridad necesarias, además se debe fijar un plan de reciclaje del litio una vez acabe la vida útil del proyecto.
- El impacto social es positivo al ser un proyecto que está acorde al plan de descarbonización de Chile, esto debe ser explicado de la mejor manera posible a los habitantes de la zona, habilitando mesas de diálogo y discusiones.

8 Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], «Propuesta de Expansión de la Transmisión: Proceso de Planificación de la Transmisión 2023», ene. 2023.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], «Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada: Visión del Coordinador Eléctrico Nacional», jun. 2022.
- [3] «Potencial y desafíos para un desarrollo eficiente del almacenamiento», *Generadoras de Chile*. <https://generadoras.cl/prensa/potencial-y-desafios-para-un-desarrollo-eficiente-del-almacenamiento>.
- [4] Transición Energética de Chile. (2021). [Conjunto de datos; Gobierno de Chile]. En Política energética nacional (Actualización 2021). https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/actualizacion_anteproyecto_pen_2021_lr.pdf
- [5] «Battery storage and renewables: costs and markets to 2030», *IRENA*, 1 de octubre de 2017. <https://www.irena.org/Publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [6] L. Vankudoth y A. Q. H. Badar, *Distribution Network Optimization through Siting and Sizing of BESS*. 2019. doi: 10.1109/icps48983.2019.9067342.
- [7] Y. Li y H. Cai, «Improving voltage profile of unbalanced Low-Voltage distribution networks via optimal placement and operation of distributed energy storage systems», *Iet Renewable Power Generation*, jul. 2022, doi: 10.1049/rpg2.12485.
- [8] 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.
- [9] S. Gill, I. Kockar, y G. Ault, «Dynamic Optimal Power Flow for Active Distribution Networks», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n.º 1, pp. 121-131, ene. 2014, doi: 10.1109/tpwrs.2013.2279263.
- [10] L. H. Macedo, S. Member, J. F. Franco, and M. J. Rider, “Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, 2015.

- [11] A. A. Mohamed, D. J. Morrow, R. B. Best, A. Cupples, I. Bailie, y J. Pollock, «Distributed battery energy storage systems operation framework for grid power levelling in the distribution networks», *IET smart grid*, vol. 4, n.º 6, pp. 582-598, dic. 2021, doi: 10.1049/stg2.12040.
- [12] Q. Li, Y. Tao, Z. Li, Y. Zhang, y Z. Zhang, «Simulation and modeling for active distribution network BESS system in DIGSILENT», *Energy Reports*, vol. 8, pp. 97-102, jul. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.01.113
- [13] S. Shafiq, B. Khan, y A. T. Al-Awami, *Optimal Battery Placement in Distribution Network Using Voltage Sensitivity Approach*. 2019. doi: 10.1109/peci.2019.8698781.
- [14] «BNamericas - La situación argentina de la generación dist...», *BNamericas.com*. <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/la-situacion-argentina-de-la-generacion-distribuida-y-a-escala-de-servicios-publicos>
- [15] L. J. M. Mateo, «Implementación de tecnologías de almacenamiento de energía en la red de distribución de Enersa», 5 de marzo de 2020. <https://ria.utn.edu.ar/handle/20.500.12272/4580?show=full>
- [16] E. F. Durán, «La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano», *Revista técnica energía*, vol. 10, n.º 1, ene. 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.95.
- [17] J. P. Muñoz, «Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas de distribución georreferenciadas». <http://portal.amelica.org/ameli/jatsRepo/339/3392429006/index.html>
- [18] J. Figgner *et al.*, «The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)», *arXiv (Cornell University)*, mar. 2022, doi: 10.48550/arxiv.2203.06762.
- [19] «El almacenamiento energético y su regulación | Osborne Clarke». <https://www.osborneclarke.com/es/insights/el-almacenamiento-energetico-y-su-regulacion>
- [20] J. L. De Benito, «Almacenamiento de energía eléctrica con baterías de ion litio para redes de distribución», *Energy News*, nov. 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.energynews.es/almacenamiento-de-energia-redes-de-distribucion/>

- [21] A. A. Martins, M. Mota, N. S. Caetano, y T. M. Mata, «Decentralized electricity storage evaluation in the Portuguese context», *The Electricity Journal*, vol. 33, n.º 8, p. 106822, oct. 2020, doi: 10.1016/j.tej.2020.106822.
- [22] S. I.-C. N. Energía, «Electricidad - Comisión Nacional de Energía», *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.
- [23] *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Energético Chileno*, 2020.^a ed., vol. 2. GIZ, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://4echile.cl/publicaciones/libro-las-energias-renovables-no-convencionales-en-el-mercado-energetico-chileno-2020/>
- [24] Del Congreso Nacional, B. (s. f.). Biblioteca del Congreso Nacional. www.bcn.cl/leychile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1008692>.
- [25] N. García, «Mercado eléctrico: incorporación del segmento de comercialización de electricidad», 127034, ago. 2020. [En línea]. Disponible en: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29249/1/BCN___Incorporacio_n_de_comercializador_puro_de_electricidad.pdf
- [26] Vizcay, V. (s. f.). *El rol del comercializador en el mercado eléctrico: ¿un actor principal o un intermediario?* [Diapositivas]. https://derechoadministrativoeconomico.uc.cl/images/ok_VF_Valentina_Vizcay_-_Comercializador_de_energ%C3%ADa.pdf.
- [27] B. Del Congreso Nacional, «Biblioteca del Congreso Nacional», www.bcn.cl/leychile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [28] B. Del Congreso Nacional, «Biblioteca del Congreso Nacional», www.bcn.cl/leychile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>.
- [29] Comisión Nacional de Energía [CNE], «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución», dic. 2019.
- [30] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile [BCN], «Resolución 614 Exenta Aprueba Informe Técnico "Fijación de Peajes de Distribución"», www.bcn.cl/leychile, 8 de noviembre de 2017. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1110301&idParte=>

- [31] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile [BCN], «Decreto 4 - Decreto 4T Fija Peajes de Distribución Aplicables al Servicio de Transporte que Presten las Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución de Electricidad que se Indican», www.bcn.cl/leychile, 8 de septiembre de 2018. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1122953>
- [32] Comisión Nacional de Energía [CNE], «Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo: Primer Semestre 2023», feb. 2023.
- [33] B. Del Congreso Nacional, «Biblioteca del Congreso Nacional», www.bcn.cl/leychile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1106886>.
- [34] Comisión Nacional de Energía [CNE], «Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión», jul. 2019.
- [35] Comisión Nacional de Energía [CNE], «Proceso Normativo Sesión 2: NT transferencias económicas», CNE. <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.cne.cl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2016%2F11%2FSesi%25C3%25B3n-N2-NT-Transferencia-11-12-2018.pptx%23%3A~%3Atext%3DEl%2520periodo%2520m%25C3%25ADnimo%2520de%2520permanencia%2Cantelaci%25C3%25B3n%2520m%25C3%25ADnima%2520de%252012%2520meses.&wdOrigin=BROWSELINK>
- [36] Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería, 2020. Estudio para la elaboración de una propuesta de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica. Informe final definitivo, versión 2 de enero de 2020. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/idistnforme_final_definitivo.pdf
- [37] «Estrategia de almacenamiento energético», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, feb. 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
- [38] «Handbook on Battery Energy Storage System», dic. 2018. doi: 10.22617/tcs189791-2.

- [39] «Sistemas de Almacenamiento», CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Mesa-N%C2%B0-2-Reglamento-Cy-O-Sistemas-de-Almacenamiento-1.pdf>
- [40] M. Sufyan, N. A. Rahim, M. M. Aman, C. H. Tan, y S. R. S. Raihan, «Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review», *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, n.º 1, p. 014105, feb. 2019, doi: 10.1063/1.5063866.
- [41] E2BIZ Investigación [E2BIZ], «“Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile”», 1068244-2-LE20, 2021.
- [42] Sustentable, D. (2023, 23 marzo). Inauguran la planta fotovoltaica PMGD con almacenamiento de baterías de litio, conectada a distribución en Chile. Diario Sustentable. <https://www.dariosustentable.com/2023/03/inauguran-la-planta-fotovoltaica-pmgd-con-almacenamiento-de-baterias-de-litio-conectada-a-distribucion-en-chile/>
- [43] Las perspectivas del almacenamiento de energía en proyectos solares de generación distribuida. (2020). *revistaei*, <https://www.revistaei.cl/2020/08/10/las-perspectivas-del-almacenamiento-de-energia-en-proyectos-solares-de-generacion-distribuida/#>.
- [44] Romero, I., Maríncola, L., Cuccorese, S., & González, M. (2019). Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables. ResearchGate.
- [45] S. Acosta, «España, uno de los futuros paraísos del almacenamiento energético en Europa», *El Periódico de la Energía*, mar. 2023, [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-uno-de-los-paraisos-del-almacenamiento-energetico-en-europa/>
- [46] «Análisis del mercado de almacenamiento de energía de Alemania - Informe de la industria - Tendencias, tamaño y participación». <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/germany-energy-storage-systems-market-industry>
- [47] J. Ramos, «Sistemas de Generación y Almacenamiento Energéticos Orientados a la Generación Distribuida», Universidad de Sevilla, 2022.
- [48] R. Agrawal y G. P. Pandey, «Solid polymer electrolytes: Materials designing and all-solid-state battery applications: an overview», *Journal of Physics D*, vol. 41, n.º 22, p. 223001, oct. 2008, doi: 10.1088/0022-3727/41/22/223001.

- [49] Korea Battery Industry Association 2017 “Energy storage system technology and business model
- [50] Sterjova, M., Minovski, D., & Sarac, V. (2021). BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS AND TECHNOLOGIES: A REVIEW. ResearchGate. https://www.researchgate.net/publication/359245690_BATTERY_ENERGY_STORAGE_SYSTEMS_AND_TECHNOLOGIES_A_REVIEW
- [51] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2022, April). Guía para el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía con baterías.
- [52] Comisión Nacional de Energía [CNE], «Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2022 - 2042: Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos», dic. 2022.
- [53] P. Boonluk, A. Siritariwat, P. Fuangfoo, y S. Khunkitti, «Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Distribution Network of Distribution System Operators», *Batteries*, vol. 6, n.o 4, p. 56, nov. 2020, doi: 10.3390/batteries6040056.
- [54] Boonluk, P., Khunkitti, S., Fuangfoo, P., & Siritariwat, A. (2021). Optimal siting and sizing of battery energy storage: Case Study Seventh Feeder at Nakhon Phanom Substation in Thailand. *Energies*, 14(5), 1458. <https://doi.org/10.3390/en14051458>
- [55] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, y P. Wolfs, «Optimal Operation of Distributed Energy Storage Systems to Improve Distribution Network Load and Generation Hosting Capability», *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, n.º 1, pp. 250-261, ene. 2016, doi: 10.1109/tste.2015.2487360.
- [56] M. Lourdes, «Evaluación ambiental de distintas tecnologías de almacenamiento de energía», Tesis, Universidad de Chile, 2018.
- [57] «Plan de descarbonización | Ministerio de Energía». <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>
- [58] M. Rahmani-Andebili, “Stochastic, adaptive, and Dynamic control of energy storage system integrated with renewable energy sources for power loss minimization” *Renewable Energy* 113, 1462-1471 (2017)

- [59] L. T. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, P. Taylor, J. Ekanayake, S. I. Walker, y S. Padmanaban, «Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network», *Journal of energy storage*, vol. 21, pp. 489-504, feb. 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.12.015.
- [60] National Renewable Energy Laboratory [NREL], «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update», NREL/TP-6A40-85332, jun. 2023.
- [61] «Commercial Battery Storage | Electricity | 2022 | ATB | NREL». https://atb.nrel.gov/electricity/2022/commercial_battery_storage.

9 Anexo

A. Plan de Descarbonización

El Ministerio de Energía de Chile, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), está impulsando la construcción de una hoja de ruta para la descarbonización de nuestra matriz eléctrica, instancia que incluirá la visión de diversos actores del sector con el objetivo de habilitar la reducción progresiva de las emisiones al sector eléctrico [57].

El plan a desarrollar permitirá priorizar las acciones al 2030 a través de la construcción política de un consenso entre el sector público y privado, la academia y la sociedad civil, de manera de garantizar un retiro y reconversión acelerada de centrales a carbón, anclado al cumplimiento irrestricto de las condiciones que lo habiliten. En ese sentido, el Plan se dividirá en tres grandes ejes que establecerán dichas condiciones:

- Eje 1: Modernización de la red y el mercado eléctrico, e infraestructura
- Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición
- Eje 3: Transición energética justa y comunidades

B. Caracterización técnica de una batería

En este apartado se discutirán los parámetros fundamentales que permiten caracterizar un banco de baterías.

Voltaje

Las baterías de plomo-ácido utilizadas para aplicaciones fotovoltaicas suelen tener un voltaje nominal de 12V, 24V o 48V. El voltaje del sistema PV puede diferir del voltaje nominal del banco de baterías, dependiendo principalmente de la SoC y la temperatura de las baterías.

Capacidad

La capacidad se refiere a la cantidad de carga que la batería puede entregar al voltaje nominal, este parámetro es directamente proporcional a la cantidad de material de electrodo en la batería y se mide en amperios-hora (Ah). Esto justifica por qué una celda pequeña tiene una capacidad menor en comparación a una celda más grande, aunque tengan el mismo voltaje de circuito abierto. Lo anterior nos lleva a concluir que el voltaje de la celda se basa más en la química de la batería, mientras que la capacidad se basa en la cantidad de materiales activos utilizados. Con este parámetro se puede determinar la capacidad energética de una batería en watt-horas (Wh), multiplicando el voltaje nominal de la batería (V) por la capacidad de la batería (Ah).

$$E_{bat} = C_{bat}V \quad (9.1)$$

C-rate

Este parámetro corresponde a la tasa de descarga de la batería en relación con su capacidad. Representa el número de horas que la batería tardaría en cargarse/descargarse por completo para una potencia dada.

$$C_{rate} = \frac{P_{carga}}{C_{nom} \cdot \frac{descarga}{carga}} \quad (9.2)$$

Eficiencia

Para el diseño de sistemas PV es muy importante conocer la eficiencia del sistema de almacenamiento, en general se obtiene de la relación entre la energía almacenada a la salida del sistema y la energía que ingresa al sistema de almacenamiento.

$$\eta_{bat} = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (9.3)$$

La eficiencia de carga y descarga de las baterías se puede dividir en dos eficiencias: la eficiencia voltaica (Ec. 9.4), que relaciona el voltaje promedio de descarga con el de carga y la eficiencia de Faraday (Ec. 9.5), que se define como la relación entre la carga total extraída de la batería y la carga total puesta en la batería durante un ciclo completo.

$$\eta_V = \frac{V_{descarga}}{V_{carga}} \quad (9.4)$$

$$\eta_C = \frac{Q_{descarga}}{Q_{carga}} \quad (9.5)$$

La eficiencia de una batería se define como el producto entre ambas eficiencias,

$$\eta_{bat} = \eta_V \cdot \eta_C \quad (9.6)$$

Estado de carga y profundidad de descarga (SoC y DoD)

El estado de carga (SoC) se define como el porcentaje de la capacidad de la batería disponible para descarga.

$$SoC = \frac{E_{bat}}{C_{bat}V} \quad (9.7)$$

La profundidad de descarga (DoD) se define como el porcentaje de la capacidad de la batería que se ha descargado.

$$DoD = \frac{C_{bat}V - E_{bat}}{C_{bat}V} \quad (9.8)$$

Los parámetros SoC y DoD son complementarios entre sí.

Ciclo de vida

Este parámetro se define como el número de ciclos de carga y descarga tras los cuales la capacidad de la batería cae por debajo del 80%, es un valor especificado por el fabricante

Temperatura

Es un parámetro que repercute en la vida útil de las baterías, ya que esta aumenta a temperaturas más bajas. También repercute en la capacidad de la batería, a menor temperatura, menor será la capacidad de la batería. Las altas temperaturas pueden significar un daño en la salud de las baterías.

Circuito equivalente

El circuito equivalente de una batería está conformado por una fuente de voltaje con un voltaje constante V_{OC-BB} y una resistencia interna R_i (**Figura 9.1**). En la realidad, V_{OC-BB} no será una constante, sino una función del estado de carga (SoC), la temperatura ambiente y otros parámetros.

$$V_{OC-BB} = f(SoC, T, \dots) \quad (9.9)$$

I_{BB} es la corriente que fluye a través de la batería y es representada por la siguiente ecuación:

$$I_{BB} = \frac{1}{R_i} (V_{BB} - V_{OC-BB}) \quad (9.10)$$

Se consideró que la corriente I_{BB} es positiva cuando la batería está cargada y es negativa cuando esta se descarga.

Con la corriente I_{BB} es posible determinar la potencia que se pierde en la batería, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_{BB}(loss) = I_{BB}^2 R_i \quad (9.11)$$

Esta potencia siempre se pierde y no depende de si la batería se encuentra cargada o descargada.

Las características I-V del banco de baterías se pueden ver en la Figura 9.2, en donde se representa tanto el régimen de carga como el de descarga.

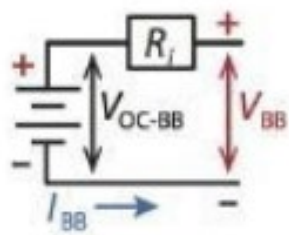


Figura 9.1. Circuito equivalente de una batería [35].

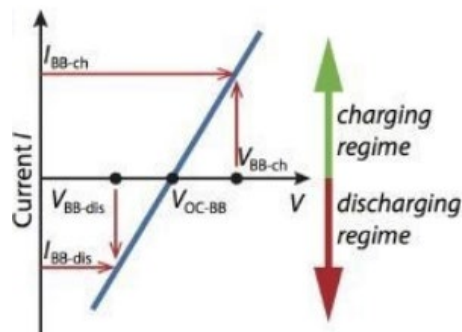


Figura 9.2. características I-V de una batería [35].

C. Tipos de baterías: Características, ventajas y desventajas

Baterías de Plomo Ácido (PbA)

Se componen de dos electrodos de plomo y una solución de ácido sulfúrico que hace que hace de electrolito. Son el tipo de tecnología más antigua y madura disponible en el mercado, se utilizan para un amplio rango de aplicaciones, entre ellas: Sistema de arranque de vehículos, suministro energético de emergencia, integración en sistemas de energía renovable.

Tabla 9.1: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido [33]

Ventajas	Desventajas
Bajo costo y fabricación sencilla	Baja energía específica, implica mala relación peso/energía
Bajo costo por Wh	Carga lenta (entre 14 – 16 horas)
Alta potencia específica, capaz de altas corrientes de descarga	Necesidad de almacenamiento en condiciones de carga para evitar la sulfatación
Buen rendimiento a bajas y altas temperaturas	Vida útil limitada; los ciclos profundos repetidos reducen su vida útil
No requieren BMS por bloque o celda	Impacto ambiental adverso

Baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Una pila de níquel-cadmio es una pila recargable que se utiliza en ordenadores portátiles, taladros, videocámaras y otros dispositivos pequeños que requieren de una descarga de potencia uniforme. Las baterías de Ni-Cd tienen una densidad de energía mucho menor que las de ion-litio, además por la toxicidad del cadmio son ampliamente prohibidas en la Unión Europea. Sus ventajas y desventajas son mostradas en la Tabla 9.2.

Tabla 9.2: Ventajas y desventajas de las baterías de níquel-cadmio [33]

Ventajas	Desventajas
Robusta y con un alto número de ciclos con un mantenimiento adecuado	Energía específica relativamente baja en comparación con más modernas
Única batería que puede cargarse ultrarrápido a baja tensión	Efecto de memoria; necesita descargas completas periódicas y puede ser rejuvenecido
Buen rendimiento con carga y a bajas temperaturas	El cadmio es un metal tóxico
Larga vida útil	Elevada autodescarga
Económica	Requiere muchas celdas para alcanzar un alto voltaje

Baterías de Níquel-Metal (Ni-MH)

Las baterías de Ni-MH combinan la probada química de electrodos positivos de la batería sellada de Ni-Cd con las características de almacenamiento de energía de aleaciones metálicas desarrolladas para conceptos avanzados de almacenamiento de energía de hidrógeno.

Actualmente estas baterías tienen una amplia aplicación en productos electrónicos portátiles de gama alta, donde los parámetros de rendimiento de la batería, especialmente el tiempo de funcionamiento, son consideraciones importantes en la decisión de compra.

Entra las ventajas de las baterías de Ni-MH, se puede mencionar que superan a otras baterías recargables, poseen una mayor capacidad y una menor depresión de tensión (Tabla 9.3).

Tabla 9.3: Ventajas y desventajas de las baterías de níquel-metal [33]

Ventajas	Desventajas
Mayor densidad energética, lo que significa largos tiempos de funcionamiento o reducción del espacio necesario para la batería	Vida útil limitada si se somete repetidamente a ciclos profundos, especialmente a altas corrientes
Reemplaza la toxicidad de cadmio	Corriente de descarga limitada, la descarga repetida con altas corrientes de carga reduce la de la batería
Mayor ventaja de servicio por sobre otras tecnologías a temperaturas extremadamente bajas (20°C)	Necesidad de un algoritmo de carga más complejo
	Autodescarga elevada, 50% más en comparación con el Ni-Cd

Baterías de Ion-Litio (Li-Ion)

Las baterías de iones de litio tienen la mayor densidad energética, debido a esto se han convertido en el tipo de tecnología favorita para el almacenamiento de energía, pese a que es un tipo de energía bastante costosa son las más cotizadas en la actualidad. Esta tecnología no requiere de memoria ni ciclos programados para prolongar su vida útil (Tabla 9.4).

Tabla 9.4: Ventajas y desventajas de las baterías de ion-litio [33].

Ventajas	Desventajas
Alta energía específica y gran capacidad de carga	Necesidad de un circuito de protección para evitar fuga térmica
Ciclo largo y vida útil prolongada sin mantenimiento	Se degradan a alta temperatura y cuando se almacena a alta tensión
Alta capacidad, baja resistencia interna y buena eficiencia	Imposibilidad de carga rápida a temperaturas de congelación (<0°C)
Algoritmo de carga sencillo y tiempos de carga cortos	

Baterías de Sodio-Azufre (Na-S)

La pila Na-S es un tipo de pila de metal fundido construida a partir de sodio y azufre. Presenta una alta densidad energética, una elevada eficiencia de carga y descarga (89% - 92%) y una larga vida útil, y se fabrica con materiales baratos (Tabla 9.5). Sin embargo, debido a sus elevadas temperaturas de funcionamiento (300°C – 350°C) y a la naturaleza altamente corrosiva de los polisulfuros de sodio, este tipo de baterías se utilizan principalmente en aplicaciones no móviles a gran escala, como el almacenamiento de energía en redes eléctricas. (China News Service, s.f.).

Tabla 9.5: Ventajas y desventajas de las baterías de sodio-azufre [33]

Ventajas	Desventajas
Materias primas baratas	Necesidad de funcionar sobre los 300°C
Larga vida útil al ser electrodos líquidos	Naturaleza altamente reactiva del Sodio metálico, combustible cuando se expone al agua
Buena densidad de energía y potencia	Costo adicional de construcción de la estructura cierre que evita las fugas
Funcionamiento flexible (velocidad, DoD, Temperatura)	
Alta eficiencia energética	
Insensibilidad a las condiciones ambientales (sistemas sellados a alta temperatura)	
Identificación del estado de carga	

Baterías de Flujo Redox (RFB)

Las baterías RFB se cargan y descargan mediante la reacción de oxidación-reducción de iones vanadio o similares. Presentan excelentes características, tales como: larga vida útil con baja degradación de electrodos y electrolitos, alta seguridad por no contener materiales combustibles y disponibilidad de funcionamiento a temperaturas normales.

Tabla 9.6: Ventajas y desventajas de las baterías de flujo redox [33]

Ventajas	Desventajas
Larga vida útil: el sistema tiene un periodo de resistencia de 20 años, con un número limitado de ciclos de carga y descarga	Sistemas de alta complejidad, requieren bombas, sensores, gestión de flujo y energía, y recipientes de almacenamiento secundarios
Versatilidad: la salida y la capacidad de una batería pueden diseñarse independientemente una de la otra	La densidad de energía de las RFB suele ser baja en comparación con otros tipos de batería
Alta seguridad: son capaces de funcionar a temperaturas normales y están compuestas de materiales incombustibles	

D. Cargos por potencia punta

Tabla 9.7: Cargos por potencia punta asociadas a clientes BT, Temuco CGE.

Cargo	Cargo por potencia presente en punta (\$/kW/mes)	Cargo por potencia parcialmente presente en punta (\$/kW/mes)	Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW/mes)
Fecha	TARIFAS BT2 - BT3		TARIFAS BT4.1, BT4.2, BT4.3
abr-22	18.324	12.626	13.500
may-22	18.324	12.626	13.500
jun-22	18.324	12.626	13.500
jul-22	18.483	12.749	13.660
ago-22	18.483	12.749	13.660
sept-22	18.483	12.749	13.660
Promedio	18.403	12.687	13.580
Fecha	TARIFAS BT2 - BT3		TARIFAS BT4.1, BT4.2, BT4.3
oct-22	18.483	12.749	13.660
nov-22	18.483	12.749	13.660
dic-22	18.483	12.749	13.660
ene-23	18.483	12.749	13.660
feb-23	18.483	12.749	13.660
mar-23	18.483	12.749	13.660
Promedio	18.483	12.749	13.660

Tabla 9.8: Cargos por potencia punta asociados a clientes AT, Temuco CGE.

Cargo	Cargo por potencia presente en punta (\$/kW/mes)	Cargo por potencia parcialmente presente en punta (\$/kW/mes)	Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW/mes)
Fecha	TARIFAS AT2 - AT3		TARIFAS AT4.1, AT4.2, AT4.3
abr-22	10.116	8.003	7.195
may-22	10.116	8.003	7.195
jun-22	10.116	8.003	7.195
jul-22	10.280	8.143	7.358
ago-22	10.280	8.143	7.358
sept-22	10.280	8.143	7.358
Promedio	10.198	8.073	7.276
Fecha	TARIFAS AT2 - AT3		TARIFAS AT4.1, AT4.2, AT4.3
oct-22	10.280	8.143	7.358
nov-22	10.280	8.143	7.358
dic-22	10.280	8.143	7.358
ene-23	10.280	8.143	7.358
feb-23	10.280	8.143	7.358
mar-23	10.280	8.143	7.358
Promedio	10.280	8.143	7.358

E. Red de distribución IEEE-33

Los parámetros de la red IEEE-33 se pueden encontrar en diversas fuentes, en este caso fueron extraídos desde una librería del software Matlab que se especializa en flujos de potencia, conocida como Matpower.

Tabla 9.9: Parámetros de cada bus, red IEEE-33.

Bus	Bus type	PD [MW]	QD [MVA _r]	GS [MW]	BS [MVA _r]	Área	V _m	V _a	kV Base	Zone	V _{max}	V _{min}
1	3	0	0	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
2	1	100	60	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
3	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
4	1	120	80	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
5	1	60	30	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
6	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
7	1	200	100	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
8	1	200	100	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
9	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
10	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
11	1	45	30	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
12	1	60	35	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
13	1	60	35	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
14	1	120	80	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
15	1	60	10	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
16	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
17	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
18	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
19	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
20	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
21	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
22	1	90	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
23	1	90	50	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
24	1	420	200	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
25	1	420	200	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
26	1	60	25	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
27	1	60	25	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
28	1	60	20	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
29	1	120	70	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
30	1	200	600	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
31	1	150	70	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
32	1	210	100	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9
33	1	60	40	0	0	1	1	0	12.66	1	1.1	0.9

Tabla 9.10. Parámetros de cada barra red IEEE-33.

Line number	Sending Bus	Receiving Bus	Resistance [Ω]	Reactance [Ω]	Real power (kW)	Reactive power (kVAr)
1	1	2	0.0922	0.0477	100	60
2	2	3	0.493	0.2511	90	40
3	3	4	0.366	0.1864	120	80
4	4	5	0.3811	0.1941	60	30
5	5	6	0.819	0.707	60	20
6	6	7	0.1872	0.6188	200	100
7	7	8	1.7114	1.2351	200	100
8	8	9	1.03	0.74	60	20
9	9	10	1.04	0.74	60	20
10	10	11	0.1966	0.065	45	30
11	11	12	0.3744	0.1238	60	35
12	12	13	1.468	1.155	60	35
13	13	14	0.5416	0.7129	120	80
14	14	15	0.591	0.526	60	10
15	15	16	0.7463	0.545	60	20
16	16	17	1.289	1.721	60	20
17	17	18	0.732	0.574	90	40
18	2	19	0.164	0.1565	90	40
19	19	20	1.5042	1.3554	90	40
20	20	21	0.4095	0.4784	90	40
21	21	22	0.7089	0.9373	90	40
22	3	23	0.4512	0.3083	90	50
23	23	24	0.898	0.7091	420	200
24	24	25	0.896	0.7011	420	200
25	6	26	0.203	0.1034	60	25
26	26	27	0.2842	0.1447	60	25
27	27	28	1.059	0.9337	60	20
28	28	29	0.8042	0.7006	120	70
29	29	30	0.5075	0.2585	200	600
30	30	31	0.9744	0.963	150	70
31	31	32	0.3105	0.3619	210	100
32	32	33	0.341	0.5302	60	40
33	21	8	0	2		
34	9	15	0	2		
35	12	22	0	2		
36	18	33	0	0.5		
37	25	29	0	0.5		

F. Red de distribución Las Quilas

Tabla 9.11: Parámetros de cada bus, red las Quilas.

Bus	tipo de bus	Pg [kW]	Qg [kVAR]	P gen	Q gen	Área	Vm	Va	V base	Zona	Vmin	Vmax
1	3	0.00	0.00	0	0	0	1	1	15	1	1.1	0.9
2	1	28.50	9.37	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
3	1	28.50	9.37	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
4	1	28.50	9.37	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
5	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
6	1	42.75	14.05	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
7	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
8	1	9.50	3.12	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
9	1	4.75	1.56	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
10	1	28.50	9.37	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
11	1	4.75	1.56	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
12	1	23.75	7.81	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
13	1	28.50	9.37	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
14	1	9.50	3.12	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
15	1	9.50	3.12	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
16	1	4.75	1.56	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
17	1	475.00	156.13	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
18	1	712.50	234.19	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
19	1	237.50	78.06	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
20	1	4.75	1.56	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
21	1	285.00	93.67	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
22	1	142.50	46.84	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
23	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
24	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
25	1	142.50	46.84	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
26	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
27	1	142.50	46.84	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
28	1	0.00	450.00	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
29	1	285.00	93.67	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
30	1	285.00	93.67	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
31	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
32	1	475.00	156.13	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
33	1	950.00	312.25	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
34	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
35	1	14.25	4.68	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
36	1	42.75	14.05	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
37	1	475.00	156.13	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
38	1	142.50	46.84	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
39	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
40	1	142.50	46.84	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
41	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
42	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
43	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
44	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
45	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
46	1	106.40	34.97	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
47	1	4.75	1.56	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
48	1	1330.0	437.15	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
49	1	285.00	93.67	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
50	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
51	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
52	1	95.00	31.23	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
53	1	285.00	93.67	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
54	1	42.75	14.05	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9
55	1	71.25	23.42	0	0	1	1	0	15	1	1.1	0.9

Tabla 9.12: Parámetros de cada línea, red las Quilas.

from bus	To Bus	Resistencia	Reactancia	Active power [MW]	Reactive power [MVar]
1	2	0.055	0.232	0.029	0.009
2	3	0.022	0.056	0.029	0.009
3	4	0.053	0.109	0.029	0.009
4	5	0.031	0.028	0.106	0.035
5	6	0.154	0.111	0.043	0.014
6	7	0.094	0.086	0.106	0.035
7	8	0.208	0.191	0.010	0.003
7	9	0.341	0.169	0.005	0.002
9	10	0.110	0.040	0.029	0.009
10	11	0.261	0.096	0.005	0.002
11	12	0.450	0.166	0.024	0.008
12	13	0.248	0.132	0.029	0.009
13	14	0.593	0.207	0.010	0.003
14	15	0.740	0.311	0.010	0.003
15	16	0.298	0.096	0.005	0.002
3	17	0.186	0.274	0.475	0.156
17	18	0.007	0.012	0.713	0.234
18	19	0.028	0.017	0.238	0.078
19	20	0.010	0.017	0.005	0.002
20	21	0.090	0.028	0.285	0.094
21	22	0.030	0.029	0.143	0.047
22	23	0.057	0.038	0.106	0.035
23	24	0.100	0.122	0.106	0.035
24	25	0.046	0.059	0.143	0.047
25	26	0.024	0.030	0.106	0.035
26	27	0.033	0.032	0.143	0.047
27	28	0.023	0.029	-	0.450
28	29	0.027	0.035	0.285	0.094
29	30	0.126	0.073	0.285	0.094
30	31	0.045	0.058	0.071	0.023
31	32	0.065	0.044	0.475	0.156
32	33	0.069	0.039	0.950	0.312
33	34	0.016	0.009	0.106	0.035
34	35	0.293	0.123	0.014	0.005
17	36	0.024	0.031	0.043	0.014
36	37	0.050	0.064	0.475	0.156
37	38	0.197	0.242	0.143	0.047
17	39	0.018	0.022	0.071	0.023
39	40	0.019	0.024	0.143	0.047
40	41	0.038	0.048	0.106	0.035
23	42	0.133	0.049	0.071	0.023
40	43	0.097	0.036	0.071	0.023
25	44	0.169	0.062	0.106	0.035
44	45	0.157	0.058	0.106	0.035
45	46	0.255	0.094	0.106	0.035
28	47	0.013	0.013	0.005	0.002
47	48	0.142	0.053	1.330	0.437
29	49	0.049	0.053	0.285	0.094
49	50	0.026	0.027	0.071	0.023
50	51	0.185	0.099	0.071	0.023
51	52	0.064	0.023	0.095	0.031
52	53	0.209	0.077	0.285	0.094
53	54	0.255	0.101	0.043	0.014
54	55	0.233	0.108	0.071	0.023

G. Proyección de costos BESS NREL

Los precios asociados a las baterías de ion-litio han experimentado una baja considerable en los últimos años, alcanzando precios competentes y logrando que sean una de las opciones más viables en el mercado.

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) hace un seguimiento anual del costo capital de inversión y del costo de operación y mantenimiento de las baterías de ion-litio. En uno de sus últimos reportes, actualizado en junio de 2023, presentaron una proyección de precios de batería hasta 2050 (Figura 9.1).

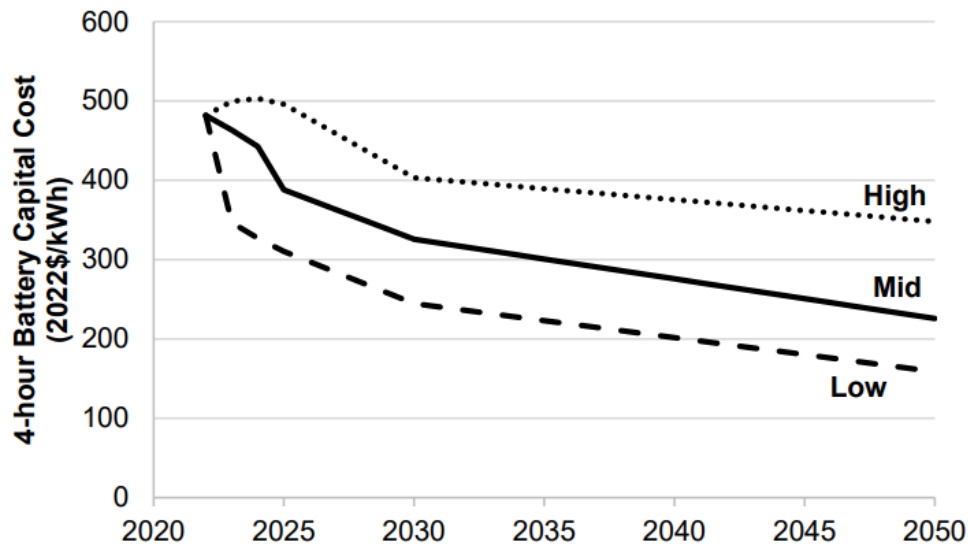


Figura 9.1. Proyección de precios de baterías de ion-litio, NREL 2023 [60].

Los resultados de la proyección para un sistema de almacenamiento de baterías de 4 horas toman un punto de partida de 482 US\$/kWh (Ramasamy et al. 2022 [56]). Luego de dos años las curvas se normalizan, alcanzando los siguientes precios:

Tabla 9.13: Precios proyectados para 3 escenarios distintos, NREL 2023 [60].

Escenario	Precio 2025 US\$/kWh	Precio 2030 US\$/kWh	Precio 2040 US\$/kWh	Precios 2050 US\$/kWh
High	496	403	376	348
Mid	388	326	276	226
Low	310	245	202	159

H. Commercial Battery Storage

El reporte subido por NREL en 2022 en cuanto a baterías de ion-litio, presenta la siguiente tabla, en donde se puede apreciar que el precio para un sistema entre 60 y 1.200 kW de capacidad tiene un precio que varía entre los 211 US\$/kWh y los 135 US\$/kWh, dependiendo de las horas requeridas. Específicamente para el caso de un BESS de 4 horas el precio corresponde a 165 US\$/kWh. A esto se le debe agregar el costo del inversor requerido por el sistema de almacenamiento, estimado en 75 US\$/kWh [61].

Cabe destacar que esta tabla no considera los costos de desarrollo, estructura y cabina, pero permite tener noción de los precios vigentes entre 2021 y 2022.

Tabla 9.14: Sistemas de almacenamiento de energía LIB comerciales e industriales, 2022 NREL [61].

Model Component	Modeled Value	Description
System size	60–1,200 kW _{DC} power capacity 1-8 E/P ratio	Battery capacity is in kW _{DC} . E/P is battery energy to power ratio and is synonymous with storage duration in hours.
LIB price	1-hr: \$211/kWh 2-hr: \$168/kWh 4-hr: \$165/kWh 6-hr: \$144/kWh 8-hr: \$135/kWh	Ex-factory gate (first buyer) prices (Ramasamy et al., 2021)
Inverter/storage ratio	1.67	Ratio of inverter power capacity to storage battery capacity (Denholm et al., 2017)
Battery central inverter price	\$75/kW	Ex-factory gate (first buyer) prices

I. Códigos en Python

J. índice de desviación de voltaje

Tabla 9.15: Índice de desviación de voltaje caso de estudio 1.

Nodo	IEEE-33	IEEE-33 + BESS
1	0%	0%
2	1%	1%
3	3%	3%
4	5%	4%
5	6%	5%
6	10%	8%
7	10%	9%
8	13%	11%
9	15%	12%
10	16%	12%
11	16%	12%
12	16%	13%
13	18%	14%
14	18%	14%
15	18%	14%
16	19%	14%
17	19%	15%
18	19%	15%
19	1%	1%
20	1%	1%
21	1%	1%
22	2%	1%
23	4%	3%
24	5%	5%
25	6%	5%
26	10%	8%
27	11%	9%
28	13%	10%
29	14%	11%
30	15%	12%
31	16%	13%
32	16%	13%
33	16%	13%

Tabla 9.16: Índice de desviación de voltaje caso de estudio 2.

Bus	Antes BESS	Despues BESS			
			28	1.61%	1.62%
1	0.00%	0.00%	29	1.63%	1.64%
2	0.39%	0.39%	30	1.67%	1.67%
3	0.49%	0.49%	31	1.69%	1.69%
4	0.50%	0.50%	32	1.70%	1.70%
5	0.50%	0.50%	33	1.72%	1.71%
6	0.51%	0.51%	34	1.72%	1.71%
7	0.51%	0.51%	35	1.72%	1.72%
8	0.51%	0.51%	36	1.01%	1.02%
9	0.52%	0.52%	37	1.02%	1.03%
10	0.52%	0.52%	38	1.02%	1.03%
11	0.52%	0.52%	39	1.01%	1.02%
12	0.53%	0.52%	40	1.01%	1.02%
13	0.53%	0.52%	41	1.01%	1.02%
14	0.53%	0.52%	42	1.26%	1.29%
15	0.53%	0.53%	43	1.26%	1.29%
16	0.53%	0.53%	44	1.50%	1.53%
17	1.01%	1.02%	45	1.51%	1.53%
18	1.02%	1.04%	46	1.51%	1.53%
19	1.06%	1.07%	47	1.61%	1.63%
20	1.08%	1.10%	48	1.64%	1.64%
21	1.15%	1.18%	49	1.64%	1.65%
22	1.20%	1.22%	50	1.64%	1.65%
23	1.26%	1.28%	51	1.66%	1.67%
24	1.42%	1.44%	52	1.66%	1.67%
25	1.50%	1.52%	53	1.67%	1.68%
26	1.53%	1.56%	54	1.68%	1.68%
27	1.57%	1.59%	55	1.68%	1.68%

Tabla 9.17: Índice de desviación de voltaje, caso de estudio 3.

node	Antes BESS	Despues BESS			
			28	3.24%	3.05%
1	0.00%	0.00%	29	3.29%	3.10%
2	0.57%	0.55%	30	3.41%	3.21%
3	0.74%	0.71%	31	3.45%	3.25%
4	0.75%	0.72%	32	3.50%	3.30%
5	0.76%	0.73%	33	3.54%	3.33%
6	0.78%	0.75%	34	3.54%	3.33%
7	0.79%	0.76%	35	3.54%	3.34%
8	0.79%	0.76%	36	1.80%	1.71%
9	0.81%	0.78%	37	1.82%	1.73%
10	0.82%	0.78%	38	1.84%	1.74%
11	0.83%	0.79%	39	1.80%	1.71%
12	0.84%	0.81%	40	1.80%	1.71%
13	0.85%	0.81%	41	1.80%	1.71%
14	0.85%	0.82%	42	2.50%	2.36%
15	0.86%	0.82%	43	2.51%	2.36%
16	0.86%	0.82%	44	3.02%	2.85%
17	1.79%	1.70%	45	3.04%	2.87%
18	1.83%	1.74%	46	3.05%	2.88%
19	1.92%	1.82%	47	3.25%	3.06%
20	1.96%	1.86%	48	3.33%	3.14%
21	2.22%	2.10%	49	3.31%	3.12%
22	2.32%	2.19%	50	3.32%	3.13%
23	2.49%	2.35%	51	3.37%	3.18%
24	2.84%	2.68%	52	3.39%	3.19%
25	3.00%	2.83%	53	3.43%	3.23%
26	3.07%	2.90%	54	3.44%	3.24%
27	3.17%	2.99%	55	3.45%	3.25%