



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROBLEMA DE PREDESPACHO DE UNIDADES CON REPRESENTACIÓN DE
ALMACENAMIENTO A BASE DE BATERÍAS

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

NATALY XIMENA MONTEZUMA SANTACRUZ

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELO CORTÉS CARMONA
ROBERTO CÁRDENAS DOBSON
CARLOS BENAVIDES FARÍAS
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

Este trabajo ha sido financiado por CONICYT/FONDAP y FONDECYT

SANTIAGO DE CHILE
2014

RESUMEN

La integración a gran escala de fuentes de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en los sistemas eléctricos, afecta la seguridad, los requerimientos de reserva y la programación de unidades. Esto se debe a la incertidumbre y variabilidad de fuentes variables, como es el caso de la energía eólica y solar. Para enfrentar este problema, es necesario disponer de un respaldo suficiente y apropiado que permita abastecer la demanda y mantener la seguridad del sistema. En este contexto, una opción de respaldo son los sistemas de almacenamiento de energía, en particular aquellos denominados BESS (Battery Energy Storage Systems). El objetivo del presente trabajo de investigación es evaluar el desempeño de los BESS en el problema de predespacho de unidades de un sistema eléctrico con alto nivel de penetración de energía renovable.

Primeramente, se identifican diversas metodologías de predespacho que incluyen sistemas de almacenamiento de energía, de las cuales se establece un modelo matemático general que permite caracterizar los sistemas de almacenamiento. Se estudia el funcionamiento y las características de operación de los distintos tipos de tecnologías de acumuladores con el fin de determinar las características más relevantes que influyen en la programación de operación. Los aspectos analizados son: autodescarga, profundidad de descarga, tasa de carga, tasa de descarga y algunos requerimientos como la carga completa. El modelo desarrollado se valida mediante la aplicación del problema de predespacho a una microrred y a un sistema eléctrico de potencia. Ambos sistemas incorporan fuentes de ERNC y un BESS. Con el objetivo de establecer la tecnología de acumulador adecuada en el cumplimiento de la función de manejo energético del BESS en el problema de predespacho se evalúan las tecnologías más representativas, las cuales son: ion litio, vanadio flujo redox, plomo ácido, sulfuro de sodio y níquel cadmio.

Los resultados obtenidos indican que los costos de operación del sistema dependen de la tecnología de acumulador utilizada, la magnitud de las características de estas tecnologías y los requerimientos considerados. Se muestra además que las tecnologías más aptas para el manejo de la variabilidad propia de las ERNC, son los acumuladores de ion litio, sulfuro de sodio y flujo redox; las cuales generan menos costos respetando los parámetros de diseño.

La formulación del problema de predespacho con integración de BESS que se propone en esta tesis permite obtener resultados cercanos a los de la operación real de los sistemas analizados. Además, mejora la utilización de los BESS durante la programación de unidades. Asimismo, el modelo permite determinar las magnitudes de las características de los sistemas de almacenamiento, con las cuales se puede obtener una respuesta más rápida y mayor capacidad de almacenamiento. Como trabajos futuros, se sugiere considerar variables como el estado de salud y los parámetros que influyen en la disminución de la vida útil del acumulador. Esto permitiría considerar aspectos de inversión y la selección de las características del BESS.

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a mis padres por su cariño, guía y apoyo durante toda mi vida, en especial, por depositar toda su confianza en las decisiones que he tomado. El esfuerzo y los objetivos logrados son inspirados y dedicados a ustedes.

También agradezco a mi familia, quienes siempre me han alentado a seguir adelante y desde la distancia me han apoyado incondicionalmente. Agradezco a mis hermanas, Anaisa por su ayuda y esfuerzo invaluable y a Eliana, por su constante ánimo y por regalarnos un tesoro, Juan, quien se convirtió en una motivación e inspiración para mi vida.

Agradezco a mi profesor guía Rodrigo Palma por su dedicación, orientación, enseñanzas y el apoyo brindado durante el desarrollo del presente trabajo. De igual manera agradezco por sus aportes al Centro de Energía de la Universidad de Chile, en especial a Carlos Benavides y a Carlos Suazo.

Esta tesis fue desarrollada en el marco del proyecto CONICYT/FONDAP 15110019 y FONDECYT 1120317, a quienes agradezco por el apoyo económico brindado.

A mis amigos de la Universidad de Chile: Enrique, Fabian, Oscar, Sixtary, Benjamín, Henry y a todos los que he conocido en el camino; gracias por la constante ayuda, preocupación, compañía y las risas de cada día.

Finalmente, a mis amigos de siempre y los que he conocido en estos años en Chile, agradezco su compañía, aliento y el estar presentes de cualquier forma en los momentos indicados. Gracias por ayudarme a cruzar con firmeza este camino.

Tabla de Contenido

Capítulo 1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objetivo general	2
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Alcances	3
1.4	Estructura del trabajo	4
Capítulo 2	Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Problema de Predespacho	5
2.1	Integración de fuentes variables y sistemas de almacenamiento de energía.....	5
2.1.1	BESS en Chile	7
2.2	Sistemas de almacenamiento de energía en el problema de Predespacho Económico	9
2.2.1	Sistemas de almacenamiento generales	9
2.2.2	Sistemas de almacenamiento a gran escala	12
2.2.3	Sistemas de almacenamiento a pequeña escala	15
Capítulo 3	Tecnologías de Sistemas Acumuladores de Energía	18
3.1	Características generales del BESS.....	18
3.2	Generalidades de Sistemas Acumuladores de Energía	20
3.2.1	Acumulador de litio	20
3.2.2	Acumulador de plomo ácido	21
3.2.3	Acumulador de flujo	23
3.2.4	Acumulador de sulfuro de sodio.....	25
3.2.5	Acumulador de níquel cadmio.....	26
3.3	Características de funcionamiento	28
3.3.1	Características del acumulador de ion litio.....	28
3.3.2	Modos de falla del acumulador de ion litio	31

3.3.3	Características del acumulador de plomo ácido	32
3.3.4	Modos de falla del acumulador de plomo ácido.....	35
3.3.5	Características del acumulador de flujo-redox (VRB).....	37
3.3.6	Características del acumulador de sulfuro de sodio	39
3.3.7	Características del acumulador de níquel cadmio	42
3.3.8	Modos de falla del acumulador de níquel cadmio.....	45

Capítulo 4 Modelo de Predespacho con Representación de BESS..... 48

4.1	Descripción del problema	48
4.2	Descripción del modelo propuesto.....	49
4.2.1	Modelo general de los sistemas de almacenamiento de energía en el problema de predespacho	50
4.2.2	Características de funcionamiento del BESS	51
4.2.2.1	Característica de autodescarga y eficiencia	52
4.2.2.2	Características de carga y descarga	53
4.2.2.3	Vida útil	56
4.2.3	Funciones del BESS en el SEP.....	60
4.3	Formulación completa del problema de predespacho de unidades.....	61
4.3.1	Función objetivo.....	61
4.3.2	Restricciones generales.....	61
4.3.3	Restricciones del BESS	63

Capítulo 5 Metodología y Resultados 67

5.1	Metodología de simulación.....	67
5.2	Caso de Estudio 1: Microrred Huatacondo	69
5.2.1	Descripción del sistema.....	69
5.2.2	Datos técnicos del BESS	70
5.2.3	Resultados Caso Base.....	72
5.2.4	Resultados ejemplo ilustrativo	73
5.2.5	Resultados Casos Tecnologías de Acumuladores	77
5.2.5.1	Caso acumulador de Ion Litio.....	77
5.2.5.2	Caso acumulador de Plomo Ácido	79
5.2.5.3	Caso acumulador de Flujo Redox.....	80

5.2.5.4 Caso acumulador de Sulfuro de Sodio.....	81
5.2.5.5 Caso acumulador de Níquel Cadmio	82
5.2.6 Análisis comparativo de las tecnologías.....	82
5.3 Caso de Estudio 2: SING	86
5.3.1 Descripción del sistema.....	86
5.3.2 Datos técnicos del BESS	87
5.3.3 Resultados Caso Base	88
5.3.4 Resultados ejemplo ilustrativo	89
5.3.5 Resultados Casos Tecnologías Acumuladores	94
5.3.5.1 Caso acumulador de Ion Litio.....	94
5.3.5.2 Caso acumulador de Plomo Ácido	95
5.3.5.3 Caso acumulador de Flujo Redox.....	95
5.3.5.4 Caso acumulador de Sulfuro de Sodio.....	96
5.3.5.5 Caso acumulador de Níquel Cadmio	97
5.3.6 Análisis comparativo de tecnologías	98
Capítulo 6 Conclusiones y Trabajos Futuros	102
6.1 Conclusiones	102
6.2 Trabajos futuros	104
Glosario	105
Bibliografía.....	107
Anexos.....	111
Anexo A: Parámetros y Características de Funcionamiento	111
Anexo B: Tabla de Especificaciones de Fabricantes de Acumuladores.....	114
Anexo C: Encendido/Apagado Diario de Unidades Caso Ejemplo SING	118
Anexo D: Encendido/Apagado Diario de Unidades Casos Tecnologías BESS – SING124	

Índice de Tablas

Tabla 1. Regímenes operativos de la batería NAS de NGK.....	41
Tabla 2. Simulaciones de los Casos de Estudio	69
Tabla 3. Valores típicos de las características de los acumuladores	71
Tabla 4. Parámetros de las tecnologías de acumulador	72
Tabla 5. Costos de simulaciones Huatacondo	77
Tabla 6. Costos de las tecnologías BESS - Huatacondo	85
Tabla 7. Costos de simulaciones SING	93
Tabla 8. Costos de las tecnologías acumuladores – SING	101

Índice de Figuras

Figura 1. Componentes del BESS	19
Figura 2. Ciclo de carga/descarga del acumulador de ion litio	20
Figura 3. Ciclo de carga/descarga del acumulador de plomo ácido	22
Figura 4. Estructura y ciclo de carga/descarga de la RFB.....	24
Figura 5. Ciclo de carga/descarga del acumulador de sulfuro de sodio	25
Figura 6. Ciclo de carga/descarga de la celda de Níquel-cadmio.....	27
Figura 7. Característica de carga de celda de ion litio.....	29
Figura 8. Característica de descarga de P140 de MHI	30
Figura 9. Vida útil de la celda de ion litio de GP	31
Figura 10. Perfiles PS de NAS NGK.....	40
Figura 11. Factor de pulsos de PQ50 de NAS NGK	40
Figura 12. Carga con corriente constante, celda de NiCd de placa de bolsillo	43
Figura 13. Tensión de descarga celda de NiCd de placa de bolsillo	44
Figura 14. Esquema de la metodología de simulación	68
Figura 15. Perfil de consumo eléctrico Huatacondo.....	70
Figura 16. Perfil de potencia fotovoltaica Huatacondo	70
Figura 17. Encendido/Apagado diario de unidades Caso Base	72
Figura 18. Generación de unidades microrred Caso Base.....	73
Figura 19. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S1	73
Figura 20. Generación y salida del inversor - Caso S1	74
Figura 21. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S2	74
Figura 22. Generación de unidades y salida inversor - Caso S2	74
Figura 23. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S3	75
Figura 24. Generación de unidades y salida del inversor Caso S3.....	75
Figura 25. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S4	76
Figura 26. Generación de unidades y salida del inversor - Caso S4	76
Figura 27. Costos diésel de simulaciones Huatacondo	77
Figura 28. Encendido/Apagado diario de unidades - Ion Litio	78
Figura 29. Generación de unidades y salida del inversor - Ion Litio.....	78
Figura 30. Encendido/Apagado diario de unidades - VRLA	79
Figura 31. Generación de unidades y salida del inversor -VRLA.....	79
Figura 32. Encendido/Apagado diario de unidades - VRB	80

Figura 33. Generación de unidades y salida del inversor - VRB	80
Figura 34. Encendido/Apagado diario de unidades - NaS	81
Figura 35. Generación de unidades y salida del inversor -NaS.....	81
Figura 36. Encendido/Apagado diario de unidades - NiCd.....	82
Figura 37. Generación de unidades y salida del inversor- NiCd	82
Figura 38. Comparación perfiles de capacidad tecnologías	83
Figura 39. Comparación perfiles de capacidad tecnologías (sin carga completa)	84
Figura 40. Costos diésel de las tecnologías BESS	85
Figura 41. Comparación de costos diésel de las tecnologías BESS	85
Figura 42. Perfil de consumo eléctrico del SING.....	86
Figura 43. Perfil de potencial eólico del SING	87
Figura 44. Perfil de potencia fotovoltaica del SING	87
Figura 45. Generación de unidades Caso Base SING	88
Figura 46. Generación ERNC y perfil del inversor - Caso Base SING.....	89
Figura 47. Generación ERNC y salida del inversor - S1 SING	90
Figura 48. Generación ERNC y salida inversor – S2 SING.....	90
Figura 49. Generación ERNC y salida inversor – S3 SING.....	91
Figura 50. Generación de unidades y salida del inversor –S4 SING	92
Figura 51. Generación de unidades y salida del inversor – S5 SING	92
Figura 52. Costos de operación simulaciones SING	93
Figura 53. Generación de unidades y salida del inversor Ion Litio - SING	94
Figura 54. Generación de unidades y salida del inversor Plomo Ácido - SING	95
Figura 55. Generación de unidades y salida del inversor VRB - SING	96
Figura 56. Generación de unidades y salida del inversor NaS - SING	97
Figura 57. Generación de unidades y salida del inversor NiCd - SING.....	98
Figura 58. Comparación perfiles de capacidad tecnologías - SING	99
Figura 59. Comparación perfiles de capacidad (sin carga completa) - SING	99
Figura 60. Costos de operación de las tecnologías BESS – SING	100
Figura 61. Comparación de costos de operación de las tecnologías BESS - SING	100

Acrónimos

BESS	Battery Energy Storage System
BMS	Battery Management System
CAES	Compressed Air Energy Storage
DOD	Deep Of Discharge
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESS	Energy Storage System
EV	Electric Vehicles
OCV	Open Circuit Voltage
PS	Peak Shaving
PQ	Power Quality
PCS	Power Conversion System
PHS	Pumped Hydro Storage
SLA	Sealed Lead Acid
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SMES	Superconductor Magnetic Energy Storage
SOC	State Of Charge
SOH	State of Health
UC	Unit Commitment
V2G	Vehicles to Grid
VLA	Vented Lead Acid
VRB	Vanadium Redox Battery

VRLA	Valve-Regulated Lead Acid
ZBB	Zinc Bromine Battery

Nomenclatura

A continuación se presenta la nomenclatura de los parámetros y variables de un sistema eléctrico y de sistemas de almacenamiento generales:

Índices

NG	Número total de unidades generadoras en el sistema
NT	Número total de períodos de optimización
G	Índice de unidad generadora
P	Índice de fuente variable
B	Índice de sistema de almacenamiento
t	Índice de períodos

Variables

P_g	Potencia generada por la unidad generadora g
U	Energía no servida
PS_p	Potencia de generación de las fuentes variables de energía
B_g	Estado de encendido/apagado de la unidad generadora g
V_g	Volumen del estanque de diésel de la unidad generadora g
SoH_b	Estado de salud del sistema de almacenamiento b
P_b	Potencia del sistema de almacenamiento b (Ec.2.25)
r_b^{UP}	Regulación de frecuencia de subida disponible en el sistema de almacenamiento b (Ec.2.15/23)
r_b^{DN}	Regulación de frecuencia de bajada disponible en el sistema de almacenamiento b (Ec.2.15/23)

Parámetros

δ_t	Resolución de cada intervalo t, en horas
l	Demanda bruta del sistema
\overline{p}_g	Potencia máxima de despacho de la unidad generadora g
\underline{p}_g	Potencia mínimo de despacho de la unidad generadora g
C_c	Costo del combustible
C_d	Costo de partida constante
\overline{V}_g	Volumen máximo del estanque de diésel de la unidad generadora g
\underline{V}_g	Volumen mínimo del estanque de diésel de la unidad generadora g
\overline{P}_{S_p}	Disponibilidad máxima de generación fotovoltaica p
\underline{P}_{S_p}	Disponibilidad mínima de generación fotovoltaica p
w_b^d	Coefficiente de descarga del sistema de almacenamiento b (Ec. 2.8)
w_b^c	Coefficiente de carga del sistema de almacenamiento b (Ec. 2.9)
V_b	Tensión en los bornes de las baterías (Ec. 2.32)

Funciones

C_g^{Op}	Costo de operación de la unidad generadora g
C_g^{Start}	Costo de partida de la unidad generadora g
C_g^{Stop}	Costo de parada de la unidad generadora g
C^{ENS}	Costo de energía no servida
C_b^{SoH}	Costo de operación del sistema de almacenamiento b

Nomenclatura BESS

Variables

P_{C_b}	Potencia de carga del sistema de almacenamiento b
P_{D_b}	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento b
E_b	Estado de carga del sistema de almacenamiento b
uc_b	Modo de carga del sistema de almacenamiento b
ud_b	Modo de descarga del sistema de almacenamiento b
ucD_b	Cambio de estado de modo de carga a descarga del sistema de almacenamiento b
udC_b	Cambio de estado de modo de descarga a carga del sistema de almacenamiento b
PR_b	Reserva primaria aportada por el sistema de almacenamiento b
SR_b^{UP}	Reserva secundaria en giro de subida del sistema de almacenamiento b
SR_b^{DN}	Reserva secundaria en giro de bajada del sistema de almacenamiento b
SoH_b	Estado de salud del sistema de almacenamiento b

Parámetros

δ_t	Resolución de cada intervalo t, en horas
$\overline{E_b}$	Capacidad máxima del sistema de almacenamiento b
$\underline{E_b}$	Capacidad mínima del sistema de almacenamiento b
$\overline{P_{C_b}}$	Potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento b
$\underline{P_{C_b}}$	Potencia mínima de carga del sistema de almacenamiento b
$\overline{P_{D_b}}$	Potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento b
$\underline{P_{D_b}}$	Potencia mínima de descarga del sistema de almacenamiento b

η_b^c	Eficiencia de carga del sistema de almacenamiento b
η_b^d	Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento b
η_b^{sd}	Autodescarga del sistema de almacenamiento b
E_b^{beg}	Estado de carga inicial del sistema de almacenamiento b
E_b^{last}	Estado de carga final del sistema de almacenamiento b
SOC_b^{last}	Porcentaje a fijar de la energía inicial y final del sistema de almacenamiento b
m_b	Número de módulos del sistema de almacenamiento b
Soc_b	Coefficiente de carga máxima del sistema de almacenamiento b
Dod_b	Coefficiente de descarga del sistema de almacenamiento b
Euc_b	Períodos considerados a partir de t para aplicar la restricción de tiempo mínimo de carga
$EucEnd_b$	Períodos antes de NT hasta el cual la restricción de tiempo mínimo de carga debe cumplirse
Gup_b	Gradiente de subida del sistema de almacenamiento b
Gdn_b	Gradiente de bajada del sistema de almacenamiento b
C_b^{inv}	Costo de inversión del sistema de almacenamiento b
n_b^T	Parámetros de tiempo del sistema de almacenamiento b
n_b^{oc}	Parámetros de ciclo de operación del sistema de almacenamiento b
n_b^{T1}	Pérdida por temperatura del sistema de almacenamiento b
n_b^{sdper}	Pérdida por autodescarga permanente del sistema de almacenamiento b
n_b^h	Pérdida por horas de operación del sistema de almacenamiento b
n_b^{DOD}	Pérdida por profundidad de descarga del sistema de almacenamiento b
n_b^Δ	Pérdida por tasa de descarga (Tasa-C) del sistema de almacenamiento b
n_b^{ov}	Pérdida por número de sobrecargas del sistema de almacenamiento b
n_b^{me}	Pérdida por efecto memoria del sistema de almacenamiento b

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

Los efectos más severos del cambio climático y el calentamiento global pueden ser minimizados con la transformación de los sistemas de energía actuales. Una medida de mitigación de la industria eléctrica es la utilización de fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC), la cual ha experimentado un rápido crecimiento a nivel mundial con el fin de responder a las necesidades medioambientales y también energéticas, por la escasez de combustibles fósiles. En el caso de Chile, la matriz energética nacional es fuertemente dependiente de las condiciones climáticas y de las fuentes de energía primaria, por ello en los próximos años se espera diversificar la matriz energética aprovechando el alto potencial existente de fuentes ERNC con el creciente desarrollo de plantas eólicas y solares.

En consecuencia, la mayor penetración de fuentes ERNC plantea muchos desafíos a los operadores de los sistemas eléctricos debido a la incertidumbre y variabilidad de generación que pueden comprometer la seguridad del sistema. Además de los posibles efectos en aspectos como la estabilidad de tensión, regulación de frecuencia y de tensión, predespacho, entre otros. Por ello, para la programación de operación es necesario un respaldo suficiente y apropiado para abastecer la demanda y mantener la seguridad del sistema, sin necesidad de utilizar las reservas y capacidad de los generadores del sistema.

Los sistemas de almacenamiento de energía son una de las soluciones al problema planteado. Dichos sistemas han sido explorados durante años y se han desarrollado diferentes tecnologías que responden a determinados criterios técnicos y económicos. Las tecnologías se clasifican según la escala de almacenamiento y la aplicación. Los sistemas a pequeña escala son los que almacenan energía por volantes de inercia, por aire comprimido, baterías, celdas de combustible, supercondensadores, superconductores magnéticos, etc., y entre los sistemas a gran escala se encuentran los hidráulicos, térmicos, por aire comprimido o por energía química como las baterías. Este último, llamado en inglés como Battery Energy Storage System (BESS), ha tenido un desarrollo importante en las últimas dos décadas, especialmente para la integración de las ERNC debido a la flexibilidad de la respuesta de carga y descarga, altos niveles de eficiencia, respuesta rápida y la facilidad de ubicación y transporte.

El almacenamiento por baterías es en forma de energía química y por ende existen varios tipos de tecnologías para las diversas aplicaciones y con diferentes características técnicas. La tecnología más madura y antigua es la de plomo ácido, por lo tanto, ha sido la más utilizada en los sistemas de potencia. No obstante, la tecnología de litio tiene un gran potencial y constante desarrollo, ideal para aplicaciones que necesiten alta densidad de potencia y de energía, alta eficiencia de almacenamiento y baja autodescarga. La tecnología de níquel cadmio, también es una tecnología madura y es ideal para aplicaciones de calidad de potencia, sin embargo, junto con la de plomo ácido contienen materiales tóxicos para el medio ambiente. Las tecnologías a base de sulfuro de sodio son mucho menos voluminosas que las de níquel cadmio, pero operan a temperaturas muy altas y requieren mayor mantenimiento, por lo tanto no hay sido muy utilizada en sistemas de potencia. Por último, las baterías de flujo redox tienen una respuesta rápida y baja autodescarga, lo cual es ideal para aplicaciones de almacenamiento de larga duración.

La abundancia de los materiales y las características técnicas de la batería determinan la operación y tipo de la batería. En el caso de Chile, las grandes reservas de litio existentes y el constante desarrollo de la tecnología son razones de peso para que las baterías de litio sean una opción de almacenamiento de energía y represente un incentivo para la integración de ERNC en los sistemas eléctricos del país.

Debido a lo anterior, surge la necesidad de establecer la programación de operación de un sistema eléctrico con fuentes ERNC y BESS desde un punto de vista técnico y económico. En vista de ello, se aborda el problema de predespacho con el fin de minimizar los costos totales de operación y garantizar la seguridad del sistema eléctrico. La programación de operación del sistema con BESS incorpora nuevas variables y restricciones al problema de predespacho, por ello debe modelarse la batería según las características técnicas propias de un sistema de almacenamiento y de las distintas tecnologías existentes. El problema propuesto es implementado en una microrred y en un sistema térmico, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con el fin de evaluar el desempeño técnico de las distintas tecnologías BESS con fuentes ERNC.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es evaluar el desempeño de los sistemas de almacenamiento a base de baterías (BESS) y de sus diversas tecnologías con un modelo que caracterice el BESS en el problema de predespacho de unidades de un sistema eléctrico con alto nivel de penetración de energía renovable variable.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo de tesis son los siguientes:

- Investigar las diversas metodologías de predespacho que incluyan sistemas de almacenamiento de energía para establecer el modelo general de dichos sistemas.
- Estudiar las características de funcionamiento y requerimientos técnicos de las diversas tecnologías de acumuladores identificando las variables y restricciones que influyen en la programación de operación.
- Desarrollar un modelo matemático que caracterice el desempeño del BESS y de cada tecnología en el problema de predespacho de un SEP.
- Implementar y validar el modelo propuesto para resolver el problema de predespacho de unidades de un sistema.

1.3 Alcances

La metodología desarrollada evalúa el desempeño del BESS y de cada tecnología en el problema de predespacho en un sistema eléctrico. Para ello, se desarrolla un modelo matemático que represente en forma detallada la operación del BESS y de cada tecnología. Está fuera del alcance de este trabajo evaluar el desempeño de las tecnologías BESS en el largo plazo y las decisiones de inversión de las mismas.

El modelo de integración de BESS propuesto es planteado a partir de un modelo general para sistemas de almacenamiento y la caracterización de la operación del BESS. El modelo general es establecido por la revisión bibliográfica de las distintas formulaciones planteadas en la literatura acerca de los sistemas de almacenamiento de energía. En cuanto a la caracterización de la operación del BESS, se modela detalladamente las características propias de un acumulador de energía y las restricciones técnicas que determina cada tecnología existente. Además, se incluye en el modelo la caracterización de la vida útil y de las funciones de reserva primaria y secundaria; sin embargo esta parte no se valida con la herramienta computacional porque se requiere de medidas experimentales para la obtención de resultados adecuados.

El modelo computacional utilizado en el presente trabajo toma como base la formulación del problema de predespacho de un trabajo planteado para una microrred existente y un SEP [1]. La microrred está ubicada en Huatacondo y considera una unidad térmica, fotovoltaica y un sistema de baterías. El SEP simulado es el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) porque es un sistema térmico que incluye fuentes ERNC variables y un sistema de baterías

La validación del modelo se realiza a través de un ejemplo ilustrativo de cada sistema para analizar y determinar las ventajas de la propuesta al integrar el BESS con fuentes variables. También se desarrollan simulaciones con cada tecnología de acumulador, considerando las siguientes tecnologías como representativas: ion litio, plomo ácido de válvula regulada (VRLA), flujo vanadio redox (VRB), sulfuro de sodio y níquel cadmio.

1.4 Estructura del trabajo

El desarrollo del presente trabajo se encuentra dividido en seis capítulos; a continuación se hace una breve descripción del contenido de cada uno de ellos.

El Capítulo 2 aborda el estado del arte de las diversas metodologías de predespacho que incluyen sistemas de almacenamiento de energía. En primer lugar, se contextualiza la integración de las fuentes variables y los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos. Posteriormente, se desarrolla el estado de arte del problema de predespacho con representación de los diferentes sistemas de almacenamiento. Las distintas metodologías de predespacho formuladas en la literatura son agrupadas en dos áreas de investigación según el tipo de almacenamiento, a mayor y menor escala. Los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala como el de bombeo, de aire comprimido, superconductores magnéticos y el BESS, se utilizan en sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes variables o también en sistemas netamente térmicos para proveer reservas. En menor escala, en sistemas aislados, microrredes o vehículos eléctricos utilizan celdas o módulos de baterías electroquímicas para respaldo o mitigación de las variaciones de potencia.

En el Capítulo 3, se presentan las generalidades, características y restricciones técnicas de las distintas tecnologías de BESS. Como introducción son abordadas las generalidades de los BESS y de cada tecnología, explicando la química, las ventajas y desventajas de cada una. Luego, se desarrolla una síntesis para determinar las características y restricciones técnicas relevantes, modos de falla y medidas de operación y mantenimiento de cada tecnología.

En el Capítulo 4 se describe el problema de investigación y se plantea el modelo propuesto en este trabajo. El modelo es desarrollado con el modelo general de sistemas de almacenamiento formulado en la literatura y la extensión del mismo que caracteriza la integración del BESS en el predespacho. Para ello, se relacionan las características analizadas en el Capítulo 3 con variables, parámetros y/o restricciones que las caractericen en el modelo. Finalmente, se plantea la formulación completa del problema de predespacho con integración del BESS y sus tecnologías.

La implementación y validación de la formulación del problema propuesto es presentada en el Capítulo 5. Como introducción, se describe la metodología para la implementación y validación con la simulación de dos ejemplos. Para el desarrollo de las simulaciones, primero se definen los datos de entrada, entre ellos, los datos del sistema eléctrico y los datos técnicos de fabricantes de cada tecnología BESS. Posteriormente, se realizan las simulaciones de los ejemplos, el primero es un ejemplo ilustrativo de una microrred y el segundo, es del SING. Se simulan varios casos considerando el modelo general del sistema de almacenamiento, el modelo propuesto y las cinco tecnologías. En el desarrollo del capítulo se presentan los resultados y el respectivo análisis.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones del trabajo considerando los antecedentes, análisis y resultados obtenidos en el desarrollo del trabajo. También se plantean los trabajos futuros.

Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Problema de Predespacho

2.1 Integración de fuentes variables y sistemas de almacenamiento de energía

El cambio climático se ha convertido en uno de los principales problemas ambientales de preocupación a nivel mundial. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) define cambio climático como un cambio en el estado del clima identificable (por ejemplo, mediante análisis estadísticos) a raíz de un cambio en el valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, y que persiste durante un período prolongado, generalmente decenios o períodos más largos. Una de las fuentes que contribuye al cambio climático es la quema de combustibles fósiles, la cual aumenta la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, en particular el dióxido de carbono. Dicho aumento proviene principalmente del sector energético y en particular, la industria eléctrica ha contribuido con un 65% en el aumento de GEI en los últimos cuarenta años [2].

Una medida de mitigación de la industria eléctrica es la utilización de fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC), la cual responde a las necesidades medioambientales y también energéticas, por la escasez de combustibles fósiles. En vista de ello, la IPCC propone una política con instrumentos que incentiven el uso de estas tecnologías en los sistemas eléctricos de cada país. Entre los instrumentos que propone en [2] se encuentran: los económicos como impuestos y permisos, instrumentos regulatorios para el sistema de transmisión, y políticos para realizar acuerdos, incentivar la investigación, el desarrollo y la implementación de fuentes ERNC.

Esta preocupación por implementar medidas de mitigación ha llevado a que en la última década la generación renovable aumentara en un 17.7%, del cual 3.9% son fuentes no convencionales de energía. La participación más alta es la de Europa y Eurasia con un 7.1%. Por otra parte, la fuente ERNC que más ha sido desarrollada es la energía eólica, la cual en el 2011 creció 25.8%, más de la mitad de energía renovable total. En los últimos años, dicha energía ha desempeñado un papel importante en EE.UU. y China, los cuales han realizado la mayor inversión. Sin embargo, muchos países europeos siguen liderando con la mayor participación de generación eólica como Dinamarca con 28% del total de generación, Portugal con un 17%, Irlanda con 16%, España con 16% y Alemania con 8% [3].

El problema de las fuentes ERNC es el impacto en la operación de los sistemas debido a la variabilidad diaria del viento o del sol, y la incertidumbre de generación que pueden comprometer la seguridad y flexibilidad de sistemas eléctricos que originalmente no están diseñados para ello. Dichos inconvenientes pueden afectar la estabilidad de tensión, regulación de frecuencia y de tensión, predespacho, entre otros. Estos efectos dependen de la distribución geográfica, el nivel de penetración en la red y las características técnicas del sistema eléctrico, en cuanto al parque generador y el sistema de transmisión. Como solución en cuanto a la programación de operación, se utilizan técnicas de predicción de potencia eólica y solar en orden de programar los niveles y tipos apropiados de reserva necesaria para mejorar las diferentes regulaciones, abastecer la demanda y en general, mantener la seguridad del sistema.

La mayor penetración de fuentes variables implica aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos, para ello existen varias opciones: aumentar la capacidad de generación de centrales de gas e hidroeléctricas, realizar interconexiones, gestión de carga, sistemas de almacenamiento o la combinación de los mismos. Los sistemas de almacenamiento de energía son una opción viable y además, se puede evitar aumentar las reservas y la capacidad de los generadores del sistema.

La integración de ERNC implica la utilización de diferentes métodos de almacenamiento, en los cuales esencialmente, la energía de estas fuentes se transforma en otra forma de energía para almacenarla cuando se produce un exceso de generación y se transforma de nuevo para suministrar energía cuando sea requerido. Dichos sistemas han sido explorados durante años y por lo tanto existen diversas tecnologías de almacenamiento que responden a determinados criterios técnicos y económicos, entre ellas: los superconductores, supercondensadores magnéticos, vehículos eléctricos (V2G), bombeo hidráulico, por aire comprimido y por baterías. El almacenamiento por baterías o BESS son los sistemas que cuentan con mayor flexibilidad de la respuesta de carga y descarga, altos niveles de eficiencia, respuesta rápida, facilidad de ubicación y transporte. Los BESS están conformados por baterías de diferentes tecnologías: plomo ácido, níquel, flujo redox, litio y sulfuro de sodio; cada una con características técnicas propias.

Las tecnologías de almacenamiento son implementadas de acuerdo a diferentes criterios, tales como costos, número de ciclos, aplicación, etc. Las aplicaciones pueden ser con ERNC, redes aisladas o sistemas eléctricos de potencia y pueden realizar las siguientes funciones: nivelación de carga, reducción de punta de la demanda, manejo de bloques de energía, servicios auxiliares como reserva, sistema de alimentación ininterrumpida (UPS), disminución de la demanda en las líneas de transmisión, eventos de potencia, etc.

El sistema de almacenamiento más utilizado es el de bombeo hidráulico, implementado en países como Suiza, Estados Unidos, China y Japón. Las baterías de plomo ácido, níquel cadmio y las de litio tienen una aplicación muy importante en equipos electrónicos y en menor número, han sido utilizados para sistemas de almacenamiento a gran escala. A continuación, son detallados algunos sistemas de almacenamiento implementados en algunos países:

En España, la potencia eólica instalada es de 26 GW, la cual presenta como inconveniente un amplio rango de variabilidad, es decir un rendimiento entre el 5 % y 70 % de la potencia instalada, con potencia media del 25%. Por ello, así como se ha aprovechado los altos niveles de generación, también la seguridad del sistema se ha visto comprometida por lo cual se

ha recurrido a los recortes de energía eólica y al respaldo con otras unidades del sistema. Uno de los casos sucedió el 24 y 25 de Febrero de 2010, días en los cuales se dejó de producir respectivamente 800 MW y 1000 MW de potencia eólica, recortando el 0.6% de potencia eólica total [4]. Debido a este tipo de eventos se estudiaron alternativas como la interconexión con Francia y los sistemas de almacenamiento térmico y por bombeo hidráulico. Es así como en el 2011 comienza a operar un sistema de almacenamiento de energía térmica llamada Gemasolar, de 19.9 MW, es una planta de Concentración Solar de Potencia (CSP) que acumula energía en forma de calor por medio de sales fundidas [5].

En 1999, en Puerto Rico fue instalado el primer BESS más grande del mundo por Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), un sistema de 20 MW/15 min, conformado por 6000 celdas de placa plana de plomo con aleación de calcio. Este sistema fue diseñado principalmente para suministrar reserva en giro, pero finalmente fue utilizado para regulación de frecuencia y regulación de voltaje, por lo cual se redujo su vida útil. Después, en el 2004 las instalaciones fueron re-potencializadas con 6048 celdas de plomo ácido de placa tubular [6].

En Estados Unidos se han instalado varios sistemas de almacenamiento, uno de ellos es en Utah, un BESS de 250 kW/8 h y otro en Wisconsin, un sistema de seis superconductores de almacenamiento de energía magnética (SMES) de 1 MW/1 s para un sistema de transmisión. Además, un número considerable de acumuladores de plomo-ácido para UPS se encuentran en operación en instituciones financieras, campos de servidores, aeropuertos y similares de Estados Unidos. También se han realizado una serie de demostraciones de BESS desde 100 kW a 1 MW, los cuales han sido probados en colaboración con las principales empresas de energía de Estados Unidos.

En Japón desde el 2002, el sistema cuenta con más de 70 MW de capacidad instalada para la tecnología de sulfuro de sodio de NAS NGK con 8 MW/8 h [7].

2.1.1 BESS en Chile

En Chile existe una gran necesidad de diversificar la matriz energética nacional, una medida viable son las tecnologías ERNC, las cuales tienen alto potencial de fuentes eólicas, solares y geotérmicas, además del interés por reducir las emisiones de CO₂. En vista de ello, en el 2008 se aprobó la ley N° 20.257 para fomentar la incorporación de las energías renovables, la cual en su artículo transitorio 1° señala: "...Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150°...". Por lo cual, ha aumentado el interés por la aprobación e instalación de proyectos eólicos y solares.

No obstante, debido a las condiciones atmosféricas del país se requieran exhaustivas mediciones históricas de viento y radiación solar de forma que se caracterice parcialmente el potencial energético de la fuente para determinado proyecto. Por lo cual, en 1992 se hizo el primer estudio de potencial eólico, el cual ha sido actualizado constantemente con el fin de

identificar las zonas con los niveles de viento adecuados para instalar un parque generador. Entre dichas zonas están: la zona de Calama y otras zonas altiplánicas, el sector costero y zonas de cerros de la IV Región, regiones del norte del país, puntas que penetran al océano en la costa de la zona centro-norte, islas, zonas costeras abiertas al océano y zonas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII. En cuanto al potencial de radiación solar, Chile cuenta con condiciones geográficas privilegiadas en la zona norte, específicamente en la I, II, III y IV Región.

En cuanto a proyectos existentes, los parques eólicos se han instalado hace ya varios años, entre ellos el de Canela y Monte Redondo, y recientemente Punta Colorada; los cuales junto a otros parques existentes suman una capacidad instalada de 205 MW. Estos parques se han instalado en el SIC, Aysén y algunos sistemas aislados, y representan aproximadamente el 0.9% del total de generación. Además, existen muchos proyectos a nivel nacional, registrando más de 20 proyectos aprobados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), con lo cual se obtendría una potencia aproximada de 2270 MW, de los cuales 689 MW corresponden al SING [8]. En cuanto a la energía solar, actualmente las plantas existentes representan solo el 1% del total de generación en el SING, sin embargo, los proyectos en evaluación ambiental en el SEIA son muchos, alrededor de 74 solicitudes para poder instalar granjas solares en el norte, los cuales suman aproximadamente 4500 MW. Uno de los proyectos desarrollados recientemente es la planta La Huayca de 30 MW, la cual comenzará a generar a fines de 2013.

Las desventajas de la implementación de energía eólica y solar en Chile son la ubicación geográfica, la escasa información de algunas zonas y el amplio rango de variabilidad de estas fuentes. El potencial eólico en la zona costera del centro-norte tiene un amplio rango de variabilidad, por lo tanto el factor de planta fluctúa en torno a los 30% y 35%. En los sectores cordilleranos existen mejores condiciones de viento, pero hay una pérdida de energía debido a la menor densidad del aire, además, la ubicación geográfica de este recurso se encuentra normalmente lejos de las redes de transmisión troncales.

Como se mencionó anteriormente, los sistemas de almacenamiento son una opción viable para mitigar la variabilidad de las fuentes eólicas y solares, sin necesidad de aumentar la capacidad y reservas de generadores que utilicen combustible fósiles. Por ello cabe mencionar, que para la implementación de dichos sistemas en el país se requiere estudiar además de los aspectos técnicos, la situación geográfica y los aspectos ambientales, regulatorios, sociales y económicos. Por ejemplo, un sistema de bombeo hidráulico es adecuado en ciertas zonas del país con altos recursos hídricos, sin embargo, dicha central requiere grandes inversiones y sectores geográficos muy específicos, lo cual puede generar rechazo a nivel social. El almacenamiento térmico es otra opción viable en Chile porque cuenta con grandes salares en el norte donde se podría implementar una planta CSP, sin embargo requiere grandes inversiones.

Los BESS se proyectan como unas de las alternativas de almacenamiento más convenientes debido a la facilidad de ubicación en localidades remotas y las grandes reservas de litio que tiene Chile, posicionándolo como el mayor productor de litio en el mundo con el 58%. Por ello, la empresa AES Gener ha desarrollado investigaciones y proyectos de sistemas de baterías de litio. Su investigación se ha centrado en servicios complementarios, por ello, en el 2009 instaló el primer BESS en Chile de 12 MW en la subestación los Andes (SING) para aportar reserva primaria y secundaria. Este sistema aporta la energía almacenada durante 15 o 20 minutos respondiendo a salidas intempestivas de servicio de centrales generadoras del SING, así

reemplaza la potencia en giro de la central Norgener [9]. También tiene otro proyecto de BESS de 20 MW en la central Angamos, el cual se encuentra funcionando desde el 2011. A largo plazo, la finalidad de la implementación de estos BESS es la integración de fuentes ERNC [10].

2.2 Sistemas de almacenamiento de energía en el problema de Predespacho Económico

El problema del Predespacho Económico consiste en determinar de manera óptima las unidades generadoras que deben operar en un horizonte de evaluación de corto plazo, que por lo general varía, dependiendo de las características técnicas de las unidades generadoras y de aspectos regulatorios del mercado, entre un día y dos semanas. La solución del problema entrega, junto con el programa de operación de las unidades, los niveles de potencia que debe entregar cada unidad generadora de manera de satisfacer la demanda, los requerimientos de reserva y otras restricciones de seguridad en cada período. Este problema de asignación de unidades es conocido en la literatura como Unit Commitment (UC) o Generating Schedule [11].

El problema de predespacho se ha resuelto por varios métodos eficientes durante muchos años, como el método simple de lista de prioridad (siglas en inglés PL) o el de relajación del Langrageano (siglas en inglés LR). Sin embargo, la complejidad del problema ha aumentado con el tiempo, por lo cual se han desarrollado mejores algoritmos de optimización como el modelo matemático lineal entero mixto (siglas en inglés MILP) o algoritmos genéticos (siglas en inglés GA), el cual ha sido combinado con otros métodos.

En un problema centralizado se utilizan perfiles de predicción de incertidumbre de la carga o la generación de fuentes variables. Dicha incertidumbre motiva la utilización de sistemas de almacenamiento de energía para mitigar los efectos de la variabilidad de las fuentes variables y de esta forma abastecer la demanda en todo momento.

El objetivo del problema del Predespacho es minimizar los costos totales de operación en el horizonte de tiempo de evaluación permitiendo el suministro de potencia en una forma segura y económica. Por lo tanto, la función objetivo es planteada como la minimización de los costos de producción de todas las unidades generadoras, más los costos de partida y parada asociados, además del costo de energía no servida (ENS) [11]. En los sistemas eléctricos con almacenamiento, particularmente la función objetivo busca maximizar el retorno de las inversiones de los sistemas de almacenamiento de energía.

A continuación, la revisión bibliográfica del problema de predespacho es abordada para un sistema térmico con sistemas de almacenamiento generales y para un sistema que incluye fuentes ERNC. También, la revisión se enfoca en los sistemas a gran escala, como BESS, PHS y CAES, y en los de menor escala, como superconductores magnéticos y baterías para microrredes o vehículos a la red.

2.2.1 Sistemas de almacenamiento generales

En un sistema eléctrico netamente térmico, los sistemas de almacenamiento de energía generalmente son utilizados como contramedida para las caídas de tensión, nivelación de la demanda o aporte de reserva. En [12–14] se hace referencia a una formulación del problema de Unit Commitment de un sistema térmico con un sistema de almacenamiento general.

La formulación del problema considera las variables tradicionales de un sistema térmico, sin embargo al incluir un sistema de almacenamiento, la formulación de la función objetivo y algunas restricciones de la formulación tradicional de UC son modificadas y otras agregadas considerando el sistema de almacenamiento. En el caso de la función objetivo, la representación del costo total considera la suma de los costos de combustible y el costo de partida de todas las unidades incluyendo el sistema de almacenamiento (2.1).

$$\min CF = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{g=1}^{NG} [C_g^{Op}(P_g(t)) + C_g^{Start}(P_g(t))] \quad (2.1)$$

La restricción de balance energético del sistema iguala la demanda a la suma de la generación de las unidades térmicas y la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento (2.2). Los requerimientos de reserva son proporcionados por la generación de las unidades térmicas del sistema, pero este nivel de reserva puede ser mayor o menor dependiendo de la demanda $l(t)$ en (2.2), la cual es determinada por la carga o descarga del sistema de almacenamiento.

$$P_g(t) - P_{c_b}(t) + P_{d_b}(t) = l(t) \quad (2.1)$$

$$l(t)' = l(t) + P_{c_b}(t) - P_{d_b}(t) \quad (2.2)$$

$$\sum_{g=1}^{NG} u_g(t) \cdot \bar{p}_g \geq l(t)' + RP_g \quad (2.3)$$

Las restricciones del sistema de almacenamiento consideran la operación y el estado de carga del mismo. La operación de carga comienza con un estado de energía inicial (2.4), el cual es igual al almacenamiento máximo de energía. La representación del estado de carga del sistema de almacenamiento en el horizonte de tiempo de programación (2.5) está dado por el estado de carga anterior y por la potencia de carga y descarga del sistema a la hora t .

$$E_b(1) = SOC_b^{last} \cdot \bar{E}_b \quad (2.4)$$

$$E_b(t) = E_b(t-1) + \eta_b^c \cdot P_{c_b}(t) - P_{d_b}(t) \quad (2.5)$$

El estado de carga en la mayoría de los sistemas de almacenamiento es limitado según los parámetros técnicos. Entonces, la capacidad de almacenamiento es limitada en todo el periodo de tiempo en un parámetro máximo y mínimo:

$$\underline{E}_b \leq E_b(t) \leq \overline{E}_b \quad (2.6)$$

En [14] además determinan límites de energía al final de cada carga y descarga (2.7 y 2.8), los cuales pueden ser agregados por restricciones técnicas del sistema de almacenamiento o por la aplicación. Para determinar estos límites se toma en cuenta coeficientes de descarga y carga, los cuales son introducidos por formula generalizada y tienden a cambiar según la tecnología utilizada. La operación de carga finaliza cuando el almacenamiento de energía incrementa hasta o sobre el límite inferior de energía al final de la carga. Mientras, la operación de descarga termina cuando el almacenamiento de energía es igual o menor al límite superior de energía al final de la descarga, asegurando la suficiente reserva para eventos inesperados.

$$w_b^c \cdot \overline{E}_b \leq E_b(t_c) \leq \overline{E}_b \quad (2.7)$$

$$\underline{E}_b \leq E_b(t_d) \leq w_b^d \cdot \overline{E}_b \quad (2.8)$$

La potencia de carga y descarga también es limitada en un máximo y mínimo, ya sea por restricción técnica del mismo o la salida del inversor.

$$0 \leq P_{c_b} \leq \overline{P}_{c_b} \quad (2.9)$$

$$0 \leq P_{d_b} \leq \overline{P}_{d_b} \quad (2.10)$$

En [15] el trabajo también comprende sistemas de almacenamiento de energía generales. El modelo es planteado para la mayor integración de fuentes variables como la eólica. La restricción de balance energético y los límites de almacenamiento de energía tienen el mismo principio de operación anterior, sin embargo, los límites de carga y descarga son diferentes debido a su operación con fuentes variables y el respectivo desplazamiento de carga que realiza. La operación de carga es limitada entre cero y el mínimo entre la entrada de potencia máxima y la salida de potencia de la fuente variable acoplada con el dispositivo de almacenamiento, en caso de que no sea acoplado con el dispositivo, se considera únicamente la salida de potencia máxima (2.11). La descarga es limitada entre cero y el mínimo entre la salida de potencia máxima de descarga y la cantidad de energía que en realidad suministra el dispositivo (2.12).

$$0 \leq P_{c_b} \leq \min\{\overline{P}_{c_b}, P_b + W_b\} \quad (2.11)$$

$$0 \leq P_{d_b} \leq \min\{\overline{P}_{d_b}, \eta_b^c \cdot E_b\} \quad (2.12)$$

El algoritmo de solución del problema puede variar según la aplicabilidad del método y la complejidad del mismo. En [12] se utiliza el método EPL y principalmente la descarga del sistema de almacenamiento es realizada en horas punta con el objetivo de apagar las unidades más costosas y la carga es realizada con las unidades térmicas encendidas a máxima capacidad, cumpliendo con las restricciones de reserva del SEP y del sistema de almacenamiento en todo momento. Si la carga no alcanza el límite w_b^c se utilizan las unidades apagadas para cargar en

horas valle, lo cual modifica la lista de prioridad del sistema. En [13] y [16] plantean un Algoritmo Genético, el cual comienza con lista de prioridad para el manejo energético, después el sistema de almacenamiento carga en la hora que la demanda es menor que el promedio y descarga cuando es mayor que el promedio de la demanda. Con este método los costos totales aumentan pero el tiempo de solución del problema disminuye.

El modelo propuesto en [15] es resuelto por MILP, teniendo como objetivo minimizar la desviación de la programación de la generación, al tiempo que cumple las restricciones planteadas. El trabajo concluye que el desplazamiento de carga realizado por el sistema de almacenamiento reduce los recortes de energía eólica y garantiza un margen de reserva disminuyendo los costos totales.

2.2.2 Sistemas de almacenamiento a gran escala

La literatura que aborda las metodologías de predespacho con modelación de almacenamiento por baterías a gran escala es escaso, por ello esta sección se enfoca en el trabajo de Daneshi y su grupo, los cuales plantearon un modelo de UC con énfasis en fuentes eólicas y BESS [17]. El BESS realiza manejo energético y aporta reservas para regulación de frecuencia, debido a su respuesta rápida y la capacidad de suministrar energía por periodos largos. En la carga, el BESS provee regulación de subida y en un evento de emergencia puede ser tratada como una carga interrumpida; en la descarga, la energía es utilizada para regulación de subida y en el modo de espera, el BESS podría entregar energía en el caso de tener energía almacenada.

El modelo propuesto es entero mixto no lineal y prevalecen las restricciones de igualdad y desigualdad. El problema de Unit Commitment se descompone en dos subproblemas: el primer subproblema es el UC principal de todas las unidades sin el BESS y el segundo subproblema es de la programación horaria del BESS. En el subproblema de BESS, la función objetivo maximiza el precio obtenido en el UC principal para la salida de potencia de carga y descarga y la regulación de subida y bajada. Además, utiliza dos variables binarias para indicar el estado de operación del BESS (2.14): la variable ud_b para el modo de descarga, la cual es 1 en descarga y 0 en espera o carga, y uc_b para el modo de carga, la cual es 1 en la carga y 0 en descarga.

La restricción de balance energético del almacenamiento para el periodo de tiempo de programación (2.14) considera el anterior estado de carga, la potencia de carga y descarga y la regulación de frecuencia de subida y bajada. Entre las restricciones del subproblema, determinan los límites de capacidad de almacenamiento y los límites de potencia, los cuales incorporan las variables de regulación de frecuencia (2.15 y 2.16).

$$uc_{t,b} + ud_{t,b} \leq 1 \quad (2.13)$$

$$E_{t,b} = E_{t-1,b} + \eta_b^c \cdot Pc_{t,b} - Pd_{t,b} + \eta_b^c \cdot r_{t,b}^{UP} - r_{t,b}^{DN} \quad (2.14)$$

$$Pd_{t,b} + r_{t,b}^{UP} - Pc_{t,b} \leq (1 - uc_{t,b}) \cdot \overline{Pd}_b \quad (2.15)$$

$$Pc_{t,b} + r_{t,b}^{DN} - Pd_{t,b} \leq (1 - ud_{t,b}) \cdot \overline{Pc}_b \quad (2.16)$$

El problema de UC se soluciona después de varias iteraciones entre los subproblemas hasta obtener el mejor precio horario. Del problema de UC principal se obtienen la energía horaria y el precio de los servicios complementarios, los cuales son utilizados en el segundo subproblema BESS, este es resuelto y envía la información del BESS al problema principal para la reprogramación de unidades. Como resultado, el BESS puede reducir los recortes de potencia eólica y también los costos del sistema, debido a que reduce la punta de la demanda, los costos de operación y del precio marginal, y según la ubicación del BESS, también puede reducir la congestión de transmisión e incrementar la eficiencia de la red para cargar y descargar la energía eólica.

En [18] se propone un enfoque de optimización robusto para adecuar la incertidumbre de la fuente variable con un sistema por bombeo (PHS). La salida de la fuente variable es considerada una carga negativa para determinar la carga neta del sistema eléctrico en un periodo de tiempo, la cual es definida como la diferencia de la carga y la salida de potencia de la fuente variable. Con base en la carga neta, la unidad PHS considera el peor escenario y el nivel de reserva de agua para operar. La unidad consume potencia cuando la carga neta es baja (carga) y genera cuando la carga neta es alta (descarga). De esta manera, la unidad PHS trabaja como un amortiguador de potencia para el sistema porque actúa como un sustituto de un generador térmico. El sistema PHS también provee reserva en giro al sistema bajo el estado de generación o descarga, lo cual refleja que el almacenamiento puede equilibrar la potencia entre la reducción de la punta de la demanda y el suministro de reserva en giro.

En [18] y [19] plantean una formulación del problema similar, no consideran los costos de operación del almacenamiento en la función objetivo porque son muy bajos. En cuanto a las restricciones del PHS, considera las restricciones generales de un sistema de almacenamiento: los requerimientos de reserva, restricción de balance energético, los límites superiores e inferiores de carga y descarga. No obstante, en [18] se plantean restricciones al comienzo y al final de la carga como un parámetro determinado, es decir, los niveles inicial y objetivo de la reserva de agua para el horizonte de la programación son fijos. También, plantean restricciones que aseguran que los PHS no carguen y descarguen simultáneamente en un periodo específico de tiempo (2.17) y (2.18), para ello se introduce la variable binaria de carga y descarga.

$$\overline{Pc_b} \leq M \cdot (1 - uc_{t,b}) \quad (2.17)$$

$$\overline{Pd_b} \leq M \cdot uc_{t,b} \quad (2.18)$$

En [19] se plantea una restricción referente al balance de agua del ciclo de PHS, determinante para el cálculo de la potencia de la planta. Para ello, determina el flujo de agua en la carga y descarga de la planta como la diferencia entre el volumen inicial y final del embalse. De esta manera, se calcula la salida de potencia de la planta en la restricción de balance energético como el producto del flujo de agua, la altura del embalse, la gravedad y la eficiencia, ya sea de bombeo o generación de la planta.

También plantea restricciones con respecto a la capacidad del reservorio en términos de estado inicial y final de potencia disponible en el horizonte de programación, dichos estados son variables restringidas por el límite mínimo y el límite máximo de carga (2.19). Por otra parte, se incluyen restricciones que relacionan las variables del estado inicial de carga y la potencia de

carga limitadas entre la potencia de descarga y la carga máxima (2.20); y el estado final de carga lo relaciona con el estado inicial más la potencia de carga y descarga del PHS (2.21).

$$\underline{E}_b \leq E_b^{beg} , E_b^{last} \leq \overline{E}_b \quad (2.19)$$

$$Pd_b \cdot \Delta t \leq E_{0,b} + \eta_b^c \cdot Pc_b \cdot \Delta t \leq \overline{E}_b \quad (2.20)$$

$$E_{NT,b} = E_{0,b} + \eta_b^c \cdot Pc_b \cdot \delta_t - Pd_b \cdot \delta_t \quad (2.21)$$

La solución del problema se divide en dos capas, una con el ajuste adaptativo del multiplicador Langrangiano para coordinar el PHS con el sistema eléctrico y otra con Algoritmo Genético para resolver todo el sistema. Las unidades de almacenamiento deben ser despachadas primero de acuerdo al perfil de carga y la demanda de reserva en giro, entonces la salida es pasada al sistema térmico y la optimización paralela es calculada. Los resultados demuestran que el sistema PHS aporta energía en las horas punta y también reserva en giro al sistema en los estados de carga y descarga, por lo cual en parte se evita utilizar las otras fuentes de generación, reduciendo así las emisiones de gases invernaderos y los costos de operación del sistema.

H. Daneshi y otros miembros [20–23] plantean en sus estudios la formulación del problema de UC con énfasis en las fuentes eólicas y los sistemas CAES. El CAES es utilizado para mitigar la variabilidad de las fuentes eólicas y proveer reserva al sistema. En la función objetivo plantea dos términos a minimizar, el primero referente a los costos de operación térmicos y el segundo término representa los costos de operación del CAES. La restricción de balance energético de potencia incluye las unidades térmicas, las unidades eólicas y las unidades CAES; en esta representa el modo de compresión o carga y generación o descarga. Los requerimientos de reserva en giro y operativa incluyen las reservas respectivas a las unidades térmicas y las unidades CAES.

En [23] el costo de generación del CAES considera el precio del gas y la cantidad de potencia generada en horas punta. Por lo cual, la potencia de salida del CAES es representada por una relación lineal entre el volumen del aire liberado desde el almacenamiento y la cantidad de potencia producida por el CAES. La potencia de carga y descarga son limitadas (2.18 y 2.19) en un máximo y mínimo y la restricción es activada según el modo de operación del CAES. La capacidad de la caverna para la compresión de aire en un periodo de programación está dada por el anterior estado de energía y la potencia de carga y descarga (2.6).

Se proponen restricciones para determinar la respuesta y la cantidad de energía otorgada para el servicio de energía y para los servicios complementarios, debido a que puede proveer ambos servicios por su respuesta rápida. Las restricciones incluyen restricciones para que las unidades CAES puedan suministrar reserva en giro en el modo de carga siendo tratada como una carga interrumpida y toda la reserva en modo de descarga, y por último, las restricciones necesarias para proveer regulación al sistema en los dos modos de operación.

Para resolver el problema formulado, se descomponen dos problemas coordinados con la técnica de descomposición de Benders, que incluyen un problema master para la optimización de UC y en sub-problemas de factibilidad y seguridad de la red. En [20–22] el problema es resuelto por programación entero mixta e incluye un gran número de variables enteras y continuas. Para

resolver el MIP se relajan algunas restricciones de acoplamiento y se descompone en varios sub-problemas. Los trabajos concluyen que la planta CAES impacta fuertemente en la reducción de la punta de la demanda, los costos del sistema operativo y además aumenta la confiabilidad y la calidad de potencia; sin embargo, recalca que estos beneficios se relacionan directamente con el tamaño y la ubicación del CAES.

2.2.3 Sistemas de almacenamiento a pequeña escala

He y Tan en [24] hacen referencia a un sistema con fuentes eólicas y un dispositivo SMES, el cual es utilizado para aportar reserva para la regulación de frecuencia debido a su respuesta rápida, tanto para la carga y descarga. El estudio comprende restricciones tradicionales de un sistema con una fuente eólica, incluyendo el límite de máxima capacidad para la carga y descarga del SMES, sin embargo en esta formulación la descarga del SMES puede ser costosa cuando la salida de potencia eólica sea muy alta.

También plantea restricciones alternativas que incluyan mayores requerimientos de reserva para compensar la variación del viento en cada escenario. La restricción de balance energético además de la generación térmica y la salida de la potencia eólica, incluye la salida potencia del SMES. Las demás restricciones de las unidades de generación consideran las unidades que son y no son despachadas por el aporte de reserva para regulación de frecuencia del SMES. El SMES es limitado en la salida de potencia para aportar reserva para la regulación de subida y de bajada (2.22), y es limitado en la capacidad de almacenamiento, teniendo en cuenta el estado de carga inicial y la salida de potencia en cada periodo (2.23).

$$-r_{t,b}^{UP} \leq P_{t,b} \leq r_{t,b}^{DN} \quad (2.22)$$

$$\underline{E}_b < E_{0,b} + \sum_{t=1}^{NT} P_{t,b} < \overline{E}_b \quad (2.23)$$

El problema es resuelto por un método combinado, la técnica BB (Branch/Bound) que adecua las variables binarias y el algoritmo PSO que resuelve el problema no lineal en cada iteración. Según el resultado del estudio, los dispositivos SMES son una opción económica para proveer reserva mientras se mantenga la confiabilidad del sistema y también son una opción para poder compensar las variaciones de las fuentes variables.

En las microrredes con fuentes ERNC frecuentemente utilizan las baterías como sistema de almacenamiento debido a la facilidad de ubicación. La batería realiza el manejo energético en la microrred, principalmente para aprovechar y mitigar la variabilidad de las fuentes ERNC. El almacenamiento en la batería se realiza cuando la potencia de las fuentes variables excede la demanda y la descarga es realizada cuando la potencia del sistema no es suficiente para suministrar la carga.

Shahidehpour y Logenthiran en [25–27] modelan la batería con variables enteras y continuas, definiendo principalmente el límite máximo de potencia y los límites de capacidad. Los límites de capacidad son usualmente medidos por el estado de carga o SOC, representado

por $E_b(t)$, el cual puede ser obtenido con monitoreo de la potencia de carga y descarga (2.24). El SOC previene la sobrecarga o sub-descarga de la batería.

$$E_b(t) = E_b(t - 1) + \left[\frac{\Delta t \cdot \eta_b^c}{V_b(t)} P_b(t) \right] \quad (2.24)$$

El estado de carga en un determinado intervalo de tiempo, está definido por el estado de carga anterior y la cantidad de carga y descarga, que como se señaló anteriormente, son dados por la potencia, ya sea positiva en la carga o negativa en la descarga. Además considera, la eficiencia y la tensión en bornes de la batería, lo cual es requerido para determinar el punto de operación del sistema.

En [26] asume la salida del sistema de baterías como una potencia agregada aproximada a una función lineal, solo si la tensión no cambia en función del estado de carga. Las baterías podrían ser conectadas en serie para aumentar el nivel de tensión o en paralelo para incrementar el nivel de corriente del sistema de baterías. La potencia agregada del sistema de baterías es la suma de las salidas individuales, por lo cual se establecen unas características operacionales. Si la tensión de la batería es constante durante un horizonte de programación, la potencia de carga y descarga se aproxima a una función lineal de la corriente de carga y descarga; para ello, se modela una función cuadrática de la corriente de carga y descarga y los límites de corriente respectivos.

En [27] comparan distintos algoritmos de solución, pero cuando se incluyen las fuentes renovables y la batería, el efecto de los diferentes algoritmos es pequeño porque la demanda que deben suministrar las unidades térmicas es menor y pocas unidades encendidas son suficientes para satisfacer la demanda. En [26] el algoritmo es una técnica de relajación Lagrangeana, dividiendo la optimización en dos subproblemas y realizando iteraciones entre ellos hasta mejorar la señal de precio y los resultados finales sean adecuados.

Como resultado general, las fuentes ERNC y las baterías en las microrredes disminuyen los costos de operación debido a que pueden mitigar la congestión reduciendo la punta de la demanda y apagando las unidades térmicas más caras. No obstante, los beneficios de la utilización de las fuentes ERNC y de la batería dependen del tamaño del sistema y de la estrategia de utilización.

Los estudios acerca de la introducción de la tecnología V2G en el problema de *UC* son muy recientes. Los V2G son utilizados para manejo energético, aporte de reservas y en sistemas con fuentes variables. El objetivo es reducir la dependencia de las unidades más caras del sistema. En [28–30] se aborda el tema desde un punto de vista muy amplio, haciendo un puente entre el problema de *UC* y los V2G. En la función objetivo consideran el costo de operación de las unidades de V2G y las restricciones asociadas, como la restricción de balance energético de las unidades V2G, los requerimientos de reserva de las unidades del sistema y de las unidades V2G, los límites de generación y las restricciones asociadas a V2G, entre ellas:

- El estado de carga, la cual debe estar en un nivel predeterminado.
- El límite máximo de unidades V2G que tienen espacio en el lote de estacionamiento.

- La frecuencia diaria de carga y descarga, la cual varía dependiendo de la vida útil y tipo de batería.
- La eficiencia de los circuitos de carga y de los inversores.

En [28] considera una restricción adicional con respecto al tiempo requerido para la carga y descarga, la cual depende directamente de las características del sistema. También, [28], [29] consideran una restricción referente al consumo de potencia diario del número de vehículos, definida como la restricción de disponibilidad de los vehículos, la cual es agregada debido a que no todos los vehículos pueden ser cargados y descargados al mismo tiempo porque afecta directamente la confiabilidad de operación y de control. Por ello, el número de vehículos conectados al tiempo debe ser restringido.

En la literatura existente el problema es resuelto por diversos métodos de optimización, pero en común utilizan el PSO (en inglés Particle Swarm Optimization), el cual reduce la dimensión del problema y lo resuelve eficientemente. En [30] obtienen costos de operación reducidos, aunque incrementa el perfil de reserva y confiabilidad, el número de vehículos conectados es mayor a las unidades más caras del sistema. A diferencia, en [28] el resultado es el aumento de los costos de operación porque consideran restricciones de confiabilidad. A medida que los límites de confiabilidad disminuyen, el número de vehículos aumentan y los costos de operación aumentan porque son despachadas las unidades caras que cumplen las restricciones de confiabilidad. En [29] los costos de operación aumentan debido a que es considerada la eficiencia de conversión en la carga y descarga y por lo tanto, los vehículos consumen energía extra.

Tecnologías de Sistemas Acumuladores de Energía

En el presente capítulo se abordan las generalidades y características del BESS y de cada tecnología. Las tecnologías consideradas son las de litio, plomo ácido, flujo redox, sulfuro de sodio y níquel cadmio. También se especifican los tipos y variedades existentes de cada tecnología, de las cuales se seleccionan las más representativas en el mercado para continuar en el subcapítulo 3.3 con la explicación de las características y restricciones técnicas de cada una.

3.1 Características generales del BESS

Los BESS almacenan energía electroquímica en un conjunto de celdas conectadas en serie o paralelo o ambos para obtener la tensión y capacidad deseada. Cada celda consiste en dos electrodos y un electrolito, los iones fluyen a través del electrolito de un electrodo a otro. Están clasificados según la capacidad de potencia y energía [31]. Además, tiene otras características importantes como la temperatura de operación, tensión nominal, autodescarga, vida útil, densidad de energía, eficiencia y la profundidad de descarga (DOD).

El BESS comprende además de las baterías, el Sistema de Conversión de Potencia o (siglas en inglés, PCS), Sistema de Monitoreo de Batería (siglas en inglés, BMS) y el monitor; estos equipos son importantes para el BESS porque son la interfaz de la batería a la carga y regulan la salida de la batería, la tasa de carga, etc. El sistema en general es diseñado para muchas aplicaciones, esta multifunción hace que la tecnología sea más económica y tenga un costo efectivo.

El BESS se conecta a la red por un interruptor de media tensión y un transformador que reduce la tensión al nivel adecuado para el autoconmutador PCS. El PCS es una parte importante del BESS porque proporciona la capacidad de regular la tensión, independiente de la potencia activa de carga y descarga, lo cual es importante para mejorar la estabilidad y calidad de tensión [32]. El PCS incluye un inversor bidireccional, es decir cuatro cuadrantes de conversión de potencia, entre sistemas de corriente directa y alterna. Durante la carga, el convertidor funciona en modo de rectificación y durante la descarga, funciona en modo inversor. Además, está provisto de un completo sistema de protección, con protección de corriente, detección de secuencia de fase, protección de baja tensión, protección contra sobretensiones, protección térmica, etc.; también coopera con el BMS para evitar las fallas extremas de las baterías.

El sistema de control asociado proporciona una interfaz a un sistema SCADA y coordina la operación del BESS. Constantemente se desarrollan mejoras y muchos diseños para el control, algunos diseños de aplicación directa con el objetivo de mejorar la confiabilidad y operación del sistema de potencia, y otros con aplicaciones indirectas para mejorar el rendimiento y las capacidades de los dispositivos de sistemas de transmisión flexibles (*FACTS*) [33].

El BMS monitorea directamente la salud y estado de la batería, para ello incluye la medición de la tensión y corriente, temperatura, SOC y del mismo control básico. Para cada tecnología de acumulador hay un tipo de BMS, por ejemplo, para el acumulador de flujo mide el caudal y el pH del electrolito, mientras que para el de ion litio mide la tensión para evitar la sobrecarga o sub-descarga.

El monitor es diseñado para reflejar el estado del BESS. Sus funciones principales son el monitoreo de comunicación, control general, visualización de información y registro.

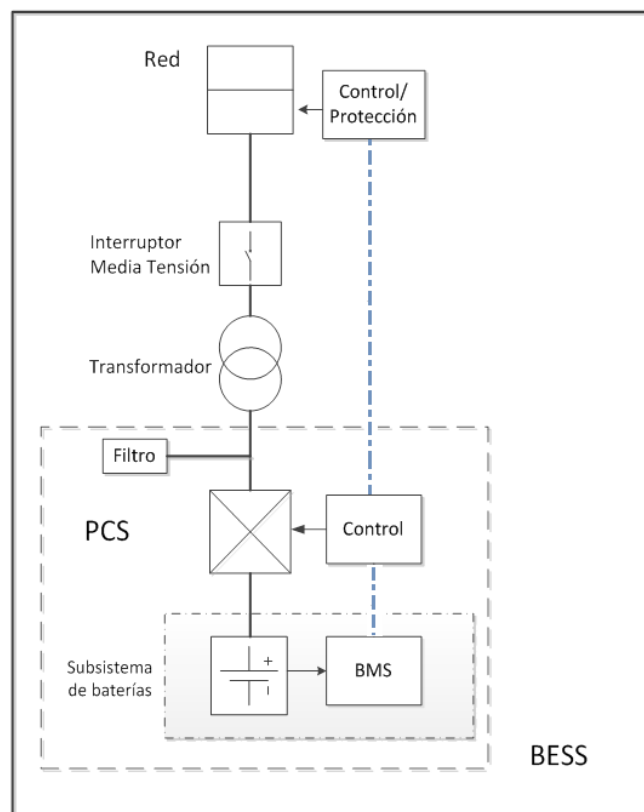


Figura 1. Componentes del BESS

3.2 Generalidades de Sistemas Acumuladores de Energía

3.2.1 Acumulador de litio

El litio es el más ligero de los metales, tiene gran potencial electroquímico y alta energía específica por peso. Específicamente, la celda de ion de litio está compuesta de celdas que emplean compuestos de intercalación de litio como los materiales positivos y negativos. Al realizar un ciclo, los iones de litio se intercambian entre el electrodo positivo (cátodo) y negativo (ánodo). El material del cátodo varía según el tipo de tecnología de litio y se encuentra recubierto de una lámina de aluminio. El material del ánodo es típicamente grafito, el cual se reviste sobre una lámina de cobre. El electrolito conductor iónicamente es generalmente de tipo líquido y está hecho de una solución de sales de litio en disolventes. El separador aislante está hecho con capas compuestas de polietileno y polipropileno, que se coloca entre el ánodo y el cátodo para evitar un cortocircuito.

En el proceso de carga y descarga, los iones de litio se insertan o se extraen desde el espacio intersticial entre las capas de los materiales activos. Durante la carga, los iones de litio fluyen del electrodo positivo al negativo, a través del electrolito y los electrones fluyen en la dirección opuesta, a través del circuito externo. El flujo de iones se detiene cuando el acumulador está cargado completamente. Durante la descarga, los iones fluyen hacia atrás, desde el electrodo negativo al positivo y los electrones fluyen de forma opuesta [34]. El proceso de carga y descarga del almacenamiento de litio se resume en cuatro pasos, como se muestra en la Figura 2 [35].

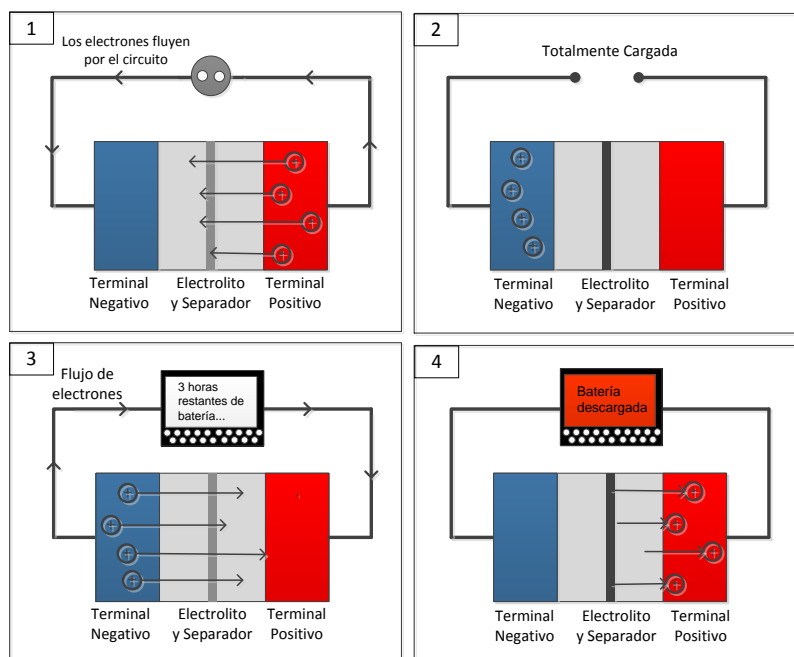


Figura 2. Ciclo de carga/descarga del acumulador de ion litio

Los fabricantes están constantemente mejorando la química de la tecnología de litio, obteniendo nuevas y mejoradas combinaciones químicas. La diferencia entre cada tecnología de litio es principalmente el material del cátodo, el cual puede ser dióxido de cobalto de litio, óxido

de manganeso de litio (conocido como “spinel” o manganato de litio), litio níquel manganeso cobalto (NMC) y litio óxido de níquel cobalto aluminio (NCA). Las tecnologías de litio ferrofosfato (LiFePO_4) y litio polímero son incluidas como variantes de las tecnologías de iones de litio, ya que recientemente incluyen este material no metálico para evitar las inestabilidades del metal de litio.

Debido a que la tecnología de litio puede tener una variedad de materiales de cátodo y ánodo, la densidad de energía y tensión variará en consecuencia. Pero en general, estas cuentan con alta capacidad, buenas características de carga y una curva de descarga constante que ofrece una efectiva utilización de la potencia almacenada a una tensión deseada. Otras ventajas son [35]:

- Alta energía específica y densidad de energía.
- Maneja cientos de ciclos de carga y descarga.
- Capacidad de carga rápida.
- Capacidad de alta tasa y potencia de descarga.
- Relativamente baja autodescarga.
- Amplio rango de temperatura de operación, lo que permite su uso en una amplia variedad de aplicaciones.
- No tienen efecto memoria.
- Alta eficiencia energética.
- Bajo mantenimiento.
- Son livianas.

En general, las desventajas de la tecnología de ion litio son:

- Requiere un circuito de protección, el cual limita la tensión y la corriente.
- Sujeta a envejecimiento, incluso si no está en uso.
- Se degradan mucho más rápido si se expone al calor, debido a que son extremadamente sensibles a las altas temperaturas.
- Moderada corriente de descarga.
- Se arruinan si están completamente descargadas.
- El costo de la tecnología es relativamente alto.
- Existe un riesgo pequeño, si no está fabricada apropiadamente porque puede ser inflamable.

3.2.2 Acumulador de plomo ácido

En teoría, la tecnología de plomo ácido produce energía a través de reacciones electroquímicas del dióxido de plomo y del plomo con el ácido sulfúrico. El material activo del electrodo positivo es el óxido de plomo y del electrodo negativo, es plomo metálico, una estructura altamente porosa para facilitar la formación y disolución del plomo. Los electrodos están sumergidos en una solución electrolítica de ácido sulfúrico y de agua. Para que los electrodos no entren en contacto por movimientos físicos, existe un aislamiento eléctrico con una membrana química permeable, la cual evita cortocircuitos a través del electrolito.

El almacenamiento de energía se realiza a través de reacciones químicas reversibles. La descarga causa la formación de cristales de sulfato de plomo en los terminales positivo y negativo; utiliza sulfato del electrolito de ácido sulfúrico y como resultado, el electrolito está menos concentrado. La descarga total causa que ambos electrodos estén cubiertos con sulfato de plomo y agua, en lugar de ácido sulfúrico. La reacción de carga en el electrodo negativo convierte el sulfato de plomo en plomo y en el terminal positivo, convierte el plomo en óxido de plomo. La conversión de sulfato de plomo es la reacción dominante, sin embargo, también la corriente de carga electróliza el agua desde el electrolito y se producen gases de hidrógeno y oxígeno, en un proceso conocido como la "gasificación" [36].

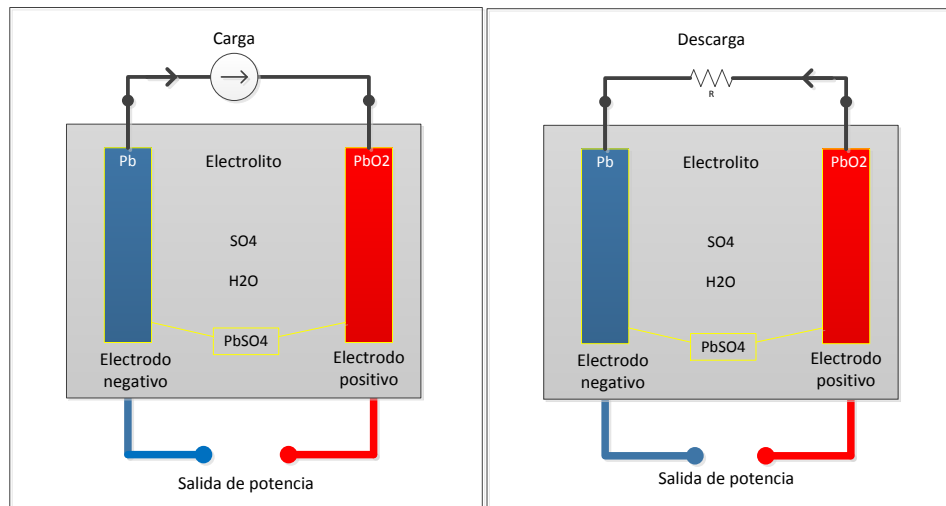


Figura 3. Ciclo de carga/descarga del acumulador de plomo ácido

Las tecnologías de plomo ácido se basan en la misma reacción química y pueden variar en términos de costos, método de fabricación y funcionamiento. Existen dos categorías principales, las de flujo y las valvo-reguladas. Las de Ventilación o Flujo o VLA (en inglés Vented Lead Acid) es la tecnología tradicional de plomo ácido, los electrodos están inmersos en reservorios de electrolito líquido. Se utiliza para automóviles y muchas aplicaciones industriales. La Sellada o Valvo-regulada de Plomo Ácido o VRLA (en inglés Vented Regulated Lead Acid) han tenido un éxito limitado en aplicaciones industriales con respecto a las convencionales VLA, debido a su vida útil más corta y la intolerancia al abuso. La celda VRLA es mucho más sensible a las variaciones de temperatura, es mucho menos tolerante a la sobrecarga o sub-descarga y requiere carga flotante en un rango de tensión muy estrecho.

La gran ventaja de la tecnología de plomo ácido en muchas aplicaciones es el precio bajo, la fácil fabricación en base a lugar geográfico, el buen funcionamiento y las buenas características de vida útil. Otras ventajas son [37],[38]:

- Disponibilidad en grandes cantidades, en variedad de tamaños y diseños.
- Confiabilidad por 140 años de desarrollo.
- Robusta, tolerante al abuso.
- Tolerante a la sobrecarga.
- Baja impedancia interna.
- Entrega corrientes muy altas.

- Calendario de vida indefinido, si es almacenada sin electrolito.
- Funcionamiento moderado a altas y bajas temperaturas.
- Se puede dejar en carga flotante por periodos prolongados.
- Fácil indicación del SOC.
- Buena retención de carga para aplicaciones con carga intermitente.
- Disponibilidad de diseños que no requieren mantenimiento.
- Los componentes de la celda son fácilmente reciclados.

Entre las desventajas se encuentran:

- Densidad de energía limitada.
- El almacenamiento a largo plazo en condición de descarga puede llevar a la irreversible polarización de los electrodos (sulfatación)
- La producción de hidrogeno en algunos diseños puede causar la explosión.
- El estirbeno y arsina en diseños con aleaciones de antimonio y arsénico puede ser un peligro para la salud.
- La fuga térmica en malos diseños o equipos de carga.
- Muy pesadas y voluminosas.
- Peligro de sobrecalentamiento durante la carga.
- No es adecuada la carga rápida

3.2.3 Acumulador de flujo

Las tecnologías de flujo modernas constan de dos sistemas de electrolitos, en la cual dos electrolitos actúan como portadores de energía líquidos y son bombeados a través de dos semi-celdas separadas por una membrana de la reacción de la celda [37].

Las tecnologías de flujo tienen los reactivos y productos químicos activos almacenados externamente a los dispositivos de conversión de potencia. Los sistemas en los cuales los materiales activos están disueltos en un electrolito líquido son llamadas baterías de flujo redox. Otros tipos tienen una especie de gas (hidrógeno, cloro) y líquido (bromo). Además, están las tecnologías redox de Vanadio, Vanadio-Polihaluro, Bromo-Polisulfuro, Ferro-Cloro y las de flujo híbrido, en las cuales uno o más componentes activos son almacenados internamente, como las de Zinc-Cloro y las de Zinc-Bromo. Estas últimas, tienen densidad de energía limitada por la cantidad de materiales activos que pueden ser almacenados. Algunos tipos han sido explorados extensivamente, como las de Polisulfuro-Bromo, Zinc-Bromo y Vanadio-Redox.

La tecnología de Bromuro de Zinc o ZBB ha experimentado un desarrollo importante, en general, esta tecnología está lista para la etapa de producción de algunas aplicaciones de potencia. Esta tecnología contiene dos materiales activos en la solución del electrolito: el zinc es sólido cuando carga pero se disuelve cuando es descargada, mientras que el bromo esta disuelto en el electrolito acuoso.

La tecnología Flujo Redox o RFB es un sistema electroquímico donde la oxidación y la reducción implican especies iónicas en la solución y las reacciones toman lugar en electrodos

inertes; significa que los materiales activos sean almacenados externamente a la celda. Uno de los principales atributos de esta tecnología es que no hay transferencia física de materiales a través de la interface del electrolito, esto es importante para muchas aplicaciones, principalmente para aplicaciones estacionarias [39]. Se clasifican según el electrodo positivo y negativo, los cuales comprometen la forma de almacenamiento del sistema. Las tres variantes destacadas son las de Ferro/Cromo, Vanadio/Bromo (VRB) y de Vanadio.

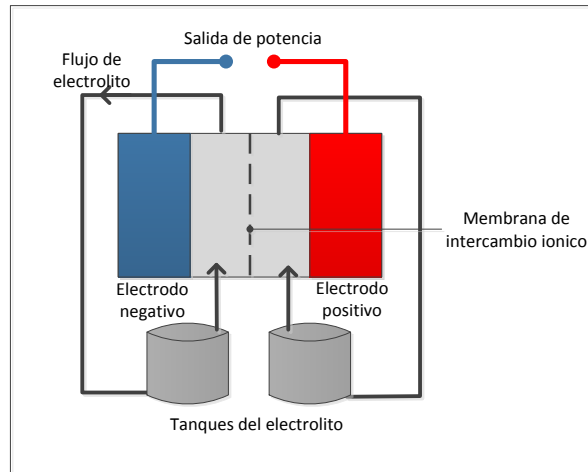


Figura 4. Estructura y ciclo de carga/descarga de la RFB

El gran aporte de la tecnología de flujo a la industria es que ha expandido la posibilidad de almacenamiento de energía electroquímica a gran escala; debido a que tiene atributos superiores a otras tecnologías: larga vida útil, manejo térmico activo y la independencia de la potencia y energía nominal. Además de otras ventajas [40]:

- Respuesta rápida, en el orden de milisegundos.
- Un manejo térmico activo es más factible. El electrolito también actúa como un refrigerante convirtiéndose en un sistema de enfriamiento activo para el dispositivo. Esto permite una vida útil más larga de los componentes electroquímicos.
- El arreglo bipolar de la celda es práctico porque el electrodo positivo de una celda forma el electrodo negativo de la siguiente celda, permitiendo la construcción de módulos de alta tensión con resistencia interna mínima.
- La eficiencia total (en corriente directa) es un poco más alta que en las tecnologías convencionales. En parte, porque son cargadas con bajos SOC y porque tienen mejor control térmico pueden ser cargadas tan rápidamente como son descargadas.
- Son menos susceptibles a condiciones de sobrecarga, sub-descarga y estado parcial de carga.
- Los electrolitos pueden ser manejados al nivel de sistema y no por celda como en las tecnologías convencionales.
- El costo de los materiales son relativamente bajos desde una perspectiva de \$/kW y \$/kWh, porque la independencia de la energía y potencia permiten una fácil escalabilidad.

Las desventajas de la tecnología de flujo son pocas:

- Las conexiones adicionales hace que las baterías de flujo sean más propensas a tener fugas, de modo que se debe considerar los problemas de seguridad y medioambientales relacionados con la contención del electrolito.
- El equipo auxiliar requerido, como bombas e intercambiadores de calor, requieren costo inicial adicional y también un costo por reemplazo.
- El equipo auxiliar para mantener el flujo requiere potencia adicional, reduciendo la eficiencia de energía del sistema.

3.2.4 Acumulador de sulfuro de sodio

En cuanto a la química de la tecnología de sulfuro de sodio, el electrodo positivo es de azufre (S), mientras que el material activo del electrodo negativo corresponde a sodio (Na). Durante la descarga, el sodio se oxida a través del cerámico de alumina-beta formando iones de sodio positivos, los cuales migran a través del cerámico que actúa como separador y como electrolito al mismo tiempo, se combina con el azufre y forma pentasulfuro de sodio (Na_2S_5). El pentasulfuro de sodio es inmisible con el azufre restante, formando así una mezcla líquida de dos fases. Después de toda la fase, el azufre libre es consumido, el Na_2S_5 progresivamente se convierte en polisulfuro de sodio monofásico con un contenido cada vez más alto de azufre ($\text{Na}_2\text{S}_{5-x}$). Durante la carga, estas reacciones químicas se invierten, por lo cual puede ser utilizada continuamente.

Las celdas de sulfuro de sodio tienen que estar herméticamente selladas por seguridad, también es mantenida a una temperatura de 300°C y opera bajo la condición que los materiales activos de los electrodos son líquidos y el electrolito es sólido. Esta tecnología presenta características internas óptimas y provee excelente funcionamiento si se mantiene la temperatura, para que los materiales reaccionen suavemente y la resistencia interna sea baja [41].

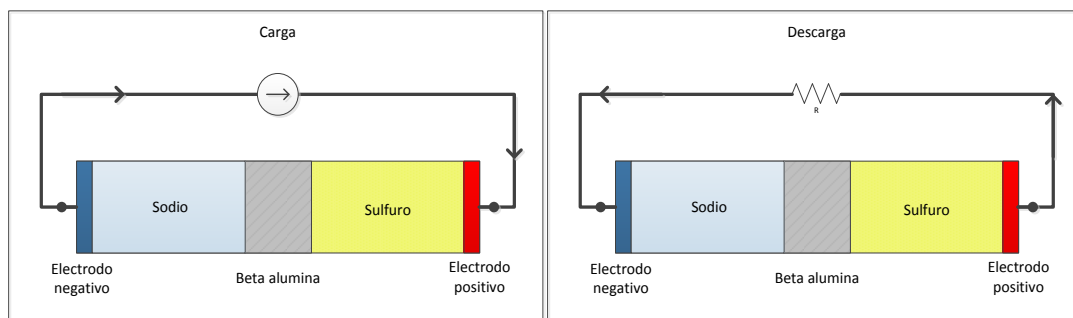


Figura 5. Ciclo de carga/descarga del acumulador de sulfuro de sodio

El electrodo negativo de sodio en el centro está rodeado por el tubo del electrolito sólido de alúmina, que a su vez está rodeado por el electrodo positivo de azufre. En la carga, el sodio líquido llena el depósito central y a medida que se descarga, el sodio líquido es canalizado a través de un espacio estrecho entre la superficie interna del electrolito sólido y el tubo de seguridad. Por el tubo de alumina beta y el diseño del electrodo de sulfuro se tiene una baja resistencia y alta eficiencia. La capa de protección y el diseño del electrodo de sulfuro garantizan

alta durabilidad. El diseño y las propiedades de la celda garantizan alta densidad de energía y el tubo de seguridad, la seguridad intrínseca.

En general, las ventajas de la tecnología son [42], [43]:

- Alta energía específica y densidad de energía.
- Fácil ubicación en exteriores e interiores, insensibilidad a las condiciones ambientales.
- Calendario de vida largo.
- Respuesta rápida, de carga total a descarga total en 1 milisegundo.
- Mantenimiento mínimo, operación y monitoreo remoto.
- Un diseño robusto con alta confiabilidad.
- Muy baja tasa de autodescarga.
- Alta eficiencia, sobre el 85% cuando no hay autodescarga.
- Bajo precio en masa porque hay material abundante para la producción.
- Versatilidad, amplio rango de aplicaciones, desde respuesta rápida para eventos de calidad de potencia y de horas, para nivelación de carga.
- No presenta efecto memoria.

Como desventajas se destacan la elevada temperatura de trabajo y el costo elevado.

3.2.5 Acumulador de níquel cadmio

Las tecnologías de níquel tienen características de funcionamiento similar, aunque su composición es diferente en cuanto al electrodo negativo. El electrodo positivo en general, es igual en todas las tecnologías de níquel. El electrodo positivo está compuesto de hidróxido de níquel (Ni(OH)_2) en forma de masa esponjosa, casi siempre, el electrolito es hidróxido de potasio acuoso ($\text{KOH(H}_2\text{O)}$) a una concentración entre 25% y 40% por peso. Además, hay una pequeña cantidad de hidróxido de litio ($\text{LiOH(H}_2\text{O)}$) para mejorar el funcionamiento del ciclo.

Una aproximación menos compleja de las reacciones que ocurren en el electrodo de níquel son: durante la carga, el hidróxido de níquel es convertido en oxi-hidróxido (NiOOH) y en la descarga, el oxi-hidróxido se combina con agua para producir hidróxido de níquel y también iones de hidróxido. En caso de sobrecarga, el electrodo de níquel produce oxígeno desde el agua. En las tecnologías de níquel ventiladas, el oxígeno es ventilado a la atmósfera, sin embargo, en otro tipo de tecnologías el oxígeno es retenido en la celda y migra al electrodo negativo, donde se recombina con el material activo del electrodo.

Como electrodo negativo, el más utilizado es el cadmio, pero también se encuentran el hierro, el hidrógeno, el metal hidruro y el zinc. El cadmio como electrodo negativo proporciona alta densidad de energía y capacidad de potencia, aunque es más costoso que los otros materiales utilizados y es tóxico.

El diseño y ciclos de carga de una celda de níquel-cadmio se muestra en la Figura 6.

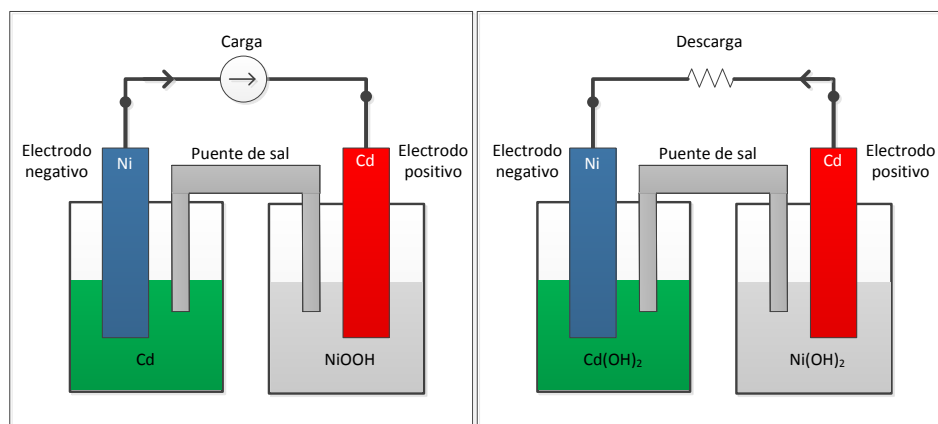


Figura 6. Ciclo de carga/descarga de la celda de Níquel-cadmio

Las ventajas que se destacan son su alta tolerancia al abuso, alta densidad de energía y requiere menos mantenimiento que las de plomo-ácido, lo cual disminuye su costo. Otras ventajas de la tecnología son [44],[45]:

- El proceso de carga es fuertemente endotérmico, se enfría durante la carga, lo cual hace posible la carga rápida, ya que el calentamiento y la reacción endotérmica se contrarrestan entre sí.
- Buen rendimiento de carga.
- Característica de descarga plana, pero cae rápidamente al final del ciclo.
- Tolera descargas profundas.
- Largo calendario de vida en almacenamiento. Las celdas selladas pueden estar almacenadas en estado de carga y descarga sin daño.
- Almacenamiento y transporte sencillo.
- Buen rendimiento a baja temperatura.
- Precio económico, en término de costos por ciclo.
- Disponible en una amplia gama de tamaños y opciones de operación.
- Baja resistencia interna.

Entre las desventajas:

- Energía específica relativamente baja en comparación con los sistemas más modernos.
- Necesita recargarse después del almacenamiento, alta autodescarga.
- El cadmio es un metal pesado, de costo elevado y su uso en productos de consumo es considerado obsoleto por razones medioambientales. Suelen ser constantemente monitoreadas y selladas, además se promueven esfuerzos por reciclarlas.
- Excepto en aplicaciones industriales, tienen efecto memoria.

3.3 Características de funcionamiento

Las características de funcionamiento de cada tecnología de acumulador varían debido a su composición química y fabricación. Las características relevantes para el presente trabajo son las que influyen en la programación de operación y pueden ser modeladas, por lo tanto, se hace énfasis en características como capacidad de almacenamiento, ciclo de carga y descarga, eficiencia, autodescarga y vida útil. También son especificados los modos de falla propios de algunas tecnologías y las medidas de operación y mantenimiento.

3.3.1 Características del acumulador de ion litio

Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía está definido por características particulares como la capacidad de energía, la energía específica y la densidad de energía. En cuanto a la capacidad de almacenamiento, los fabricantes la expresan en términos de Amperios-hora (Ah), según la tasa de descarga o *Tasa-C* (Figura 8).

La energía específica y densidad de energía de las celdas de ion litio son relativamente altas. Por lo tanto, gran cantidad de energía se puede almacenar en ella, debido a que los electrodos de las baterías son de litio ligero y carbono; además, el litio es un elemento altamente reactivo.

Características de carga

Los acumuladores de iones de litio requieren un régimen de carga controlado para cargar correctamente y evitar la sobrecarga durante el ciclo de carga. Se utiliza un corriente y tensión constante para cargar, y consta de dos etapas, el cual es conocido como ciclo de carga de CC/CV.

La primera etapa del ciclo de carga es una corriente de carga constante hasta que la tensión alcanza su valor máximo. La selección de la tasa de carga inicial permite conocer la carga máxima inicial y determinar la corriente para el grado de descarga deseado. Por ejemplo, para una celda cargada a 4.2 V es seleccionada una corriente 0.8C, es decir un 80% de la tensión total de carga [46]. En la segunda etapa, la carga continua a tensión constante hasta que la corriente de carga se reduce a 3% de la corriente nominal (casi cero). Al término de la carga, es recomendable realizar una carga completa para contrarrestar la autodescarga.

Actualmente, las celdas cargan completamente en 45 minutos o menos y algunas variedades de la tecnología pueden alcanzar el 90% en 10 minutos. En la Figura 7 se muestra la característica de carga de una celda de ion litio aplicando una corriente de carga de 0.5C hasta alcanzar 4.2 V [47].

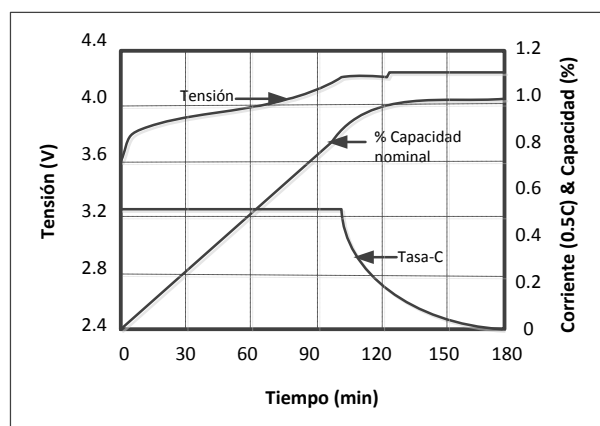


Figura 7. Característica de carga de celda de ion litio

En caso de sobrecarga, es decir si la tensión de carga aumenta más allá de la tensión recomendada, las corrientes excesivas generan los siguientes problemas [48]:

- **Blindaje de litio:** Es un depósito de litio metálico. Debido a las corrientes excesivas, los iones no se puede acomodar rápidamente entre las capas de intercalación del ánodo y se acumulan en la superficie del ánodo donde se depositan como litio metálico. La consecuencia es la reducción de los iones de litio libres, por lo tanto una pérdida de capacidad irreversible y el blindaje no es necesariamente homogéneo, pero si se forman dendritas puede resultar un cortocircuito entre los electrodos. El blindaje de litio también puede ser causado por el funcionamiento a bajas temperaturas.
- **Calentamiento excesivo:** Las corrientes excesivas causan el incremento del calor de Joule de la celda e incrementa la temperatura.

Sin embargo, la mayoría de los acumuladores contienen un circuito de protección para evitar la sobrecarga y sub-descarga. En el caso de la sobrecarga, el circuito limita la tensión de carga a un máximo, además contiene un sensor térmico que desconecta la carga si la temperatura alcanza cierto límite.

Características de descarga

La celda mantiene un perfil de tensión de descarga relativamente constante con una disminución pronunciada en el perfil cerca del final de la descarga, a un rango de corriente constante de descarga o *Tasa-C*. En la Figura 8 se muestra la característica de descarga a varias *Tasas-C* para un determinado ciclo de carga [49].

La celda también entrega pulsos de potencia mayores al nominal por algunos segundos, definidos como *pulsos de Tasa-C*.

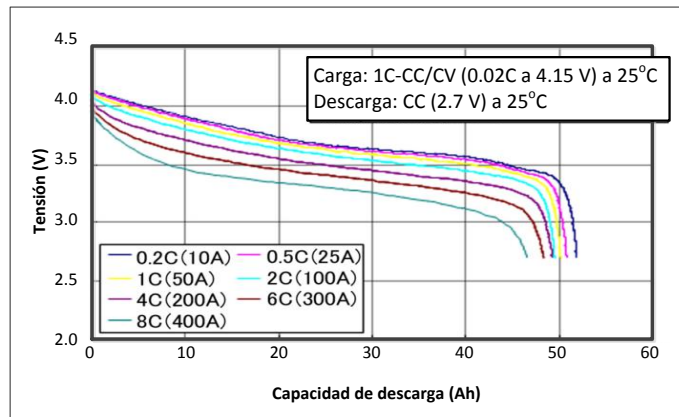


Figura 8. Característica de descarga de P140 de MHI

Debido a que la vida útil depende de la DOD, la tecnología de ion litio no es adecuada para el uso en aplicaciones de respaldo en las que la celda sea totalmente descargada. Por lo tanto, se debe evitar la condición de descarga completa, mantener la tensión de seguridad y los rangos de temperatura de operación.

Si se produce una sub-descarga o almacenamiento por periodos extendidos, es decir, la tensión de descarga cae por debajo de la tensión de corte, resulta en una ruptura progresiva de los materiales de los electrodos: En el ánodo, el colector de corriente del ánodo se disuelve en el electrolito, lo cual incrementa la autodescarga de la celda y en el caso más extremo puede causar el cortocircuito entre los electrodos. En el cátodo, manteniendo las celdas bajo la tensión de corte por un largo periodo, resulta en una ruptura del cátodo sobre muchos ciclos con la liberación de oxígeno y una permanente pérdida de capacidad [48].

Autodescarga

La autodescarga es relativamente baja, pero con el tiempo llega a cero debido a que las celdas de ion litio están sujetas al envejecimiento, incluso si no están en uso. Inicialmente hay una pérdida de capacidad irreversible porque la reacción del electrolito con los componentes activos de la celda ocurre rápidamente con el incremento de temperatura y tensión. Por esta razón, la celda debe estar almacenada a una determinada temperatura y carga, evitando la carga completa y temperaturas aproximadas a 60°C. Óptimamente debe estar almacenada con SOC entre 30% y 50% a 25°C o menos.

En condiciones normales de uso es recomendable realizar una carga completa para contrarrestar la autodescarga. Dependiendo de la tecnología, esta carga completa puede realizarse cada 20 días.

Vida útil

Los fabricantes definen la vida útil en función de la disminución de la capacidad, generalmente, cuando cae a 80%. La pérdida de capacidad aumenta con cada ciclo y también con factores como la tasa de descarga, la profundidad de descarga, el estado de carga y la temperatura [47], [50]:

- Tasa de descarga (Tasa-C): Una alta tasa influye en la disminución del número de ciclos y la capacidad, como resultado de los cambios estructurales en el material del cátodo durante el ciclo de carga, todo el litio que se mueve hacia el lado anódico no es todo lo que se crea de nuevo al lado del cátodo durante el ciclo de descarga. Aparte de esto, cuando el número de ciclos aumenta, también aumenta la impedancia, resultando en tensión reducida y una menor energía suministrada. En la Figura 9, se muestra la capacidad a dos tasas, la pérdida de capacidad es mayor para la tasa 1C [47].

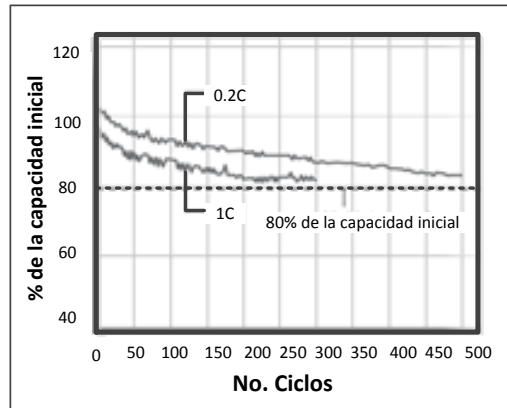


Figura 9. Vida útil de la celda de ion litio de GP

- Profundidad de descarga: tiene un efecto directo en el número de ciclos. Para la mayoría de aplicaciones, la vida útil es de 2 a 4 veces más larga cuando el régimen de descarga es a 80% de DOD.
- Almacenamiento: el almacenamiento es fundamental para reducir la tasa de autodescarga y por lo tanto, la vida útil. Las altas temperaturas y altos estados de carga aceleran el rango al cual se reduce la capacidad debido a los componentes de intercalación de litio y el deterioro de los materiales de los electrodos. Una celda típica que está a 25°C pierde aproximadamente el 20% de la capacidad por año. Sin embargo, si la celda es almacenada a un SOC entre 30% y 50%, la pérdida de capacidad es reducida entre 2% y 15%, para las respectivas temperaturas.

3.3.2 Modos de falla del acumulador de ion litio

La tecnología de ion litio presenta algunos problemas a nivel de grandes aplicaciones, el sobrecalentamiento es el que más afecta el funcionamiento. La utilización eficiente puede evitar que el sobrecalentamiento cause el mal funcionamiento y la falla del acumulador. Los principales problemas con respecto a la temperatura son el incremento en la probabilidad de fuga térmica, la pérdida de capacidad y el incremento indeseable de reacciones colaterales [51]:

Fuga Térmica

Ocurre cuando el acumulador genera más calor que el que puede disipar. Para evitar este problema, la temperatura debe mantenerse en un rango para un SOC específico. La fuga térmica puede ser causada por varias razones:

- Cuando la celda excede la temperatura crítica causa el incremento de calor irreversible producido por el cátodo, ánodo, electrolito y su interacción con la temperatura crítica.
- La excesiva temperatura ambiente puede calentar el electrolito e incrementar las reacciones químicas exotérmicas.
- La sobrecarga conduce a la acumulación de depósitos de litio o formación de blindaje de litio, como se explicó anteriormente. Si la carga continua, la dendrita crece hasta penetrar en el separador y crea un cortocircuito.

Pérdida de capacidad

La tecnología de ion litio presenta reducción de la capacidad después de repetidos ciclos y los factores descritos en la vida útil.

Las medidas de operación y mantenimiento con las que se obtiene un buen funcionamiento de las celdas y se maximiza su vida útil son:

- Requiere circuito de protección para mantener la tensión y la corriente dentro de los límites establecidos, evitando la sobrecarga y sub-descarga.
- En aplicaciones de alta corriente se presenta un fenómeno en la carga, el cual reduce la capacidad, por ello es necesario realizar el ciclo de carga CC/CV y una carga completa.
- Evitar altos niveles de descarga, bajas profundidades de descarga y elevadas temperaturas porque aceleran la pérdida de capacidad.
- El almacenamiento debe ser en un lugar fresco y con un SOC aproximado entre 30% a 50% para reducir la autodescarga y la pérdida de capacidad.
- La resistencia interna es alta comparada con otras tecnologías, incrementa con el número de ciclos y el tiempo, lo cual causa que la tensión en los terminales caiga y reduzca el límite de corriente máximo.

3.3.3 Características del acumulador de plomo ácido

Almacenamiento de energía

La capacidad de almacenamiento varía con la corriente de salida, por lo tanto, la capacidad nominal es calculada a temperatura ambiente, a un nivel de tensión de descarga y tiempo de duración de descarga requerido.

En cuanto a la energía específica y densidad de energía, son valores limitados con respecto a las otras tecnologías.

Característica de carga

En la primera parte del ciclo de carga, la conversión de sulfato de plomo es la reacción dominante. La tensión de la celda aumenta a medida que carga, cuando una tensión determinada

es alcanzada, comienza una reacción de electrólisis del agua, causando el desprendimiento de hidrógeno en el electrodo negativo y el desprendimiento de oxígeno en el positivo; este fenómeno se conoce como *gasificación*. En la tecnología VLA, el hidrógeno y el oxígeno se liberan en el medio ambiente; por ello se construye un puerto en cada celda para agregar y remplazar el agua perdida, lo cual agrega un componente de mantenimiento en el sistema. A diferencia de las VRLA, el oxígeno producido en el electrodo positivo migra hacia el electrodo negativo y se recombina con hidrógeno para volver al electrolito como agua. Además, la migración de oxígeno también reduce la cantidad de hidrógeno desprendido en el electrodo negativo y la pequeña cantidad que queda sale de la celda antes de que pueda recombinarse, ya sea a través de la abertura o paredes de la celda [52].

La carga de la celda de plomo ácido debe ser a un rango que no produzca excesiva gasificación, sobrecarga o altas temperaturas, por lo tanto, la carga se realiza bajo las siguientes condiciones de uso:

- La corriente de carga al comienzo de la carga puede ser cualquier valor que no produzca una tensión media, mayor que la tensión de gasificación.
- Durante la recarga y hasta que previamente se haya descargado 100%, la corriente debe ser controlada para mantener la tensión por debajo de la tensión de gasificación.
- Cuando es totalmente descargada bajo control de tensión, la carga nominal tenderá a caer a la carga nominal final, esta debe terminar a una corriente constante no mayor a este valor.

Hay un gran número de regímenes de carga, la selección del método apropiado depende del tipo y diseño de la celda, las condiciones de servicio, el tiempo disponible de carga y el número de celdas cargadas. El método convencional de carga es el de tensión constante, es similar al especificado en las tecnologías de ion litio, CC/CV.

Las celdas se deben mantener completamente cargadas, de modo que la concentración de sulfato de plomo sea tan pequeña como sea posible y evitar la sulfatación. Si están en modo *stand-by* se debe aplicar una adecuada carga flotante para cargar completamente la celda y también evitar la autodescarga para maximizar la vida útil.

La carga flotante se realiza a un bajo rango de potencial constante de carga, de modo que la concentración de sulfato de plomo sea tan pequeña como sea posible y evitar la sulfatación. La tensión flotante está presente aun después de que la celda no es totalmente cargada, un alto porcentaje de la tensión es utilizada en la sobrecarga con la corrosión de la rejilla y la gasificación, con la cual se da la pérdida de agua e incrementa el volumen. La tensión flotante debe permanecer dentro del rango determinado porque si es demasiado baja, la corriente de carga no será suficiente para evitar la autodescarga, dejando la celda sin carga total y vulnerable a la sulfatación, y si es demasiado alta, la generación térmica y la tasa de pérdida de agua serán inaceptablemente altas [30],[31].

En cuanto a la sobrecarga, la tecnología VRLA acepta carga extremadamente rápido debido a su baja resistencia interna reduciendo el material activo, la capacidad y por lo tanto, la vida útil. La sobrecarga puede darse por la continua carga de una celda después de llegar a 100% de la capacidad y es perjudicial para la VRLA por el diseño de sellado, debido a que seca el

electrolito por la liberación de oxígeno e hidrógeno, a través de la mitigación de la presión en la válvula [52].

Características de descarga

Al comienzo de la descarga se presenta un fenómeno conocido como *coup de fouet* (en inglés, crack of the whip). Es una caída de tensión muy breve antes de que la tensión se estabilice en el nivel más alto, no es necesariamente una señal de daño o degradación de la celda, aunque tiende a crecer con el envejecimiento y puede sobrepasar temporalmente la tensión de corte de la celda. La región de *coup de fouet* es dominada por dos parámetros, la tensión transitoria y la tensión constante, los cuales son influenciados por las condiciones de operación, tales como rango de descarga, temperatura ambiente, profundidad previa a la descarga, duración de la carga y tensión flotante. Es decir, la magnitud de *coup de fouet* es directamente proporcional a la capacidad de la celda [55].

La capacidad de las VRLA disminuye proporcional a la temperatura y el rango de descarga. Las tasas de descarga altas y temperaturas bajas pueden producir un rendimiento inferior de la tensión de descarga debido a la resistencia interna por unidad de capacidad. En contraste, las tasas bajas de descarga causan que las curvas de tensión sean relativamente planas.

La sub-descarga es perjudicial para la celda porque la descarga bajo la tensión de corte reduce el electrolito, lo cual deteriora la celda y puede producir un cortocircuito por sedimento en las VLA y cortocircuitos por dendritas en la VRLA. Aunque en caso de emergencia, las celdas pueden entregar más que su capacidad nominal [52]. Por lo tanto, se delimita una zona gris de tensión en la que la celda debe ser desconectada de la carga, la zona está en función de la velocidad de descarga y la tensión mínima a la que puede ser descargada sin efecto sobre la capacidad de recarga [37].

La celda de plomo ácido no debe permanecer sin carga completa, estado bajo de carga o en estado de descarga completa por un periodo largo de tiempo debido a que puede causar la sulfatación de las placas, la hidratación y cortocircuito por dendrita en las VRLA. Las celdas de VLA además, deben mantener ciclos frecuentes para evitar el cortocircuito por sedimento.

Eficiencia

La tecnología de plomo-ácido es relativamente eficiente debido a que la tensión de celda es alta, entre 75% y el 85%. Las ineficiencias son de tipo coulombica y termodinámicas. Las de Coulomb describen las ineficiencias en base a la carga, pocos amperios-hora son descargados. Las ineficiencias termodinámicas se reflejan en resistencia interna, la polarización y efectos de la temperatura. Estas ineficiencias se ven en la diferencia entre la tensión de carga y descarga; se calculan en base a la energía y surgen de una variedad de fuentes, incluyendo la resistencia interna, la polarización y efectos de la temperatura.

En general, el diseño tiene un rendimiento óptimo alrededor de la temperatura ambiente. Por lo tanto, a temperaturas altas, la resistencia interna del electrolito cae, aumenta la tensión de descarga, la tensión de gasificación disminuye y la tasa de autodescarga es mayor. Como

resultado, la eficiencia de carga es reducida y provoca un calentamiento adicional y la aceleración de pérdida de agua a gaseado y evaporación.

Autodescarga

La tecnología de plomo ácido tiene baja tasa de autodescarga y se produce de forma relativamente lenta. La descarga puede ocurrir entre dos partes del mismo electrodo, especialmente si el electrodo está parcialmente cargado o si hay otros elementos aparte del plomo dentro del electrodo; esto se conoce como acción local y es más común en el electrodo negativo, particularmente si está presente antimonio.

Para contrarrestar dicho efecto se realiza la carga flotante, si no se realiza la carga flotante, las características de carga cambian apreciablemente y la vida útil es impredecible porque la tasa de autodescarga no es lineal. La capacidad puede ser restaurada por la recarga, sin embargo, la primera carga en una celda con autodescarga tomará más tiempo de lo normal y la primera descarga no será a capacidad nominal, pero esta aumentará en los ciclos posteriores [52].

Vida útil

Los fabricantes garantizan la vida útil en función del número de ciclos y la pérdida de capacidad a una determinada profundidad de descarga o temperatura. En cuanto a calendario de vida, la tecnología VLA es aproximadamente entre 15 a 30 años y de las VRLA de 5 a 10 años. Sin embargo, la vida útil depende en gran medida del mantenimiento y algunos parámetros de operación, tales como [37]:

- Las altas tasas de descarga y las bajas temperaturas disminuyen el rendimiento de descarga, debido a la resistencia interna por unidad de capacidad, por lo tanto, la capacidad también disminuye provocando posiblemente una fuga térmica.
- La excesiva sobrecarga conduce a la corrosión de la rejilla positiva y la reducción del nivel del electrolito.
- Los ciclos con altos DOD aumentan la degradación por la corrosión en la rejilla. En contraste, los ciclos con bajos DOD evitan la aceleración de la disminución de la capacidad de potencia y la energía disponible para la descarga[56].
- El almacenamiento de las celdas en condiciones de humedad y descarga aumenta la sulfatación y reduce la capacidad.
- Incrementar el número de ciclos por año produce estratificación del electrolito y menor capacidad de potencia.

3.3.4 Modos de falla del acumulador de plomo ácido

Las condiciones operativas y de mantenimiento son esenciales para evitar o potenciar la degradación o falla de las celdas. Tanto las VLA y VRLA fallan debido a la sulfatación y la hidratación, efectos que se pueden solucionar a través de medios operativos.

Sulfatación

Es la formación de cristales grandes que se forman a través del tiempo, los cuales son más resistentes a los electrolitos y son menos reactivos durante la carga. Estos cristales ocupan más espacio en el electrodo y su crecimiento ejerce presión mecánica en el material circundante. El fenómeno comienza cuando por la descarga periódica, el sulfato de plomo precipita sobre las superficies de los electrodos en forma de pequeños cristales. Con el tiempo, los cristales aumentan su tamaño y conducen a una menor capacidad de la celda tanto en términos de energía y potencia, y en última instancia, puede conducir a la fisuración y el pandeo en el electrodo causando el daño irreversible de la celda [52].

Hidratación

Se produce después de que ocurre la sulfatación y la celda se mantiene en un estado bajo de carga durante largos periodos de tiempo. En estados muy bajos de carga, los componentes principales de la celda son altamente solubles en el electrolito haciendo que se disuelva parcialmente en hidratos de plomo; estos compuestos se depositan en varias partes de la celda, en particular en los poros de separación. Cuando la celda esta finalmente cargada, estos hidratos son convertidos de nuevo en plomo y forman un camino de cortocircuito dentro de la celda. Los resultados inmediatos son una corriente de carga significativamente mayor durante la operación de carga flotante y un mayor índice de autodescarga en circuito abierto. En casos graves, la condición de cortocircuito puede ser lo suficientemente fuerte como para hacer que la celda esté inservible.

Cortocircuito

En las VLA se presenta cortocircuito por sedimento, el cual consiste en la pérdida de material activo que se acumula en el centro de las rejillas tocando las placas positiva y negativa, y causa un cortocircuito severo. En las VRLA los cortocircuitos se presentan en mayor grado debido a la sensibilidad a bajas tensiones de corte, si la descarga es a muy baja tensión, la concentración de ácido baja hasta que el plomo se convierte en electrolito. Durante la recarga, el plomo disuelto se convertirá en metal de plomo, conocido como dendrita, si la dendrita crece a través del celda causará cortocircuito. Estos problemas se solucionan evitando descargas con bajas tensiones de corte y recargando inmediatamente después de la descarga.

Degradación

La capacidad se eleva al principio de la vida útil como resultado de la continua formación de material activo, así como la difusión lenta de electrolito en los poros más pequeños. Finalmente, los mismos procesos contribuyen a la reducción de la capacidad por la rápida corrosión.

Algunas formas de degradación se pueden evitar o retardar con algunos procedimientos de mantenimiento. Por ejemplo, la corrosión de la rejilla se incrementa a medida que aumenta la profundidad de descarga y la estratificación del electrolito se mitiga realizando una ecualización de carga [52].

A continuación son definidas algunas características de operación y mantenimiento:

- Mantener completamente cargadas las celdas para evitar la autodescarga y la sulfatación. En modo *stand-by* o almacenamiento se debe aplicar una adecuada carga flotante.
- Evitar excesivas sobrecargas porque conducen a bajos niveles del electrolito, reducción de la capacidad y por lo tanto, reducción de la vida útil.
- Evitar descargas con bajas tensiones de corte para evitar cortocircuito por sedimento en las VLA o por dendritas en las VRLA.
- No permanecer en estados bajos de carga por largo tiempo, para evitar la sulfatación de las placas y la hidratación.
- Ciclos de carga y descarga frecuentes de las VLA para evitar el cortocircuito por sedimento.
- Evitar altos DOD para evitar la corrosión en la rejilla.
- La carga rápida no es posible, pero el tiempo de carga puede reducirse usando el método de control gradual u otro método de carga (solo ciertas aplicaciones).

3.3.5 Características del acumulador de flujo-redox (VRB)

Almacenamiento de energía

La energía y la potencia nominal son independientes. La cantidad total de energía almacenada en el sistema está determinada por la concentración de especies de vanadio en cada electrolito y por el volumen de los reservorios. La potencia del sistema está determinada por el rango de la reacción de las especies de vanadio de cada electrodo. Los iones de vanadio son absorbidos por la superficie de los electrodos antes que ellos cambien sus estados de valencia, así que el rango de la reacción depende del área de la superficie de los electrodos. Por lo tanto, con grandes electrodos, los iones de vanadio reaccionan a un momento dado y a una gran potencia.

El tamaño y número de celdas del módulo y el PCS determinan la capacidad nominal en kW, y la concentración del electrolito y las dimensiones del tanque de almacenamiento determinan la cantidad de energía que puede ser almacenada.

La tecnología favorece aplicaciones que tienen un alto ratio kWh/kW, es decir, las aplicaciones que requieren varias horas de almacenamiento. La mayoría son capaces de descargar a una potencia máxima de diseño para un periodo de 4 a 10 horas [40].

Característica de carga y descarga

La capacidad de la potencia es determinada por la fuerza eléctrica producida por la celda a una corriente dada. Los reactivos fluyen a través de la celda continuamente y los electrolitos son mezclados, por lo cual la tensión puede ser asumida para seguir el estado de carga del electrolito. Es decir, la OCV varía con el estado de carga, aumenta o disminuye debido a la carga o descarga, respectivamente. Los valores típicos de la OCV para un SOC de 100% es 1.6 V, para un SOC de 50% es 1.4 V y para una descarga completa es 1,25 V; esta tensión cambia ligeramente dependiendo de la composición de electrolitos [57].

Como todas las tecnologías de flujo, la VRB puede ser cargada tan rápidamente como es descargada por su alta eficiencia de carga y descarga.

La sobrecarga de una celda de VRB es poco probable porque fluye el mismo electrolito a través de todas las celdas y están en el mismo estado de carga. Entonces, las tensiones de celdas individuales son igual al promedio de las tensiones, y el equilibrio de las celdas se mantiene automáticamente. Si las sobrecargas se producen pueden ocasionar la degradación de los electrodos, por lo tanto, la mayoría de los diseños incorporan controles que garanticen que no esté sobrecargada monitoreando el OCV en una celda de referencia.

También, es altamente tolerante a la sub-descarga porque los dos electrolitos son idénticos en el estado de descarga. Por lo tanto, es posible sub-descargar la celda hasta un punto en el que las polaridades de celdas se inviertan completamente, girando el electrolito negativo en el electrolito positivo y viceversa. En la práctica, la capacidad de realizar este cambio depende de la construcción y los componentes de la celda que no pueden ser optimizados para dicha operación.

Eficiencia

Existen varias ineficiencias asociadas con los procesos que surgen de las limitaciones termodinámicas, reacciones y la resistencia óhmica. Sin embargo, la eficiencia de las tecnologías VRB es relativamente alta sin los equipos auxiliares, varía entre 70% y 85% y como se mencionó anteriormente, este valor depende del SOC y el control térmico.

Autodescarga

En general, la autodescarga de las tecnologías de VRB se limita a la cantidad de electrolito presente en la celda durante los períodos de *stand-by*, los valores típicos se encuentran entre 2% a 3% del volumen del electrolito total. No hay autodescarga de los electrolitos almacenados en los tanques porque son estables en estado de carga. Dependiendo de la aplicación, es posible drenar los módulos y almacenar con carga por largos periodos sin autodescarga o cargas auxiliares.

Vida útil

La vida útil es afectada por la degradación de algunos componentes de la celda, entre ellos: las membranas, las cuales se desgastan gradualmente con el tiempo, la posible degradación oxidativa de los electrodos y las placas bipolares en el electrodo positivo puede ocurrir durante la sobrecarga, pero una cuidadosa gestión de operación de la celda debe reducir al mínimo esta posibilidad. También, pueden darse cambios de volumen, lo que lleva a la necesidad de un procedimiento para equilibrar electrolito.

En general, la vida útil es limitada por la resistencia interna, que tiende a aumentar con el tiempo y también depende de la aplicación, sin embargo, las celdas pueden ser reemplazadas fácilmente durante el mantenimiento y la potencia puede ser totalmente restaurada.

Generalmente, se espera que tenga una vida útil de 10 a 15 años con 1000 ciclos de carga/descarga por año. Las bombas duran por lo menos de 10 a 15 años, los tanques, tuberías,

elementos estructurales, electrónica de potencia, y los controles tienen una vida útil considerablemente más larga. Con la sustitución o renovación de los componentes, un sistema VRB puede operar durante más de 20 años.

Las medidas de operación y mantenimiento pueden garantizar un buen funcionamiento y maximizar la vida útil:

- La tecnología es adecuada para ciclos con altos DOD.
- Para garantizar la alta eficiencia de la tecnología, el SOC debe variar entre el 20% y 80% y realizar un adecuado control térmico.
- En períodos de almacenamiento, las celdas deben cargarse y drenar los módulos.
- Las VRB pueden ser cargadas reemplazando los tanques de electrolito.
- Las VRB pueden ser cargada y descargada simultáneamente.
- La sobrecarga en las VRB debe ser prevenida porque una posible degradación puede ocurrir en los electrodos durante la sobrecarga. Aunque la mayoría de los diseños incorporan controles para evitar la sobrecarga.
- El mantenimiento más común en las ZBB es el ciclo “stripping”, el cual se realiza una vez cada 5 ciclos, es decir una vez por semana en aplicaciones de manejo energético. La cual también puede ser automática con un control del sistema.

3.3.6 Características del acumulador de sulfuro de sodio

Las características de la tecnología de sulfuro de sodio son definidas por el diseño del fabricante NGK, el cual es utilizado en aplicaciones a gran escala para provisión de energía y calidad de potencia.

Almacenamiento de energía

La capacidad de almacenamiento es alta por las propiedades de las celdas de sulfuro de sodio y el diseño de las mismas que garantiza los altos rangos de energía específica y densidad de energía. La capacidad a gran escala se logra conectando muchos módulos, construyendo sistemas del orden de MW.

Característica de carga y descarga

La tecnología NGK tiene dos módulos de operación: el módulo NAS PS (*Peak Shaving*) es utilizado para descargas de larga duración con leves caídas de tensión y el módulo NAS PQ (*Power Quality*) para entregar pulsos de potencia con tensión de descarga bajo 0.9 V.

Para explicar la operación del módulo NAS PS son definidos los *perfiles PS*. Estos perfiles muestran una estrategia de gestión térmica que permite 100% de profundidad de descarga dentro del rango de temperatura de operación en un intervalo de tiempo mínimo. La potencia tiene un incremento gradual al comienzo del intervalo de descarga para minimizar los transitorios de la red hasta alcanzar la potencia máxima, la cual es constante por un tiempo y reduce gradualmente hasta el final.

En la Figura 10 se muestran los perfiles PS de tres series NGK [42]: dos módulos PS, G50 y E50 y el módulo PQ50. La potencia nominal de los módulos es 50 kW y la capacidad nominal de PQ50 y G50 es 360 kWh (curva azul) y de E50 es 430 kWh (curva amarilla). Alternativamente, el módulo G50 puede entregar 60 kW (120% la potencia nominal) por 3 horas, más el balance de energía almacenada a una razón de 25 kW (curva roja). La potencia máxima en los perfiles PS es alcanzada en 1 hora, los módulos PQ50 y G50 permanecen con una potencia constante por 7 horas y E50 por 5.6 horas, y cada perfil PS comienza a disminuir su potencia hasta llegar a cero en 2.2 horas.

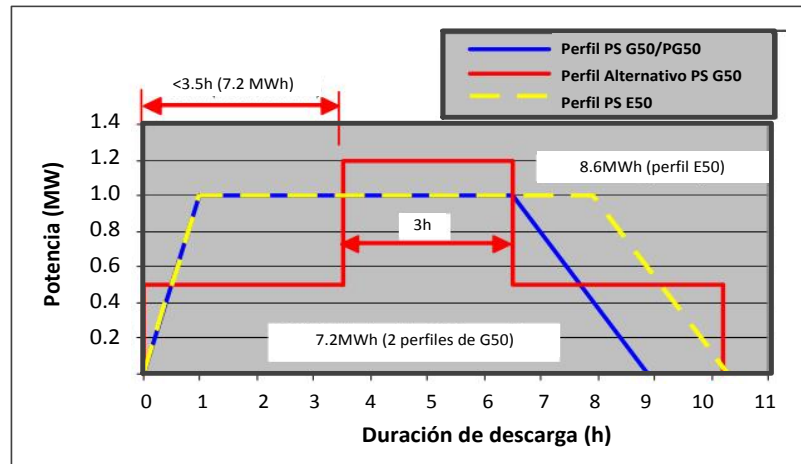


Figura 10. Perfiles PS de NAS NGK

Las aplicaciones de calidad de potencia requieren respuestas rápidas y potencias altas para la mitigación de perturbaciones eléctricas, para ello el módulo NAS PQ suministra pulsos de potencia por tiempos cortos, esta relación es definida como factor de pulsos [52].

En la Figura 11 se muestran los pulsos del módulo PQ50, el cual puede entregar pulsos de 1.5 a 5 veces la potencia nominal para duraciones de 30 segundos a 3 horas, respectivamente [52]. Los módulos E50 y G50 utilizados para manejo energético entregan pulsos menores a 2 veces la potencia nominal, lo cual reduce la energía almacenada a suministrar.

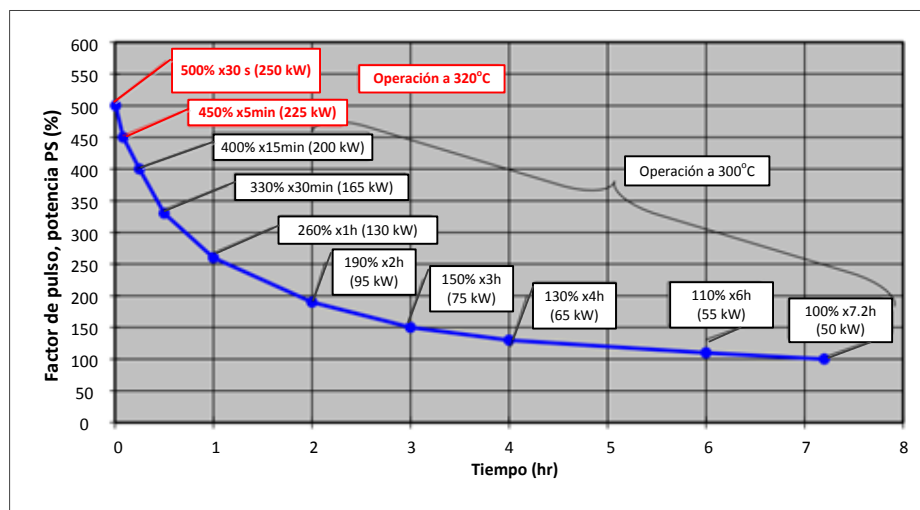


Figura 11. Factor de pulsos de PQ50 de NAS NGK

La tecnología NAS fue diseñada para soportar tanto las aplicaciones de PQ y PS al mismo tiempo, lo cual la distingue de otras tecnologías. El sistema de almacenamiento de energía es del tamaño para proteger la carga crítica con el factor de pulsos PQ y realizar manejo energético de la demanda con la potencia nominal PS. Por lo tanto, puede ser configurada para funcionar en diferentes regímenes operativos, cada uno proporciona diferentes combinaciones óptimas del módulo PQ y disponibilidad del módulo PS, con el fin de mantener la vida útil del módulo y la temperatura de la celda dentro del rango.

Existe un equilibrio entre la potencia y duración de la celda con respecto a la temperatura de operación. Es decir, mayores factores de pulso o duraciones más largas de protección requieren una menor resistencia y por lo tanto, menos temperatura. Por el contrario, mayores temperaturas de operación aceleran la corrosión y aumentan la resistencia reduciendo la vida útil. En la práctica, las temperaturas altas requieren un factor de pulso mayor, pero esto limita la energía disponible PS y reduce la vida útil [58].

En cuanto a la carga, el perfil alcanza la potencia máxima rápidamente cargando entre 5 a 10 horas. El tiempo de carga con un perfil PS es de 10 horas, pero si es utilizado en aplicaciones combinadas PQ y PS, el tiempo es determinado por el régimen operativo. Las características de carga y descarga dependen directamente del régimen operativo con el debido control térmico, por lo tanto, es permitido la carga, descarga completa y el cambio simultáneo de modo de operación.

La tecnología NGK define diez regímenes operativos clasificados en cuatro grupos según la duración del factor de pulso. El régimen operativo es seleccionado por el factor de pulso y duración del mismo, cada uno tiene sus características respectivas en cuanto a intervalo de pulsos, tiempo de carga, energía y número de ciclos PS respectivos. Los regímenes operativos definidos por NGK se muestran en la

Tabla 1 [58]:

Tabla 1. Regímenes operativos de la batería NAS de NGK

Régimen Operativo	Duración del pulso	Factor de pulso	Intervalo de pulso (h)	Energía PS (kWh) ²	Intervalo de recarga (h)	Número de ciclos PS ²	Coincidencia PQ&PS
1	30 segundos	5	1	0	NA	0	NA
2		4.3	2x/h	155	5	2500	Si
3		3	1	360	10	2500	Si
4		3	5x/h	155	5	5000	Si
5	5 minutos ¹	4.5	12	0	NA	0	NA
6		3.5	12	155	5	500	Si
7		3.5	12	360	10	500	No
8	6 minutos ¹	4	12	0	NA	0	NA
9		3.7	12	155	5	500	No
10	7 minutos ¹	2.6	12	0	5	0	NA

¹Más 30 segundos acumulados con prioridad de 1 hora.

²El diseño define el número de ciclos con DOD de 42% (155kWh) y 100%(360kWh)

Eficiencia y autodescarga

La eficiencia eléctrica es muy alta, sobre el 85% y la tasa de autodescarga es muy baja, casi cero. La magnitud de estas características se deben a la alúmina beta, el cual es un conductor sumamente pobre de electrones, sin embargo, las temperaturas altas influyen en la tasa de autodescarga debido a que el ambiente agresivo corroe el aislamiento y gradualmente se convierte en un conductor. Por consiguiente, la celda debe mantenerse dentro del rango de temperatura de operación.

Vida útil

Las características internas que dirigen el funcionamiento de la celda de sulfuro de sodio son la resistencia interna, la temperatura interna y la DOD. Las DOD altas tienen que ser evitadas en la operación porque disminuyen el número de ciclos, debido a que causan la formación de especies $\text{Na}_2\text{S}_{5-x}$ con una resistencia interna progresivamente mayor y una mayor corrosividad.

La resistencia interna consiste en dos componentes, la resistencia óhmica y la polarización. La temperatura también influye en la magnitud de estos componentes, la resistencia óhmica cae con el incremento de la temperatura y la resistencia de polarización es proporcional a la temperatura y también a la DOD, hasta cierto valor. Las causas del incremento de temperatura dependen de la aplicación, para descargas de largo plazo, la polarización alta causa la caída de tensión de descarga y para pulsos PQ, el efecto de polarización es despreciable y el de la resistencia óhmica es significativa [41].

Por otra parte, si se opera bajo los regímenes de operación, el diseño define el número de ciclos con DOD de 42% (155 kWh) y 100% (360 kWh) sobre la vida útil.

3.3.7 Características del acumulador de níquel cadmio

Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía está definido por características particulares como la capacidad, la energía específica y la densidad de energía. Los fabricantes expresan la capacidad de las celdas de níquel cadmio en Amperios-hora (Ah) según la *Tasa-C* de descarga.

La densidad de energía alta y energía específica son relativamente bajas en comparación con los sistemas más modernos.

Características de carga

La tecnología de níquel-cadmio tiene tiempos de carga rápidos sin dañar la celda. El proceso de carga es fuertemente endotérmico, la celda se enfría durante la carga lo que hace posible la carga rápida, ya que el calentamiento (I^2R) y la reacción endotérmica se contrarrestan entre sí. La carga puede hacerse aproximadamente entre 10 a 15 minutos y se debe evitar la carga

completa. La sobrecarga no es perjudicial, pero debe ser evitada porque produce el aumento de gases y la descomposición del agua (falla de barrera de gas).

La tecnología de níquel cadmio se puede cargar con el método de corriente constante, tensión constante o tensión constante modificada. El método de corriente constante es utilizado en sistemas ventilados para expulsar gases generados durante la carga. En el método de tensión constante, la corriente es limitada por la capacidad de carga del equipo. El método de carga de tensión constante modificado es frecuentemente recomendado para aplicaciones de vida útil larga en sistemas fotovoltaicos. En algunas aplicaciones como las de emergencia, estacionarias o aplicaciones donde la celda no tiene ciclos frecuentes es necesario mantener la celda en un alto estado de carga, con carga flotante y con una carga suplementaria a intervalos fijos o después de cada descarga para evitar las altas tasas de autodescarga.

En la Figura 12 se muestra un método típico de carga con corriente constante a 20 A por 100Ah, la tensión de la celda se eleva de 1.4V a la tensión de gasificación (1.45 Vpc), posteriormente, se eleva rápidamente a 1.68 V permaneciendo cerca de este valor durante la sobrecarga [59].

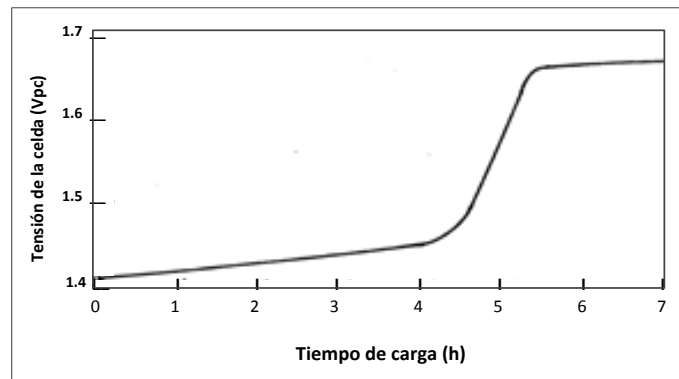


Figura 12. Carga con corriente constante, celda de NiCd de placa de bolsillo

El rango de temperatura de carga de la tecnología de níquel tiene un amplio rango. Sin embargo, la aceptación de carga y el tiempo de carga son considerablemente influenciados por la temperatura de carga. Las temperaturas bajas producen que el tiempo de carga incremente y la aceptación de carga sea menor, y las temperaturas extremas producen la disminución de la eficiencia de carga [59].

Característica de descarga

La ventaja significativa de la tecnología de níquel-cadmio es que puede ser totalmente descargada sin ningún inconveniente en términos de vida o recarga. Además, las sub-descargas no son perjudiciales, pero deben ser evitadas o recargadas nuevamente para compensar la misma.

El perfil de tensión de descarga a bajas Tasas-C es plano y a Tasas-C altas es más inclinado, como se observa en la Figura 13. En general, el perfil de tensión de descarga disminuye al comienzo de la descarga hasta que alcanza un perfil plano y al final, la tensión cae rápidamente a medida que el material activo se agota.

En la tecnología de placa de bolsillo, mayor área de superficie de placa significa mayores tensiones de celda y mayor capacidad a bajas temperaturas. La celda puede operar en temperaturas tan bajas como -20°C con el electrolito estándar y a temperaturas altas por periodos cortos, pero si es extendido, la temperatura es limitada (entre 45°C y 50°C) [37].

La capacidad y la tensión de descarga presentan una reducción mínima debido a las altas corrientes de descarga y en menor medida por la Tasa-C. Por ejemplo, a una tasa 5C, la tecnología de placa bonderizada entrega el 80% de la capacidad nominal, y la de placa de bolsillo entrega el 60% y la tensión cae de 1.3 V a 1.1 V, como se muestra en la Figura 13. La capacidad y tensión de descarga de las tecnologías con placas sinterizadas, selladas y ventiladas puede ser temporalmente más baja debido al efecto memoria [59].

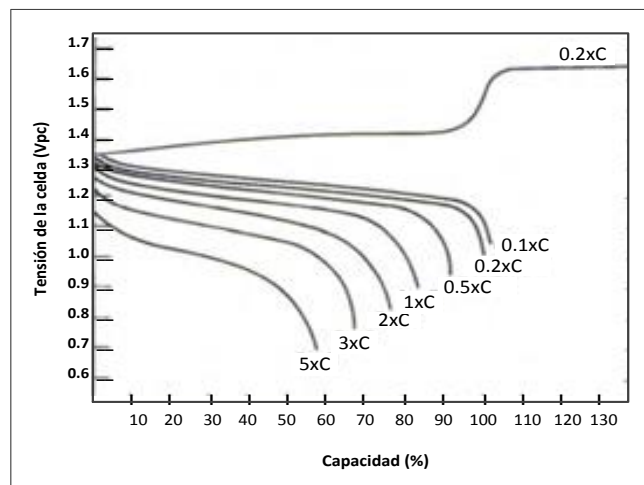


Figura 13. Tensión de descarga celda de NiCd de placa de bolsillo

Eficiencia

La eficiencia de la tecnología níquel varía dependiendo del diseño, aplicación y las condiciones de operación. El rango de eficiencia oscila entre 65% a 85%, específicamente las de níquel cadmio, entre 60% y 70%.

Los factores determinantes en la eficiencia de la tecnología de níquel son la concentración del electrolito, el procedimiento de carga y el pulso de carga, el almacenamiento y la temperatura de operación adecuados [52].

Autodescarga

La tecnología de níquel pierde carga rápidamente, las celdas totalmente cargadas pierden entre 2% y 5% de carga por mes. La tasa de pérdida de carga es exponencial, por lo que la mayoría de la autodescarga se produce en los días inmediatamente después de la carga. Una forma de contrarrestar este efecto es la carga flotante.

La temperatura también influye directamente en la tasa de autodescarga porque la retención de carga es dependiente de la temperatura. Aproximadamente, a 45°C la pérdida de capacidad es tres veces mayor y a -20°C prácticamente no hay autodescarga. Esta sensibilidad a grandes gradientes de temperatura crea varios problemas en el diseño, por ejemplo, si dos celdas

están a temperaturas diferentes, las tasas de autodescarga serán diferentes, lo cual con el tiempo resultará en una diferencia de capacidad significativa y puede conducir a una sobrecarga o una fuga térmica [37], [52].

Vida útil

La tecnología de níquel tiene un calendario de vida largo, pero pocos ciclos. Los factores que explican la excelente fiabilidad y larga vida de la tecnología son el diseño mecánicamente fuerte, la ausencia de corrosión del electrolito en los electrodos y otros componentes de la celda, y la capacidad de soportar el abuso eléctrico, tales como las sobrecargas y el almacenamiento por largo tiempo en cualquier SOC. No obstante, existen factores que afectan la vida útil:

- La vida útil aumenta con la disminución de DOD, no obstante deben evitarse niveles muy bajos para evitar el efecto memoria.
- La tecnología de níquel es menos susceptible a la temperatura, sin embargo, las altas temperaturas de operación afectan la capacidad y por lo tanto, la vida útil. La autodescarga incrementa con temperaturas altas porque las reacciones aceleran la pérdida de capacidad en ambos electrodos. La actividad electroquímica acelera el envejecimiento de los materiales activos, pero esto no afecta a los componentes estructurales de acero de la celda.

El rango típico de número de ciclos a 80% de DOD para la tecnología de placa de bolsillo es de 800 a 1000 ciclos y para los de placa sinterizada más de 3500 ciclos, sin embargo, a bajos DOD llegan hasta los 50.000 ciclos [52], [60].

3.3.8 Modos de falla del acumulador de níquel cadmio

Los mecanismos de degradación de la celda de níquel se dividen en dos grupos, reversibles e irreversibles [52]:

Degradación reversible

Son las reducciones de capacidad temporales, las cuales se pueden solucionar a través de procedimientos especiales. Este fenómeno sucede por algunos mecanismos químicos como el efecto memoria, el efecto flotante y la pasivación. Muchos de estos fenómenos son eliminados con la descarga completa y posterior recarga; de este modo se usa constantemente el material activo. En casos severos, un segundo o tercer ciclo completo son necesarios para restaurar el rendimiento [52]:

- Efecto memoria: esta es una de las causas de la pérdida de capacidad reversible poco común. Este efecto se observa cuando las celdas de níquel tienen muchos ciclos a poca profundidad de descarga, donde una parte de materiales activos en la celda no es utilizada o descargada. Como resultado, hay una reducción gradual de tensión y capacidad con el número de ciclos. La curva de descarga presenta una depresión tensión en un punto de inflexión donde las descargas con bajo DOD se detienen,

pareciendo indicar que la celda de alguna manera "recuerda" donde el final de la descarga se llevó a cabo. Este punto de inflexión se desvanece cuando la celda es completamente descargada y enseguida recargada.

- Efecto flotante: es una forma de pérdida de capacidad reversible que se produce después de largos períodos de carga flotante sostenida y es a menudo confundido con el "efecto memoria". Este tipo de depresión de tensión causa que la capacidad en vatios hora disminuya después de largos períodos de carga flotante, aunque algunas veces aumenta la capacidad en amperios hora. Este efecto es difícil de evitar y suele ser manejado por el dimensionamiento de la batería en base a la medida de capacidad después de una carga flotante larga.
- Pasivación: condición durante la cual las capacidades carga y descarga de un electrodo están temporalmente afectadas. Esto se observa en el funcionamiento de la celda como una caída de tensión significativa durante la descarga o como una sobretensión durante la carga. La pasivación se produce en electrodos de cadmio y zinc, y puede ser causada por un amplio rango de fenómenos, como la estratificación del electrolito o la formación de barreras sin el electrodo [52].

Degradación irreversible

El modo de degradación dominante depende de la aplicación, es decir del tipo y diseño del acumulador. Los factores determinantes del modo dominante son la temperatura de operación del sistema, y el número y profundidad de los ciclos.

Los modos de falla irreversibles son la corrosión del electrodo, la descomposición del material orgánico, la formación de dendritas, la falla de la barrera de gas, toxicidad del electrodo y fuga térmica.

Los diseños sellados requieren poco mantenimiento, la carga flotante o gradual, limpieza regular y ocasionalmente un reacondicionamiento. Los diseños ventilados además requieren la reposición de agua [52]:

- En la carga flotante se aplica una tensión constante a celdas cargadas completamente para producir una corriente de carga pequeña. Esta carga es utilizada para contrarrestar la autodescarga y asegura la carga total cuando la descarga es necesaria.
- La carga gradual cumple las mismas funciones que la carga flotante, pero este método aplica una corriente constante. La energía entregada en la carga flotante, en parte es disipada en calor y otra parte se utiliza en la producción de hidrógeno y oxígeno en la electrolisis de agua. En los diseños sellados, estos gases se recombinan con agua, es decir, toda la energía de la carga flotante es disipada en calor. En los diseños ventilados, los gases expulsados en la atmósfera también liberan energía pero el calor disipado es mínimo.
- El reacondicionamiento consiste en descargar totalmente y recargar inmediatamente. Generalmente se realiza en diseños ventilados con placa sinterizada y permite eliminar o mitigar los efectos de las degradaciones reversibles, además permite medir la capacidad.

- La reposición de agua, los diseños ventilados requieren un mantenimiento regular en forma de riego, en la mayoría de casos es manual. El agua adicionada es destilada para reemplazar el agua perdida por evaporación y electrolisis [52].

Modelo de Predespacho con Representación de BESS

En el siguiente capítulo se describe el problema y se desarrolla el modelo propuesto. En primer lugar, se plantea el modelo general de los sistemas de almacenamiento y se modelan las características de los BESS y sus tecnologías. Por último, se plantea la formulación completa del problema de predespacho.

Las formulaciones planteadas en el Capítulo 2 utilizan un modelo general para los sistemas de almacenamiento en el problema de predespacho. El modelo caracteriza la entrega de energía y potencia de dicho sistema, estableciendo límites a las variables y condiciones de carga al comienzo y final del periodo. Este modelo aplica para todas las tecnologías de almacenamiento existentes, sin embargo, tecnologías como las baterías tienen características particulares que influyen en la operación de la misma y por lo tanto, en el aporte de energía y potencia al sistema.

La formulación del problema propuesto caracteriza la operación de los BESS con nuevas variables, parámetros y restricciones que se incluyen en el modelo. Además, se tienen en cuenta algunos requerimientos relevantes de cada tecnología, para evaluar su respuesta en cada aplicación y en sí, extender su vida útil.

4.1 Descripción del problema

El problema de predespacho de un sistema eléctrico debe minimizar el costo total de operación cumpliendo con el suministro de la demanda dentro de las restricciones de seguridad del sistema. La integración de fuentes ERNC al problema afecta la seguridad, los requerimientos de reserva y la programación de unidades (rampas) debido a la incertidumbre y variabilidad de las fuentes variables, como la eólica y solar. Por consiguiente, los sistemas de almacenamiento como el BESS son implementados para reducir dichos efectos cumpliendo funciones de manejo de energía y/o aporte de reserva, debido a sus características para el almacenamiento a largo plazo y la respuesta rápida y efectiva.

El problema de predespacho con sistemas de almacenamiento de energía ha sido abordado ampliamente en la literatura y en síntesis, establecen un modelo general para los sistemas de almacenamiento, sin embargo, este no considera las características y la operación propia de los BESS, lo cual puede cambiar los resultados del problema de predespacho. Algunas características

del acumulador influyen en el valor de la capacidad de almacenamiento, la respuesta y la salida de potencia de la misma, además de las funciones operativas particulares que tiene cada tecnología de acumulador existente.

Algunas características propias de los acumuladores, tales como la autodescarga, la profundidad de descarga, la tasa de carga y descarga definen la participación del BESS en el sistema. Por ejemplo, la autodescarga y la profundidad de descarga determinan la capacidad de almacenamiento del acumulador, y la tasa de descarga determinan la respuesta y salida de potencia de descarga.

En cuanto a las tecnologías de acumuladores, cada una tiene parámetros y requerimientos particulares por las diversas formas de almacenamiento electroquímico existentes. Además, algunas tecnologías son adecuadas para aplicaciones específicas, de acuerdo a los parámetros y características de la misma. Por ejemplo, los acumuladores de plomo ácido son aptos para aplicaciones estáticas y de pocos ciclos, los de níquel cadmio por su respuesta de baja potencia y de tiempos largos son ideales para aplicaciones de reserva secundaria y manejo energético, los de sulfuro de sodio y de litio por su respuesta rápida y alta potencia son ideales para aportar reserva primaria, las de flujo redox por la característica de respuesta de descarga y número de ciclos son ideales para aportar reserva secundaria y para manejo energético.

También, como se mencionó en 3.3.1. y 3.3.5, la consideración de algunos requerimientos de carga permite un mejor uso del acumulador, además de extender su vida útil. Por ejemplo, la tecnología de ion litio y plomo ácido, requieren una carga completa antes de comenzar a descargar para evitar casos como la sulfatación que pueden reducir la vida útil.

Debido a lo anterior, el modelo propuesto incluye las variables mencionadas y caracteriza la operación del acumulador y de las tecnologías, con el fin de modelar la capacidad y respuesta aproximada en la solución del problema de predespacho.

4.2 Descripción del modelo propuesto

El modelo matemático propuesto caracteriza la integración del BESS en el predespacho de un SEP, con el propósito de evaluar su desempeño y el cumplimiento de sus funciones en el aporte de energía y potencia. El modelo también caracteriza la operación de cada tecnología, de forma que se dé un uso adecuado al acumulador y por lo tanto, extender su vida útil.

En general, el problema de predespacho propuesto se basa en el modelo lineal entero mixto planteado en [1], el cual incluye la modelación de un sistema de almacenamiento. El objetivo del problema es la minimización de costos de operación de un sistema centralizado, asociado a restricciones de las unidades térmicas, fuentes variables y del sistema de almacenamiento.

La extensión de la formulación es el modelo propuesto que integra el BESS con la respectiva caracterización de la operación de cada tecnología y las funciones de manejo de energía y aporte de reserva primaria y secundaria. El modelo incorpora las restricciones asociadas al modelo general de los sistemas de almacenamiento, nuevas variables y parámetros que

representan las características de funcionamiento de los acumuladores y restricciones que representan los requerimientos de cada tecnología.

El modelo del BESS es formulado en base al modelo general que representa los sistemas de almacenamiento planteado en las diferentes formulaciones revisadas en el Capítulo 2. Este modelo considera las restricciones de balance energético, de estado de carga inicial y final, los límites máximos y mínimos de energía y de la potencia de carga y descarga. La propuesta incorpora las características generales de los acumuladores a las restricciones mencionadas, representadas por las variables de autodescarga, profundidad de descarga y tasa de carga y descarga (gradientes). También, se incorporan las restricciones asociadas a las funciones operativas de las tecnologías, las cuales restringen el estado de carga de los acumuladores. Sin embargo, no todas las características técnicas y físicas que afectan el funcionamiento y vida útil del acumulador se pueden modelar en el problema de predespacho.

En cuanto al costo de inversión y la vida útil del acumulador, en [1] plantean una formulación del Estado de Salud (SOH), en el cual se consideran las pérdidas por tiempo y por ciclo de operación de los acumuladores. En el modelo propuesto son determinadas las pérdidas específicas de cada tecnología, con el propósito de representar la vida útil de cada una según el estado de salud. Por otra parte, al incluir el estado de salud en la formulación debe considerarse que la capacidad disminuye gradualmente, por lo tanto el parámetro de capacidad máxima es representado como una variable en función del SOH, la cual con el número de ciclos y el tiempo de operación disminuye.

En cuanto las funciones o servicios que presta el BESS al sistema, se encuentran el de manejo energético y el de aporte de reservas primaria y secundaria. La función de manejo energético es determinada por las restricciones de energía mencionadas, el estado de carga inicial y final, y el balance energético. La función de aporte de reserva primaria es determinada como un aporte fijo por parte del BESS al sistema y en cuanto a la reserva secundaria, la capacidad de aporte es modelada con las restricciones de potencia y los límites máximos.

4.2.1 Modelo general de los sistemas de almacenamiento de energía en el problema de predespacho

En esta sección se describe el modelo general de los sistemas de almacenamiento de energía en el problema de predespacho, el cual es planteado en las distintas formulaciones revisadas en la sección 2.2. Este modelo considera las restricciones de balance energético, de estado de carga inicial y final, los límites máximos y mínimos de energía y de la potencia de carga y descarga.

El estado de carga es limitado según los parámetros técnicos del sistema de almacenamiento, en un valor máximo y mínimo de energía para en un tiempo t . La capacidad de almacenamiento de energía, las características de operación y/o la función del sistema de almacenamiento definen estos límites.

$$\underline{E}_b \leq E_{t,b} \leq \overline{E}_b \quad \forall t, b \quad (4.1)$$

La potencia de carga y descarga también es limitada debido a la capacidad máxima y mínima del sistema de almacenamiento en un tiempo t , puede estar determinada por la salida del inversor. Cada límite es condicionado por una variable binaria de estado de carga y descarga, para que se active en un solo modo a la vez, carga o descarga según (4.6).

$$P_{c,t,b} \leq \overline{P_{c,b}} \cdot uc_{t,b} \quad \forall t,b \quad (4.2)$$

$$P_{d,t,b} \leq \overline{P_{d,b}} \cdot ud_{t,b} \quad \forall t,b \quad (4.3)$$

$$\underline{P_{c,b}} \cdot uc_{t,b} \leq P_{c,t,b} \quad \forall t,b \quad (4.4)$$

$$\underline{P_{d,b}} \cdot ud_{t,b} \leq P_{d,t,b} \quad \forall t,b \quad (4.5)$$

$$uc_{t,b} + ud_{t,b} \leq 1 \quad \forall t,b \quad (4.6)$$

El sistema de almacenamiento entrega energía en el proceso de descarga al sistema y aumenta la demanda cuando está cargando, este proceso es integrado en la restricción de balance energético del sistema para abastecer la demanda. Por ello, es necesario modelar el balance energético del sistema de almacenamiento con la representación del estado de carga en el horizonte de tiempo de programación, el cual está dado por el estado de carga anterior y por la eficiencia y potencia de carga y descarga del sistema a la hora t .

$$E_{t,b} = E_{t-1,b} + \eta_b^c \cdot P_{c,t,b} - \eta_b^d \cdot P_{d,t,b} \quad \forall t,b \quad (4.7)$$

La operación de carga al principio y final del periodo de programación comienza con un determinado estado de energía inicial E_b^{beg} y final E_b^{last} , los cuales pueden variar dependiendo de la tecnología o la función del sistema de almacenamiento. El estado de carga inicial puede estar condicionado por un porcentaje del almacenamiento máximo de energía. La carga final también puede estar condicionada a un parámetro determinado o puede ser igual a la inicial para determinar la carga inicial del período siguiente.

4.2.2 Características de funcionamiento del BESS

La sección 3.3 hace referencia a las características de funcionamiento de cada acumulador, las cuales son definidas por características técnicas que definen los fabricantes. En el Anexo A se muestra un diagrama de flujo en el cual se resumen de forma general las características técnicas que definen las características de funcionamiento, para determinar las variables y restricciones del modelo del BESS en el problema de predespacho económico.

Las características técnicas comprenden las características de operación, físicas, eléctricas y de mantenimiento; las cuales deben mantenerse dentro del rango para evitar la aceleración del deterioro, las fallas del acumulador y extender su vida útil. En el problema de Predespacho son consideradas las características de corto plazo que afectan el funcionamiento del acumulador y las inherentes a la operación; también las de largo plazo que afectan la vida útil del acumulador y se toman como medidas de operación para el corto plazo.

Por otra parte, algunas características no son modeladas porque no afectan el funcionamiento del acumulador, están representadas por otras variables o porque son factores externos a la operación. Dentro de este grupo se consideran las siguientes características:

- Físicas: peso y dimensiones de la celda o módulo.
- Eléctricas: tensión de circuito abierto y resistencia interna.
- Almacenamiento físico: energía y potencia específica, densidad de energía y potencia.
- Temperatura de operación y de almacenamiento.
- Operación: corriente y la tensión.

Algunas características pueden afectar en menor o mayor grado el funcionamiento del BESS pero es irrelevante o no es posible modelarlas en la programación de operación por diversas razones. Por ejemplo, la energía y potencia no son incluidas porque el modelo representa dichas variables con otras. También, la temperatura, tanto de operación como la de almacenamiento, son variables importantes que afectan considerablemente el comportamiento interno de la celda y por lo tanto, la característica de descarga, la eficiencia y la vida útil del acumulador. Sin embargo, la temperatura no es directamente modelada en la programación de operación debido a que este es un factor externo a la operación y es una función no lineal, para lo cual se necesitarían sistema de predicción de temperatura y parámetros adicionales que caractericen su influencia en la operación.

A continuación se modelan las características de funcionamiento, determinando nuevas variables, parámetros y restricciones:

4.2.2.1 Característica de autodescarga y eficiencia

Las características de autodescarga y eficiencia se incluyen en la restricción de balance de energía del acumulador porque influyen en el nivel de capacidad y la salida de potencia del acumulador.

Eficiencia: la eficiencia de carga η_b^c y descarga η_b^d son parámetros dados por la relación entre la energía almacenada y energía liberada. Esta definición generalmente es simplificada porque determina un punto de operación, sin considerar las pérdidas de carga y autodescarga debido a factores como temperaturas extremas y características de carga del acumulador. Por lo tanto, la eficiencia es constante si se trabaja a una determinada temperatura y carga para disminuir la tasa de autodescarga. Este parámetro es representado en la restricción de balance energético del BESS para caracterizar el nivel de potencia de carga y descarga del acumulador.

La eficiencia dada por el fabricante de la celda es diferente para cada tecnología. Los acumuladores de ion litio, plomo ácido y sulfuro de sodio tienen la eficiencia más alta.

Autodescarga: η_b^{sd} es un parámetro que caracteriza la descarga o la energía disipada en un determinado tiempo, incluso si no es utilizada. Las tecnologías de plomo ácido y níquel cadmio tienen una tasa de autodescarga relativamente alta comparada con las otras. Las tecnologías de ion litio y flujo tienen una tasa menor, sin embargo este valor varía según el fabricante y puede ser más alta. La diferencia la marca la tecnología de sulfuro de sodio, la cual

tiene una tasa de autodescarga casi nula, sin embargo, su valor depende de las condiciones de temperatura.

La tasa de autodescarga aumenta por diversos factores como la temperatura, el estado de carga, el almacenamiento o el envejecimiento de la celda; por ello, se toman las medidas necesarias para evitar el aumento de la tasa de autodescarga. Por ejemplo, las tecnologías de ion litio y de flujo redox se cargan a un SOC determinado para cuando permanece en modo *stand-by*. En la tecnología de plomo ácido y níquel cadmio es requerido contrarrestar la autodescarga con la carga completa o flotante. Dichas condiciones se tienen en cuenta en las restricciones de límites de capacidad y en aplicaciones estacionarias.

Entonces, la eficiencia y la tasa de autodescarga son representadas en la restricción de balance energético del período t . El porcentaje de autodescarga debe estar dado en función del período de programación δ_t , y la eficiencia es asociada a la potencia de carga y descarga.

$$E_{t,b} = (1 - \eta_b^{sd} \cdot \delta_t) \cdot E_{t-1,b} + \delta_t \cdot \eta_b^c \cdot Pc_{t,b} - \delta_t \cdot \eta_b^d \cdot Pd_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.8)$$

4.2.2.2 Características de carga y descarga

Las características de carga y descarga determinan el ciclo del BESS según las restricciones técnicas de cada tecnología. Las variables y parámetros que representan las características de carga y descarga son las de modo carga/descarga y los límites de energía y potencia. También se incluyen los parámetros propios del acumulador como la profundidad de descarga.

Límites de energía y profundidad de descarga: la carga del sistema de almacenamiento es limitada en un valor máximo y mínimo dependiendo de las restricciones técnicas de cada acumulador. El valor máximo está restringido por la capacidad máxima de almacenamiento de cada tecnología, representado por el parámetro \overline{E}_b . El valor mínimo, representado por \underline{E}_b , es impuesto para evitar el bajo rendimiento, baja eficiencia o degradación del acumulador.

Sin embargo, algunas características como la eficiencia y la vida útil son maximizadas si el estado de carga es limitado por un determinado SOC o profundidad de descarga (DOD). El SOC es la capacidad residual en porcentaje referida a la capacidad nominal y el DOD es el contrario, la energía descargada en relación a la capacidad nominal. En vista de ello, los límites de carga son definidos por dichos parámetros.

En [12] se restringe el final de la carga y descarga según los coeficientes de carga y descarga determinados. Entonces, el SOC permitido y la DOD adecuada son coeficientes asociados al límite máximo para la carga Soc_b y al límite mínimo para la descarga Dod_b , estableciendo así los límites de capacidad del acumulador.

Por otra parte, para los acumuladores de ion litio y plomo ácido es necesario realizar la carga completa para evitar la autodescarga y la sulfatación (plomo ácido), por lo tanto el coeficiente de carga es de 100%. Además, se debe restringir el estado de carga, para que descargue solo si se ha realizado la carga completa. Para ello se crea la variable auxiliar $ucD_{t,b}^s$,

la cual es 1 solo si se realiza el cambio de modo de carga en periodo t-1 al modo de descarga en el periodo t, dicha condición se cumple por las restricciones (4.9 - 4.11). De esta manera se condiciona que la descarga se realice solo si ha alcanzado la carga completa activando la restricción del límite inferior del final de carga (4.13). Entonces, la carga tiene que estar entre la restricción (4.13) y el límite máximo (4.12).

$$ucD_{t,b} \leq ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.9)$$

$$udC_{t,b} \leq 1 - ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.10)$$

$$ucD_{t,b} - udC_{t,b} = ud_{t,b} - ud_{t-1,b} \quad \forall t, b \quad (4.11)$$

$$m_b \cdot Soc_b \cdot \overline{E_{t,b}} \cdot ucD_{t,b} \leq E_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.12)$$

$$E_{t,b} \leq \overline{E_{t,b}} \quad \forall t, b \quad (4.13)$$

La tecnología de sulfuro de sodio no requiere cargar completamente, por lo tanto los límites al final de la carga no son requeridos (SOC=0) y el estado de carga únicamente es restringido por el límite de capacidad máxima (4.13). En otros acumuladores, simplemente la carga es restringida en una determinada cantidad de la capacidad máxima (4.14). La tecnología de flujo redox y níquel cadmio son limitadas a un SOC determinado, la de flujo redox porque puede alcanzar mayor eficiencia si es limitada al 80% y el de níquel cadmio es limitada para evitar el efecto memoria.

$$E_{t,b} \leq Soc_b \cdot \overline{E_{t,b}} \quad \forall t, b \quad (4.14)$$

En relación al límite mínimo de carga para todas las tecnologías, la DOD alta afecta la vida útil, lo cual es relevante para las tecnologías de ion litio y plomo ácido (esta última tolera la descarga completa por menos de 12 ciclos o 10 horas). Sin embargo, con el objetivo de tomar medidas de corto plazo, la carga mínima es restringida a un SOC recomendado mayor a 20%. Los acumuladores de flujo redox, sulfuro de sodio y níquel cadmio toleran altos DOD, sin embargo, se restringe para extender su vida útil, además los de flujo redox pueden alcanzar alta eficiencia si es descargada hasta el 20%.

$$\underline{E_b} \leq E_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.15)$$

$$\underline{E_b} = Dod_b \cdot \overline{E_b} \quad \forall b \quad (4.16)$$

Estado inicial y final de carga: son parámetros que establecen las condiciones de energía para el comienzo y final de cada periodo de programación. El estado inicial establece el comienzo del ciclo de operación de acuerdo a la función del BESS en el sistema y la restricción del estado final de carga establece la condición del siguiente periodo de programación.

La función de manejo energético establece el valor de los estados inicial y final de carga según los requerimientos, además dichos estados pueden asegurar un buen funcionamiento del acumulador limitando la condición de carga para el modo *stand-by* porque el acumulador

requiere determinadas condiciones de carga y temperatura para periodos de almacenamiento. Entonces, con la igualdad del estado inicial y final de carga se asegura que el acumulador permanezca en un estado de carga determinado.

La restricción general de carga inicial y final está dada por un parámetro fijo igual a un porcentaje Soc_b^{last} de la capacidad máxima.

$$E_b^{beg} = E_{1,b}, E_b^{last} = E_{NT+1,b} \quad \forall b \quad (4.17)$$

$$E_b^{beg} = E_b^{last} = Soc_b^{last} \cdot \bar{E}_b \quad \forall b \quad (4.18)$$

Límites de potencia de carga y descarga: la salida de potencia del BESS puede estar limitada en un parámetro máximo (descarga) y mínimo (carga). El límite máximo de potencia de descarga es determinado por la restricción de salida de potencia del inversor. El límite máximo de potencia de carga es determinado por la máxima corriente de carga del acumulador (relacionada con la *Tasa-C*), debido a que la carga se realiza con la aplicación de una corriente constante, mientras se alcanza la tensión máxima. El límite mínimo de descarga y de carga en muchos sistemas de almacenamiento es restringido, en el caso de los BESS este límite es cero.

Las tecnologías como la de ion litio, plomo ácido y níquel cadmio restringen la potencia de carga según la *Tasa-C*. Las tecnologías de sulfuro de sodio y flujo reoxrestringen la potencia de carga a un valor máximo por diseño de la celda.

En los límites de potencia de carga y descarga es necesario incorporar las variables binarias para que opere en un modo de carga o descarga.

$$0 \leq Pc_{t,b} \leq \overline{Pc}_b \cdot uc_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.19)$$

$$0 \leq Pd_{t,b} \leq \overline{Pd}_b \cdot ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.20)$$

Gradientes de subida y bajada: la tasa de toma de carga de las unidades de generación tradicionales es análoga al gradiente de subida y bajada de la respectiva descarga y carga de los acumuladores. Entonces, los gradientes son las tasas que limitan el aumento o reducción de la salida de potencia del acumulador en un determinado tiempo y se expresan en W/min. El gradiente, junto con la resolución δ_t determinan la cantidad de Watts entregados entre los periodos t y t-1 para alcanzar la potencia máxima de descarga o carga.

Las restricciones (4.20-4.21) y (4.22-4.23) determinan la variación de potencia en el tiempo t según el gradiente de subida y bajada, respectivamente.

La mayoría de los acumuladores tienen alta flexibilidad y alcanzan la potencia máxima de descarga rápidamente, por lo tanto el gradiente es nulo. Un ejemplo es la tecnología de flujo redox, la cual tiene una respuesta de descarga rápida menor a 50 milisegundos y alcanza la máxima potencia de carga instantáneamente, aunque el caso es diferente para acumuladores de alta potencia (sobre 200 kW).

Entonces, los gradientes aplican para algunas tecnologías de acumuladores que tienen una respuesta de carga y/o descarga relativamente lenta, por lo tanto el valor de los gradientes es bajo, lo cual es relevante para determinar la curva de carga y descarga del acumulador. Entre ellas: la tecnología de sulfuro de sodio, la cual determina una curva de descarga del módulo PQ50 de NGK (Figura 11), en la cual se observa que la potencia tiene un incremento gradual al comienzo del intervalo de descarga para minimizar los transitorios de la red. La potencia máxima nominal es alcanzada aproximadamente en una hora, por lo tanto el gradiente de subida es de 0.83 kW/min. En cuanto al gradiente de bajada de NaS, también disminuye gradualmente en 2 horas, por lo tanto el gradiente es de 0.37 kW/min. En las tecnologías de ion litio, níquel cadmio y plomo ácido, el gradiente de subida es nulo porque el tiempo de respuesta es del orden de segundos. En cambio, el gradiente de bajada puede ser muy bajo porque varía según la Tasa-C seleccionada, por ello el tiempo en que alcance la potencia máxima de carga, puede ser del orden de minutos u horas.

Las restricciones de potencia de descarga para la tecnología de NaS son el límite de potencia máxima y la variación de potencia según el gradiente de subida (para t y t=0):

$$Pd_{t,b} - Pd_{t-1,b} \leq Gup_b \cdot \delta_t \cdot ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.21)$$

$$Pd_{t,b} \leq Gup_b \cdot \delta_t \cdot ud_{t,b} \quad \forall t = 0, b \quad (4.22)$$

Las restricciones de potencia de carga para la tecnología de NaS, plomo-ácido, Li+ y NiCd, son el límite de potencia máxima y la variación de potencia según el gradiente de bajada:

$$Pc_{t-1,b} - Pc_{t,b} \leq Gdn_b \cdot \delta_t \cdot uc_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.23)$$

$$Pc_{t,b} \leq Gdn_b \cdot \delta_t \cdot uc_{t,b} \quad \forall t = 1, b \quad (4.24)$$

4.2.2.3 Vida útil

En la literatura existen varios modelos para estimar el envejecimiento de un acumulador: los que aproximan el envejecimiento en función del cambio de las características químicas y físicas, los modelos analíticos y de redes neuronales, modelos que utilizan un circuito equivalente para evaluar el cambio de las características eléctricas y los modelos ponderados. Los modelos ponderados son los más utilizados, aproximan la vida útil según los parámetros que pueden determinarse previamente como es la cantidad de Ah, el número de ciclos realizados o el tiempo desde la fabricación, bajo una condición particular como la tasa de descarga, temperatura o DOD.

Los fabricantes además de determinar el calendario de vida, utilizan el modelo de ponderación para expresar la vida útil en términos de número de ciclos hasta que la capacidad de la celda es reducida. Como se mencionó, además tiene en cuenta las condiciones que afectan dicha reducción de capacidad, las cuales se pueden agrupar según el tiempo y según el ciclo de operación. Los parámetros de tiempo son independientes de la operación del acumulador, entre ellos se encuentra la temperatura y la tasa de autodescarga. Los parámetros de ciclo de operación son las condiciones que determinan la zona de operación como la tasa de descarga (Tasa-C), la

DOD y condiciones de carga como el número de sobrecargas. El nivel de influencia de los parámetros varía según la tecnología del acumulador.

En el modelo de predespacho, la vida útil es representada por una variable que indica el punto en que se encuentra respecto al total de número de ciclos, la cual es llamada Estado de Salud (siglas en inglés, SOH). El estado de salud es una medida que refleja el estado general de la celda y su capacidad de ofrecer el rendimiento especificado en comparación con los parámetros iniciales. Es una medida subjetiva, la cual se puede derivar en una estimación de una variedad de diferentes parámetros medibles. En la práctica, se estima el SOH a partir de una medición de la impedancia o la conductancia de la celda, también se utiliza la capacidad, resistencia interna, autodescarga, aceptación de carga, la capacidad de descarga de la movilidad de los electrolitos, etc. [61].

El SOH representa la pérdida de capacidad que determina el fin de la vida útil y es determinado por la relación entre la capacidad real en el tiempo t y la máxima capacidad. En [1] especifican un modelo de vida útil de un banco de baterías que considera el costo de inversión y el estado de salud de la celda, en el cual, la disminución del estado de salud en todo el periodo de programación determina el grado de degradación total de la celda en el predespacho. Entonces, en la función objetivo se representa el costo de penalidad del acumulador por el producto de la disminución del estado de salud y el costo de inversión. Además, consideran una restricción de balance del estado de salud que depende de los efectos químicos, en la cual el SOH en el tiempo t es determinado por el estado anterior y las condiciones de temperatura y de la zona de operación. Dichas condiciones son expresadas como variables determinadas por funciones no lineales, las cuales consideran parámetros experimentales y estimaciones de sistemas de predicción ambientales.

El modelo propuesto en este trabajo considera dicha formulación de la función objetivo y costo de inversión de [1]. Sin embargo la restricción de balance del estado de salud es simplificada y adaptada a las condiciones del acumulador, nombradas anteriormente. El SOH es reducido por los dos grupos de condiciones de tiempo n_b^T y de ciclo de operación n_b^{oc} , los cuales son aproximaciones lineales determinadas por los parámetros respectivos a cada acumulador. Los parámetros n_b^{co} se activan solo cuando se realiza un ciclo, por lo cual se agrega la variable binaria ya definida anteriormente $ucD_{t,b}$, la cual es 1 cuando cambia de un modo de espera o de carga a un modo de descarga.

$$SoH_{t,b} = SoH_{t-1,b} - (n_b^T \cdot \delta_t + n_b^{oc} \cdot ucD_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.25)$$

$$C_b^{SoH} = (SoH_{1,b} - SoH_{NT,b}) \cdot C_b^{inv} \quad \forall b \quad (4.26)$$

El SOH reduce la capacidad máxima nominal del acumulador de forma permanente, por lo tanto el parámetro de capacidad máxima pasa a ser una variable en función del SOH, como se representa en la siguiente restricción.

$$\overline{E}_{t,b} = \overline{E}_b \cdot (1 - SoH_{t-1,b}) \quad \forall t, b, s \quad (4.27)$$

Los parámetros de tiempo y de ciclo de operación para cada tecnología de acumulador son diferentes:

Ion litio: la disminución de capacidad de los acumuladores de ion litio se debe a parámetros de tiempo como la temperatura, y de ciclo de operación como la tasa de descarga y la profundidad de descarga.

La temperatura es uno de los factores que más influye en la reducción de la vida útil de los acumuladores de ion litio. La variación de temperatura con respecto a la pérdida de capacidad es una función no lineal y la información precisa se obtiene según mediciones experimentales. En [63] se realizaron dichas pruebas, en el que determinaron la disminución de capacidad a varias temperaturas y a varios SOC, por ejemplo a temperatura ambiente la celda pierde el 20% de capacidad por año, el cual aumenta proporcional a la temperatura. Sin embargo, si se mantiene dentro de un rango de SOC que evite el mayor deterioro de la celda este valor disminuye a 4% por año. Entonces, se puede aproximar a un porcentaje de capacidad por hora si se mantienen la celda a una temperatura constante y un SOC determinado para el período de programación, obteniendo el valor del parámetro n_b^T .

Los parámetros del ciclo de operación n_b^{CO} son la profundidad de descarga n_b^{DOD} o la tasa de descarga n_b^A , factores que los fabricantes tienen en cuenta para determinar el número total de ciclos de los acumuladores cuando la capacidad disminuye. A mayor número de ciclos con altos DOD y mayor *Tasa-C*, menor número de ciclos totales. Entonces para la DOD, los fabricantes determinan una función no lineal de pérdida de capacidad versus el número de ciclos, definiendo varias curvas según la DOD. Para determinar el parámetro n_b^{DOD} se puede realizar una aproximación o regresión lineal para obtener el porcentaje de pérdida de capacidad a un DOD determinado. Lo mismo aplicaría para una *Tasa-C*.

Plomo ácido: la disminución de capacidad de los acumuladores de plomo ácido se debe a factores de tiempo, como la temperatura y autodescarga y de ciclo de operación como la profundidad de descarga, la *Tasa-C* y el número de sobrecargas.

La celda a temperatura ambiente no tiene pérdidas de capacidad, pero si la temperatura baja, el rendimiento de descarga y la capacidad bajan. Los fabricantes generalmente determinan el rendimiento de descarga a diferentes temperaturas, sin embargo no determinan la pérdida de capacidad con respecto a la temperatura, por lo tanto, se asume que este parámetro n_b^{T1} es cero si permanece a temperatura ambiente, de lo contrario deben hacerse medidas experimentales.

El fenómeno de sulfatación de la tecnología de plomo ácido puede producir una disminución de la capacidad, lo cual se presenta si no hay una carga completa y la tasa de autodescarga aumenta exponencialmente. Por consiguiente, la carga es restringida a un nivel máximo y se asume que el parámetro de pérdida por autodescarga n_b^{saper} es cero. De lo contrario, tendría que ser modelada la tasa de autodescarga en función del número de ciclos.

Los parámetros del ciclo de operación n_b^{CO} son factores que los fabricantes tienen en cuenta para determinar el número de ciclos de los acumuladores cuando la capacidad disminuye (excepto sobrecarga). Al igual que el acumulador de ion litio, mayor número de ciclos con altos DOD o altas tasas de descarga significan menor número de ciclos. También, la relación de

pérdida de capacidad versus el número de ciclos es una función no lineal y se determinan varias curvas según la DOD y la Tasa-C. Entonces, el parámetro n_b^{DOD} o n_b^Δ se puede obtener con aproximaciones, sin embargo, el valor puede ser mayor en el caso de realizar descarga completa por más de 10 horas o 12 ciclos, lo cual puede aumentar la pérdida de capacidad en un 20%.

También el número excesivo de sobrecargas reducen la vida útil, para estimar esta pérdida de capacidad se necesitarían medidas experimentales (n_b^{ov}).

Flujo redox (VRB): La vida útil es afectada por la degradación de algunos componentes de la celda con el tiempo y el número de sobrecargas. La disminución de capacidad por el número de horas n_b^{oh} es aproximado a un valor mínimo según el tiempo t, por lo tanto la n_b^{DOD} es cero. En cuanto al número de sobrecargas, para la estimación de pérdida de capacidad deben hacerse mediciones experimentales n_b^{ov} .

Sulfuro de sodio: la vida útil de los acumuladores de sulfuro de sodio es afectada por los parámetros de temperatura y profundidad de descarga.

La temperatura influye en la magnitud de los dos componentes de la resistencia interna, la resistencia óhmica cae con el incremento de la temperatura y la resistencia de polarización es proporcional a la temperatura. En general, el acumulador permanece a temperatura de operación, por lo tanto, el parámetro n_b^{T1} es cero, en caso de variaciones de temperatura las pérdidas se incrementarían. La resistencia de polarización también es proporcional a la DOD, aunque tolera altos DOD, el número de ciclos reduce aproximadamente partir de 50% de DOD. Entonces, según la DOD se determina la pérdida de capacidad n_b^{DOD} .

Níquel cadmio: la disminución de capacidad de los acumuladores de níquel cadmio se debe a factores de temperatura, profundidad de descarga y el efecto memoria.

La celda a temperatura ambiente no tiene mayores pérdidas de capacidad, sin embargo, si la temperatura aumenta, la reducción de capacidad se acelera aproximadamente 2.2% por cada grado centígrado. Por ejemplo, para 1000 ciclos y 1°C más, el parámetro n_b^{T1} sube de cero a 0.002% por ciclo.

En cuanto a la DOD, la relación con el número de ciclos no es lineal, a mayores DOD menor número de ciclos, no obstante deben evitarse niveles muy bajos para evitar el efecto memoria. Para obtener el parámetro n_b^{DOD} aproximado se debe realizar una aproximación, como se mencionó anteriormente.

La pérdida de capacidad por efecto memoria n_b^{me} se estima como cero cuando se toman las medidas necesarias, de lo contrario, la pérdida es determinada por rango de la DOD hasta el final de la vida útil.

4.2.3 Funciones del BESS en el SEP

El BESS en sistemas con fuentes variables puede cumplir funciones de manejo energético y aporte de reserva. Para el manejo energético, el BESS tiene dos opciones para almacenar y descargar energía, por diferenciales de precio, según la curva de demanda y si es acoplado directamente con las ERNC, según la variabilidad de la fuente. Las restricciones que determinan dicha función son la de balance energético y las condiciones iniciales y finales de carga.

En cuanto a la participación de servicios complementarios, el BESS puede realizar aportes de reserva primaria y secundaria al SEP. En el modo de aporte de reserva primaria, el BESS tiene que permanecer con carga para inyectar energía en caso de falla, el tiempo de respuesta y el tiempo con carga son limitados según la tecnología. La reserva primaria puede ser optimizada en el proceso de predespacho, siendo proveída por las unidades más baratas o en este caso por los acumuladores. Por lo tanto, se modela un monto fijo por cada acumulador.

La reserva primaria es aportada por dichas tecnologías con tiempo de respuesta menor a 10 segundos y con características adecuadas para permanecer con carga parcial. Las tecnologías que cumplen con dichos requerimientos son las de flujo redox y de níquel cadmio, otras tecnologías tienen un buen tiempo de respuesta, pero sus características son afectadas por la carga parcial, tal como, la tecnología de ion litio. También la tecnología de plomo ácido es afectada por la carga parcial y la respuesta es del orden de minutos. La tecnología de sulfuro de sodio, aunque tiene características adecuadas para aportar reserva, el tiempo de respuesta está limitado por la resistencia interna y puede ser hasta de una hora para alcanzar la máxima potencia.

En el modo de aporte de reserva secundaria, es de forma dinámica, por lo cual el BESS debe desplazar su consigna energética para aportar reserva, asegurar capacidad para aportar, limitar la potencia máxima y tener en cuenta el tiempo de respuesta de la tecnología. La reserva secundaria de subida y bajada pueden ser aportadas durante el proceso de carga y descarga, respectivamente, por lo cual se necesitan tiempos de respuesta rápidos.

Todas las tecnologías, excepto la tecnología de sulfuro de sodio, tienen un tiempo de respuesta de descarga adecuado para aportar reserva secundaria de subida, tanto en modo de descarga y en el cambio de modo de carga a descarga.

El tiempo de respuesta de carga de las tecnologías de ion litio, níquel cadmio y plomo ácido depende de la *Tasa-C* (corriente de carga) seleccionada, la cual define si el tiempo puede ser del orden de minutos u horas. Por lo tanto, una baja *Tasa-C* garantiza una respuesta adecuada para aportar reserva de bajada.

Respecto a la tecnología de sulfuro de sodio, el tiempo de respuesta para alcanzar la potencia máxima de descarga tarda una hora, por ello, depende del nivel de potencia para aportar reserva secundaria de subida. También el aporte de reserva de bajada es restringido, por el cambio de modo a carga y depende del nivel de potencia.

En general, las restricciones de límite máximo de potencia de carga y descarga incluyen la reserva secundaria de subida y bajada del acumulador.

$$Pd_{t,b} + SR_{t,b}^{UP} - Pc_{t,b} \leq m_b \cdot \overline{Pd_b} \cdot (1 - uc_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.28)$$

$$Pc_{t,b} + SR_{t,b}^{DN} - Pd_{t,b} \leq m_b \cdot \overline{Pc_b} \cdot (1 - ud_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.29)$$

4.3 Formulación completa del problema de predespacho de unidades

El problema de predespacho del SEP propuesto se basa en el modelo lineal entero mixto planteado en [1], en el cual es incluido el modelo de integración del BESS y las restricciones asociadas a cada tecnología de acumulador. El objetivo del problema de optimización es minimizar los costos de operación de un sistema eléctrico considerando los costos de las unidades generadoras, de las fuentes variables y el BESS.

4.3.1 Función objetivo

La función objetivo minimiza el costo total de operación en el horizonte de tiempo de evaluación t , considerando los costos de operación, de partida y parada de las unidades de generación y el costo de energía no servida. El costo de operación de las fuentes variables (ERNC) es cero.

$$\min z = \sum_t \sum_g [\delta_t \cdot C_{t,g}^{Op} + C_{t,g}^{Start} + C_{t,g}^{Stop}] + C_t^{ENS} \quad (4.30)$$

En el caso de considerar el costo de inversión del BESS con respecto a su vida útil, el costo C_b^{SoH} debe ser incluido en la función objetivo y este dependerá del estado de salud de la celda o módulo de almacenamiento de energía.

4.3.2 Restricciones generales

Balance de potencia

En la restricción de balance, el BESS se comporta como generador y como carga. Entonces, la restricción considera la generación de las unidades tradicionales, fuentes variables, la potencia de descarga del BESS para abastecer la demanda del sistema y la potencia de carga del BESS. Dicha restricción debe cumplirse para todos los periodos, en caso de no cumplirse, se puede tener energía no servida U_t .

$$\sum_g P_{t,g} + \sum_p P_{S_{t,p}} + \sum_b Pd_{t,b} = l_t + U_t + \sum_b Pc_{t,b} \quad (4.31)$$

Fuentes variables de energía

En este caso, las fuentes variables son un generador fotovoltaico y eólico. Para el generador de viento se utiliza el perfil de la turbina y se realiza una aproximación lineal por tramos incorporado en el modelo de aerogenerador de [1]. En el caso del generador fotovoltaico, el modelo simplificado corresponde a la potencia solar controlada por el ángulo de inclinación de los paneles α , dada por la eficiencia del panel solar ns , la superficie total de la planta As y la irradiancia que incide sobre los paneles $Rs_{t,\alpha}$. Además, se limita para el período t una potencia solar máxima y una potencia solar mínima.

$$Ps_{t,p,\alpha} = ns \cdot As \cdot Rs_{t,\alpha} \quad \forall t, p \quad (4.32)$$

$$\underline{Ps_{t,p}} \leq Ps_{t,p,\alpha} \leq \overline{Ps_{t,p}} \quad \forall t, p \quad (4.33)$$

Generador diésel

Las funciones de costo de las unidades térmicas son linealizadas para la formulación MIP del optimizador. En este caso, la función es aproximada en nv segmentos lineales, cada tramo lineal v introduce una variable binaria B_v y una continua adicional P_v . Entonces, el consumo de combustibles está dado por una pendiente α_v y el punto β_v de intersección del eje Y para el segmento v .

$$q_t = \sum_{v=1}^{nv} (\alpha_v \cdot P_{t,v} + \beta_v \cdot B_{t,v}) \quad \forall t, v \quad (4.34)$$

La variable de encendido y apagado del generador B_g está dada por las variables binarias, de las cuales solo una puede ser igual a 1 en el tiempo t (6). También se restringen los segmentos de potencia del generador en sus límites máximo $\overline{P_v}$ y mínimo $\underline{P_v}$, como en (7), y la potencia del generador diésel queda dada por la sumatoria de los segmentos lineales (8)

$$B_{t,g} = \sum_{v=1}^{nv} B_{t,v} \leq 1 \quad \forall t, v \quad (4.35)$$

$$B_{t,v} \cdot \underline{P_v} \leq P_{t,v} \leq \overline{P_v} \cdot B_{t,v} \quad \forall t, v \quad (4.36)$$

$$P_{t,g} = \sum_{v=1}^{nv} P_{t,v} \quad \forall t, v \quad (4.37)$$

Entonces, la función de costos queda representada por el precio del combustible Cc y el consumo de combustibles.

$$C_{t,g}^{Op} = Cc \sum_{v=1}^{nv} (\alpha_v \cdot P_{t,v} + \beta_v \cdot B_{t,v}) \quad \forall t, v \quad (4.38)$$

El costo de partida está dado por un costo constante según la siguiente restricción:

$$C_{t,g}^{Start} = Cd (B_{t,g} - B_{t-1,g}) \quad \forall t, g \quad (4.39)$$

En cuanto al volumen del estanque del generador, se realiza un balance según las potencia del mismo. Dicho volumen también está limitado en un valor máximo y mínimo.

$$V_{t,g} = V_{t-1,g} - \sum_{v=1}^{nv} (\alpha_v \cdot P_{t,v} + \beta_v \cdot B_{t,v}) \quad \forall t, g \quad (4.40)$$

$$\underline{V}_g \leq V_{t,g} \leq \overline{V}_g \quad \forall t, g \quad (4.41)$$

4.3.3 Restricciones del BESS

Modo de carga y descarga

$$uc_{t,b} + ud_{t,b} \leq 1 \quad \forall t, b \quad (4.42)$$

Límites de energía y profundidad de descarga

El límite máximo de energía para las tecnologías de flujo redox, níquel cadmio y sulfuro de sodio:

$$E_{t,b} \leq m_b \cdot Soc_b \cdot \overline{E}_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.43)$$

La tecnología de ion litio y plomo ácido según los límites de final de la carga para lograr la carga completa:

$$ucD_{t,b} \leq ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.44)$$

$$udC_{t,b} \leq 1 - ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.45)$$

$$ucD_{t,b} - udC_{t,b} = ud_{t,b} - ud_{t-1,b} \quad \forall t, b \quad (4.46)$$

$$E_{t,b} \leq m_b \cdot \overline{E}_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.47)$$

$$m_b \cdot Soc_b \cdot \overline{E}_{t,b} \cdot ucD_{t,b} \leq E_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.48)$$

La restricción del límite mínimo de energía que aplica para todas las tecnologías:

$$m_b \cdot \underline{E}_b \leq E_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.49)$$

$$\underline{E}_b = \text{Dod}_b \cdot \overline{E}_b \quad \forall b \quad (4.50)$$

Límites de potencia y gradientes de subida y bajada

Los límites máximos de la salida potencia de carga y descarga de todas las tecnologías de acumuladores son:

$$P_{c,t,b} \leq \overline{P}_{c_b} \cdot uc_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.51)$$

$$P_{d,t,b} \leq \overline{P}_{d_b} \cdot ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.52)$$

Para las tecnologías de sulfuro de sodio, plomo ácido, ion litio y níquel cadmio la variación de potencia de carga está dada por:

$$P_{c,t-1,b} - P_{c,t,b} \leq Gdn_b \cdot \delta_t \cdot uc_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.53)$$

$$P_{c,t,b} \leq Gdn_b \cdot \delta_t \cdot uc_{t,b} \quad \forall t = 1, b \quad (4.54)$$

Además, para la tecnología de sulfuro de sodio también la variación de potencia de descarga está dada por:

$$P_{d,t,b} - P_{d,t-1,b} \leq Gup_b \cdot \delta_t \cdot ud_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.1)$$

$$P_{d,t,b} \leq Gup_b \cdot \delta_t \cdot ud_{t,b} \quad \forall t = 1, b \quad (4.2)$$

Costo de estado de salud

El estado de salud y costo del estado de salud de la tecnología están dados por:

$$SoH_{t,b} = SoH_{t-1,b} - (n_b^T \cdot \delta_t + n_b^{oc} \cdot ucD_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.55)$$

$$C_b^{SoH} = (SoH_{1,b} - SoH_{NT,b}) \cdot C_b^{inv} \quad \forall b \quad (4.56)$$

Al incluir el SoH, el parámetro \overline{E}_b es reemplazado por la variable $\overline{E}_{t,b}$, la cual está dada por:

$$\overline{E}_{t,b} = \overline{E}_b \cdot (1 - SoH_{t-1,b}) \quad \forall t, b \quad (4.57)$$

$$\overline{E}_{t,b} \geq 0.8 \cdot \overline{E}_b \quad \forall t, b \quad (4.58)$$

Las pérdidas por tiempo para las tecnologías de ion litio, plomo ácido, sulfuro de sodio y níquel cadmio están determinadas por la temperatura:

$$n_b^T = n_b^{T1} \quad \forall b \quad (4.59)$$

Las pérdidas por ciclo de operación son diferentes para cada tecnología. La tecnología de ion litio tiene pérdidas por:

$$n_b^{oc} = n_b^{DOD} + n_b^{\Delta} + n_b^{ov} \quad \forall b \quad (4.60)$$

Las pérdidas por ciclo de operación para la tecnología de plomo ácido y sulfuro de sodio:

$$n_b^{oc} = n_b^{DOD} \quad \forall b \quad (4.61)$$

Las pérdidas por ciclo de operación para la tecnología de níquel cadmio:

$$n_b^{oc} = n_b^{DOD} + n_b^{me} \quad \forall b \quad (4.62)$$

Las pérdidas por tiempo y ciclo de operación para la tecnología de flujo redox:

$$n_b^T = n_b^{oh}, n_b^{oc} = n_b^{DOD} + n_b^{ov} \quad \forall b \quad (4.63)$$

Funciones del BESS

Para el balance energético, la ecuación de balance del BESS está dada por:

$$E_{t,b} = (1 - \eta_b^{sd} \cdot \delta_t) \cdot E_{t-1,b} + \delta_t \cdot \eta_b^c \cdot Pc_{t,b} - \delta_t \cdot \eta_b^d \cdot Pd_{t,b} \quad \forall t, b \quad (4.64)$$

$$E_{t,b} = (1 - \eta_b^{sd} \cdot \delta_t) \cdot E_{0,b} + \delta_t \cdot \eta_b^c \cdot Pc_{t,b} - \delta_t \cdot \eta_b^d \cdot Pd_{t,b} \quad \forall t = 1, b \quad (4.65)$$

El estado inicial y final de carga están dados por el Soc_b^{last} :

$$E_b^{beg} = E_{1,b}, E_b^{last} = E_{NT+1,b} \quad \forall b \quad (4.66)$$

$$E_b^{beg} = E_b^{last} = m_b \cdot Soc_b^{last} \cdot \overline{E}_b \quad \forall b \quad (4.67)$$

La restricción de reserva secundaria de subida aportada por la tecnología de plomo ácido, ion litio, níquel cadmio y flujo redox es:

$$Pd_{t,b} + SR_{t,b}^{UP} - Pc_{t,b} \leq m_b \cdot \overline{Pd}_b \cdot (1 - uc_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.68)$$

La restricción de reserva secundaria de bajada aportada por plomo ácido, ion litio, níquel cadmio y flujo redox es:

$$Pc_{t,b} + SR_{t,b}^{DN} - Pd_{t,b} \leq m_b \cdot \overline{Pc_b} \cdot (1 - ud_{t,b}) \quad \forall t, b \quad (4.69)$$

Metodología y Resultados

En este capítulo se presenta la metodología para la implementación de la formulación propuesta y los resultados de dos casos de estudio con su respectivo análisis.

5.1 Metodología de simulación

La implementación de la formulación propuesta se realiza con las simulaciones de dos casos de estudio, una microrred y un SEP, con el objetivo de evaluar el desempeño del BESS y sus tecnologías en dos sistemas eléctricos. La microrred estudiada está ubicada en Huatacondo y el SEP seleccionado es el Sistema Interconectado de Norte Grande (SING).

La metodología de simulación para la implementación de la formulación es realizada según el esquema descrito a continuación, el cual se divide en tres etapas:

Datos de entrada: la primera etapa consiste en la determinación de los datos de entrada necesarios para realizar el predespacho de los dos casos de estudio, lo cual incluye la información actualizada de las unidades de generación, la predicción de los perfiles de demanda y de las unidades ERNC (eólico y solar), y los parámetros técnicos del BESS.

Se determina la base de datos de todas las unidades que componen el sistema, tales como centrales térmicas, hidráulicas y ERNC. La información necesaria son las capacidades máximas, montos de reservas, los costos de operación y parámetros técnicos de las unidades. Además, se debe determinar los montos de reserva primaria y secundaria para todo el tiempo de evaluación. En el predespacho además se utilizan los perfiles de demanda, eólicos y solares, en este caso se especificaran los perfiles históricos de demanda para cada sistema, los datos históricos solares en Huatacondo y en cuanto al SING, los datos proyectados de viento y sol.

Para el BESS se determinan los datos técnicos específicos de la tecnología utilizada, tales como, la capacidad máxima, la eficiencia del ciclo, la tasa de autodescarga, la tasa de carga y descarga seleccionada y parámetros requeridos según el número de ciclos. Las tecnologías seleccionadas para las simulaciones son las más representativas: ion litio, VRB, VRLA, NAS y NiCd.

En la siguiente figura se resume el esquema de etapas de la metodología descrita a continuación.

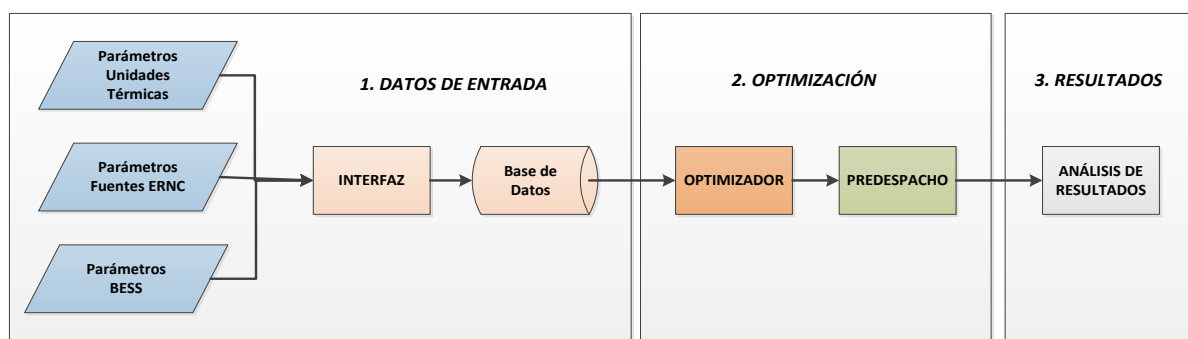


Figura 14. Esquema de la metodología de simulación

Optimización: en esta etapa se realizan las simulaciones para determinar el predespacho económico de los casos de estudio. Para ello, se utiliza la formulación MILP propuesta en el capítulo anterior. El método utilizado para la optimización es determinístico, con un escenario de energía eólica y solar, y un requerimiento de reserva en giro constante para todo el horizonte de programación.

Las simulaciones se realizan con un horizonte de programación de 8 días para reflejar el comportamiento del BESS con las restricciones de gradientes y de carga completa de algunas tecnologías. La resolución utilizada en el caso de la microrred es de 15 minutos y en el caso del SING es de 1 hora, por lo tanto los períodos de evaluación son 576 y 192, respectivamente.

El ejemplo ilustrativo considera la tecnología utilizada en la microrred, un acumulador de plomo ácido y las características determinadas por el fabricante. En general, las simulaciones ejemplifican la inclusión de cada característica para evaluar el desempeño y costo que implican la consideración de las mismas. Se incluyen las características establecidas en el Capítulo 3 y 4 para cada tecnología; las comunes como la eficiencia, autodescarga y profundidad de descarga, y las específicas como los gradientes y la carga completa. No se realizan simulaciones que incluyen el modelo de la vida útil y el aporte de reserva del acumulador. También, se incluyen simulaciones con cada tecnología para establecer comparaciones.

El optimizador está programado con una formulación MILP, el cual resuelve el problema con el algoritmo Branch&Cut. El problema es resuelto con un gap de 0.01 y 0.007, para la microrred y el SING, respectivamente. El software utilizado es programado en Java y como interfaz al usuario utiliza Excel, donde se ingresan y se cargan los datos en una base de datos. El software utiliza como herramienta de optimización CPLEX 12.1.

Resultados: en la tercera etapa se presentan y analizan los resultados obtenidos en las simulaciones de los dos casos de estudio. Se consideran dos casos bases para comparación de resultados, uno no incorpora el BESS en el sistema y el segundo incorpora el BESS pero caracterizado con el modelo general. Los casos de estudio son analizados para cada característica incorporada al modelo propuesto y para cada tecnología de acumulador, como se muestra en la

Tabla 2. Los resultados obtenidos son analizados individualmente y luego comparados entre ellos para determinar el desempeño de cada una y las aplicaciones para las cuales son adecuadas.

Tabla 2. Simulaciones de los Casos de Estudio

Simulaciones		Características incorporadas al modelo				
		Autodescarga	Límites de capacidad	Gradiente de subida	Gradiente de bajada	Carga completa
Caso Base sin BESS de Microrred	CB1					
Caso Base con BESS Microrred	CB2					
Ejemplo ilustrativo Microrred	S1					
	S2					
	S3					
	S4					
Tecnologías Acumuladores -Microrred	1. Li-ion					
	2. Li-ion					
	3. Plomo ácido					
	4. Plomo ácido					
	5. VRB					
	6. NaS					
	7. NiCd					
Caso Base sin BESS de Microrred	CB1					
Caso Base con BESS Microrred	CB2					
Ejemplo ilustrativo SING	S1					
	S2					
	S3					
	S4					
	S5					
Tecnologías Acumuladores - SING	1. Li-ion					
	2. Li-ion					
	3. Plomo ácido					
	4. Plomo ácido					
	5. VRB					
	6. NaS					
	7. NiCd					

5.2 Caso de Estudio 1: Microrred Huatacondo

5.2.1 Descripción del sistema

La microrred seleccionada como caso de estudio es un sistema existente ubicado en Huatacondo, primera región de Tarapacá. La microrred cuenta con un generador diésel, paneles fotovoltaicos y un sistema de baterías para almacenamiento de energía. Los datos de las unidades y dispositivos de la red son [62]:

- Generador diésel (G1): capacidad nominal 150 KVA, potencia mínima 5 kW y potencia máxima 120 kW
- Dos plantas fotovoltaicas (Gen Sol): potencia nominal 23 kW y 1.75 kW
- Estanque de agua (Vfict): volumen inicial 1000 litros, volumen máximo 16000 litros y mínimo 1600 litros
- Bomba de agua (Pbomb): potencia bomba 0.5 kW, capacidad 18000 l/kWh
- Sistema de baterías (B1): el inversor (Pinv) del sistema de baterías tiene una potencia de 50 kW.

El perfil de consumo eléctrico de la microrred medido en Huatacondo en los primeros días de Enero se muestra en la Figura 15, en la cual se especifican 2 días. Las horas punta de demanda son en la mañana, entre las 4:00 y 5:00, y las horas valle, al medio día, entre las 12:00 y 15:00. La máxima energía no suministrada del sistema puede ser de 50 kWh.

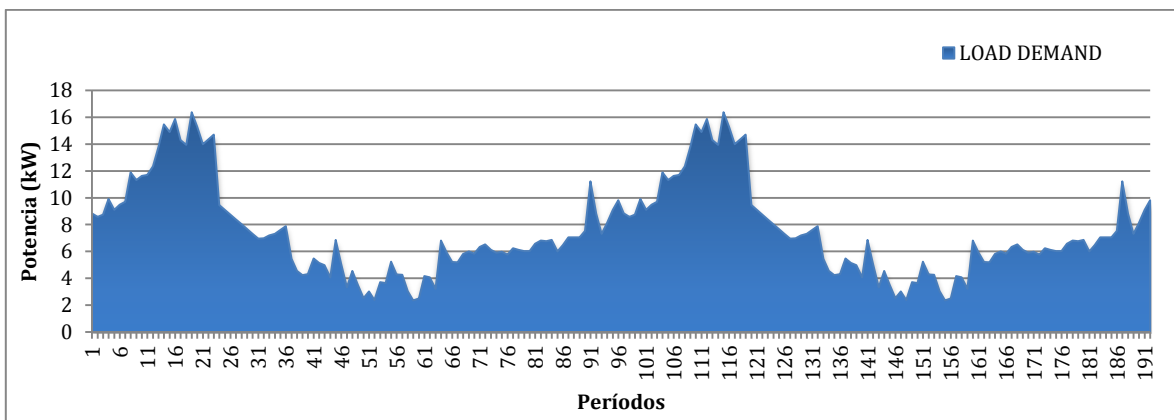


Figura 15. Perfil de consumo eléctrico Huatacondo

El perfil de potencia fotovoltaica en Huatacondo se muestra en la Figura 16, se observa que hay radiación solar únicamente por 8 horas diarias entre la hora 8:00 y 16:00 (período 31 y 66).

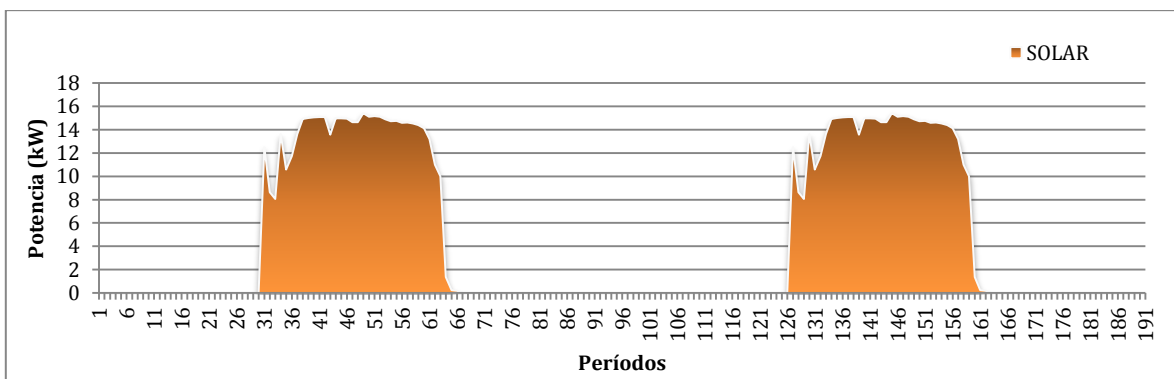


Figura 16. Perfil de potencia fotovoltaica Huatacondo

5.2.2 Datos técnicos del BESS

La dimensión del BESS es determinada por el banco de baterías que utiliza la microrred como sistema de almacenamiento. El banco de baterías tiene una capacidad de 127 kWh a 596 V y una potencia máxima de 50 kW. El banco está conectado a la red por convertidores bidireccionales y se compone de 96 acumuladores de plomo ácido de 6 V de tensión nominal. La eficiencia del ciclo de carga y descarga del sistema es de 0.85. El objetivo del sistema de almacenamiento es realizar el manejo energético almacenando la generación de la unidad fotovoltaica en horas valle y descargando en horas punta.

Los parámetros de entrada del BESS para las simulaciones del ejemplo ilustrativo y el análisis de cada característica son valores típicos de cada una, rangos promedio que se encuentran en la literatura y en las especificaciones de fabricantes, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Valores típicos de las características de los acumuladores

CARACTERÍSTICAS	VALORES TÍPICOS	
Eficiencia del ciclo	70	%
Tasa de autodescarga	0.3	% /mes
SOC mínimo (recomendado)	20	%
SOC máximo (recomendado)	80	%
Gradiente de subida (Tasa-C)	0.83	kW/min
Gradiente de bajada (Tasa-C)	0,3787	kW/min

Los parámetros de entrada para las simulaciones de cada tecnología de acumulador son determinadas por las especificaciones técnicas de las celdas o módulos de ion litio, VRB, VRLA, NaS y NiCd; información proporcionada por fabricantes como MHI, Prudent's Energy, FIAMM-GS, NGK y ALCAD. En la Tabla 4 se observan las características técnicas relevantes para las simulaciones, el cual es un resumen de la información detallada del Anexo B.

Los datos de los fabricantes son dados por celda o módulo que compone el sistema de baterías, estos se conectan en serie o paralelo según los requerimientos. Los demás componentes como el PCS también definen algunos parámetros de las características, por lo tanto, los datos son aproximaciones porque la información está dada en DC (al igual que el PCS).

Los parámetros de entrada para las simulaciones de cada tecnología de acumulador son determinadas por las especificaciones técnicas de las celdas o módulos de ion litio, VRB, VRLA, NaS y NiCd; información proporcionada por fabricantes como MHI, Prudent's Energy, FIAMM-GS, NGK y ALCAD. En la Tabla 4 se observan las características técnicas relevantes para las simulaciones, el cual es un resumen de la información detallada del Anexo B.

Los datos de los fabricantes son dados por celda o módulo que compone el sistema de baterías, estos se conectan en serie o paralelo según los requerimientos. Los demás componentes como el PCS también definen algunos parámetros de las características, por lo tanto, los datos son aproximaciones porque la información está dada en DC (al igual que el PCS).

Tabla 4. Parámetros de las tecnologías de acumulador

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	TECNOLOGÍAS				
		Li-ion	Flujo-redox	Plomo ácido	Sulfuro de Sodio	Níquel Cadmio
Tipo	---	Litio óxido de Cobalto	VRB	VRLA-AGM	NAS	NiCd placa de bolsillo
Eficiencia del ciclo	%	85	75	85	85	70
Tasa de autodescarga	%/h	2.78E-03	2.78E-03	3.33E-03	0	2.78E-03
SOC mínimo (recomendado)	%	20	20	20	10	0
SOC máximo (recomendado)	%	100	80	100	100	80
Gradiente de subida (Tasa-C)	kW/h	---	---	---	50	---
Gradiente de bajada (Tasa-C)	kW/h	6.4	---	0.026	22.72	1.45

5.2.3 Resultados Caso Base

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo se plantea dos casos base con la microrred descrita. Los resultados que se muestran a continuación describen un caso base que considera la microrred con el sistema de almacenamiento caracterizado con el modelo general propuesto en [1]. El modelo no incluye las características de funcionamiento planteadas en este trabajo, por lo tanto representa el banco de baterías con un modelo simplificado formulado en MIP y en el cual la potencia máxima del banco de baterías está limitada por la corriente límite del inversor, esto es representado por una función convexa de la potencia mínima del banco de baterías.

En la Figura 17 se muestra el encendido y apagado de las unidades del sistema en un día, se observa que la generación de la unidad fotovoltaica es almacenada en el BESS (ud), y la unidad diésel es encendida al comienzo y final del día para la carga del BESS (uc), excepto en la hora 8. El BESS descarga entre las horas 3-8 y 16-23 reemplazando la unidad diésel en el suministro de demanda.

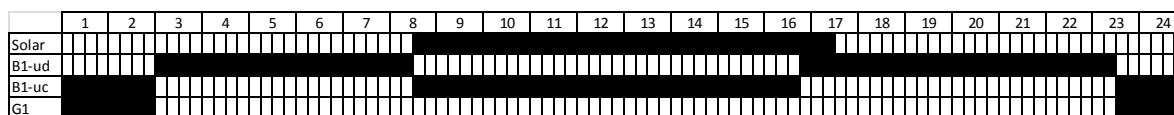


Figura 17. Encendido/Apagado diario de unidades Caso Base

En la Figura 18 se muestra la generación de unidades del sistema y el aporte en descarga del BESS, se observa que la participación del BESS es complementaria a la generación de la unidad fotovoltaica porque descarga en las horas punta.

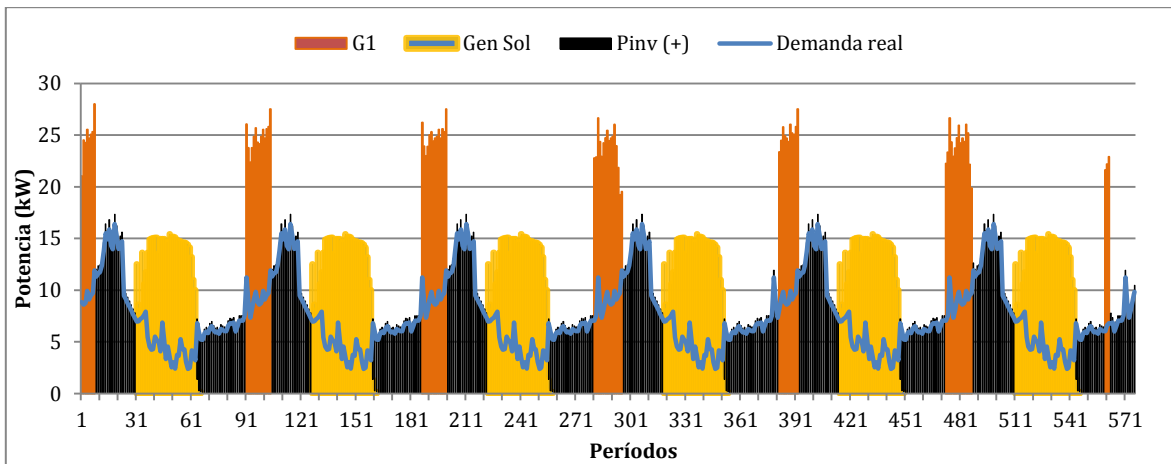


Figura 18. Generación de unidades microrred Caso Base

En la Tabla 5 se muestran los resultados de costos del predespacho de unidades de los casos base. El caso base 1 no considera el BESS en el sistema y el caso base 2 considera el BESS con el modelo general de los sistemas de almacenamiento.

5.2.4 Resultados ejemplo ilustrativo

El modelo propuesto se implementa con un ejemplo ilustrativo que integre el BESS en la microrred de Huatacondo. Se incorporan las siguientes características al modelo del BESS: la tasa de autodescarga, la profundidad de descarga, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Las cuatro simulaciones de este caso varían con respecto a la inclusión de características. Los resultados en general muestran el comportamiento de las unidades involucradas y el desempeño del BESS con la incorporación de cada característica.

En la primera simulación (S1) únicamente se incorporan al modelo las características de autodescarga y los límites acotados de energía según la profundidad de descarga (*Soc* y *Dod*). En la Figura 19 se muestran los resultados de S1, la generación de la unidad fotovoltaica es almacenada en todo el período, excepto entre la hora 16-17, en la cual la unidad debe suministrar la demanda junto con la descarga del BESS. Con respecto al Caso Base, el número de encendidos aumenta porque no hay generación por parte del BESS y la unidad fotovoltaica, por lo tanto la unidad diésel enciende para suministrar la demanda y cargar el BESS. Esto se debe a la capacidad limitada del BESS por la *Dod*.

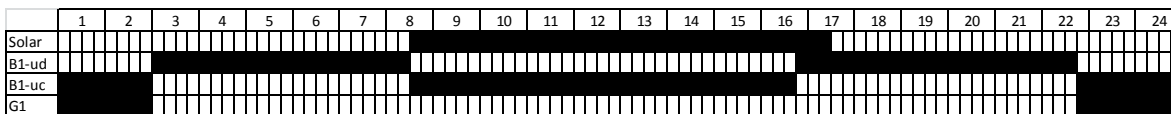


Figura 19. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S1

En la Figura 20 se muestra que el BESS carga con la energía generada por la unidad fotovoltaica y también por la unidad diésel. Con respecto al Caso Base, el BESS presenta algunas descargas limitadas debido a las pérdidas por autodescarga y menor eficiencia, como se muestra en el período 380. Además, la capacidad de carga limitada genera que al principio del período la descarga sea limitada hasta el 20% por el *Dod* y también, que desde el período 251 la capacidad sea notablemente inferior al Caso Base debido al *Soc* de 80%.

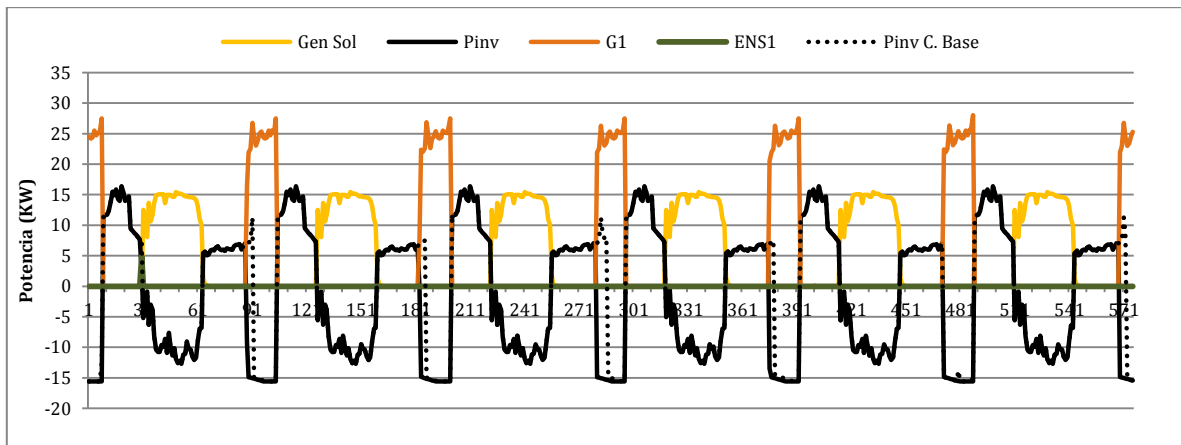


Figura 20. Generación y salida del inversor - Caso S1

En la segunda simulación (S2) se incorporan las anteriores características y el gradiente de bajada. La restricción de gradiente para la potencia de carga afecta significativamente la participación del BESS en la red porque aumenta el tiempo de carga. En la Figura 21 se muestra que el generador diésel aumenta su generación para suministrar la demanda y cargar el BESS debido a que la carga es más lenta, reduciendo el número de descargas.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Solar																								
B1-ud																								
B1-uc																								
G1																								

Figura 21. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S2

En general, el costo marginal presenta un aumento y alta variación debido a la restricción del gradiente. En la Figura 22 se observa que el gradiente reduce el número de ciclos debido a la carga limitada y la generación solar no es totalmente almacenada, por lo que se pierde la parte que no es suministrada a la demanda. La generación de la unidad diésel también aumenta.

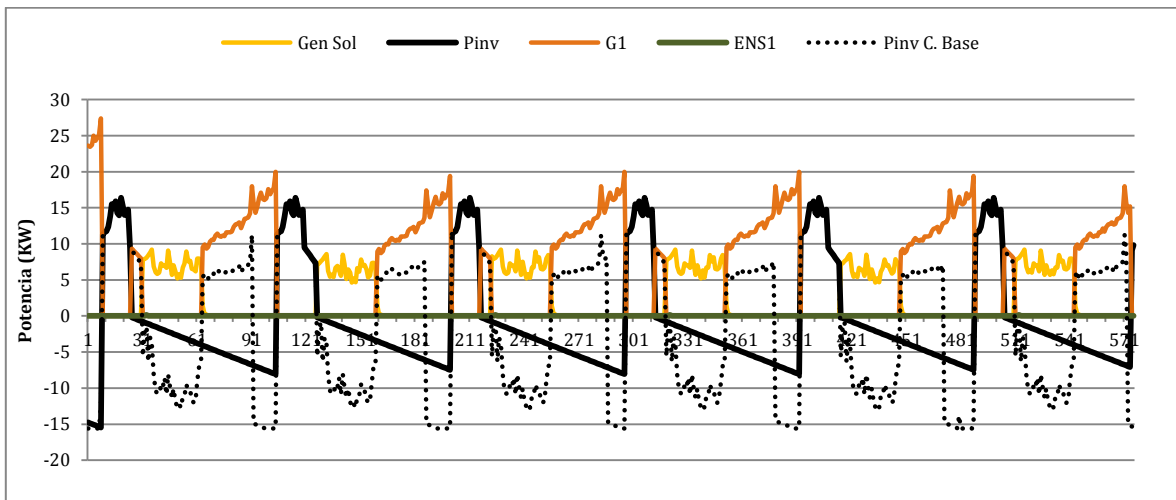


Figura 22. Generación de unidades y salida inversor - Caso S2

En la tercera simulación (S3) se incorporan todas las características y la restricción de carga completa, excepto los gradientes. La restricción de carga completa es un requerimiento que

evita la reducción de la vida útil o aceleración del daño de un acumulador de plomo ácido; por ello es necesario evaluar el desempeño del BESS y los costos que implican incluir dicha restricción en el modelo propuesto.

Los resultados del predespacho de unidades se muestran en la Figura 23, se observa que la restricción de carga completa reduce la participación del BESS, descargando únicamente al comienzo del día, esto también incrementa el encendido de la unidad de diésel, por lo tanto también el costo de combustible (hora 16).

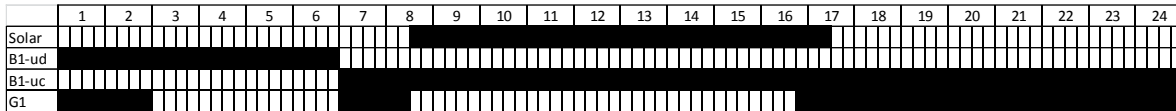


Figura 23. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S3

La restricción de carga completa y los requerimientos de demanda influyen en el aumento considerable de la reserva en giro con respecto a los otros casos, debido a que el BESS no participa y se convierte en una carga adicional para el sistema en casi todo el período. En la Figura 24 se muestra el número reducido de descargas del BESS y el almacenamiento de energía solar en cantidades limitadas a partir del período 321, donde se pierde parte de energía solar porque se alcanza la corriente límite del inversor, más no la potencia máxima del acumulador. Por lo tanto, la descarga no se realiza en el período 300 y 393 presentando ENS. Los costos totales aumentan debido a la ENS y el costo del combustible por la disminuida participación del BESS.

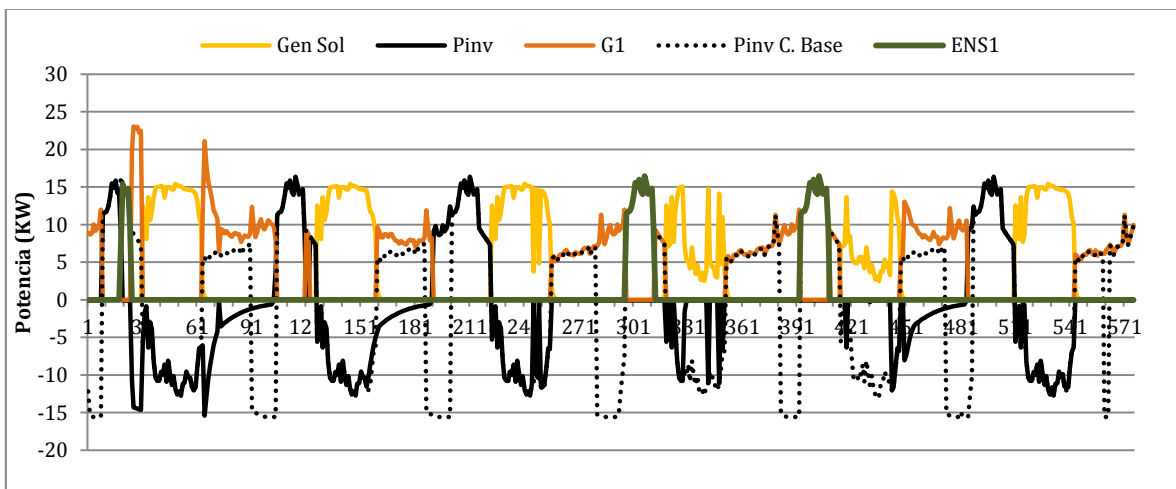


Figura 24. Generación de unidades y salida del inversor Caso S3

En la cuarta simulación (S4) se incluyen todas las características, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Dichas restricciones condicionan la participación del BESS en el sistema, la carga completa restringe la descarga y el gradiente de bajada restringe la carga rápida; esto como el caso anterior aumenta los costos y convierte al BESS en una carga adicional del sistema.

Los resultados de predespacho de unidades se muestran en la Figura 25, se muestra la disminución de participación del BESS en descarga y el encendido de la unidad diésel en las últimas horas del día. En las primeras 5 horas el BESS descarga la energía inicial hasta el límite

mínimo, después en la hora 6, el gradiente de potencia desplaza la curva de carga del BESS por algunos períodos con respecto al caso S3. Finalmente, el generador diésel carga el BESS para cumplir con la restricción de carga completa.

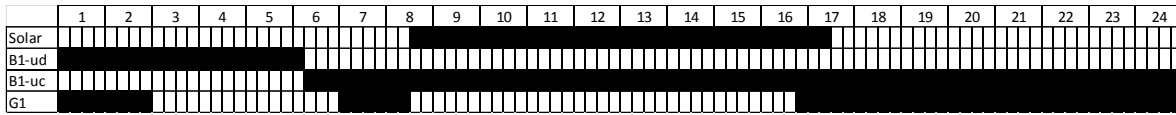


Figura 25. Encendido/Apagado diario de unidades Caso S4

En la Figura 26 se muestra que el número reducido de descargas del BESS y el aumento de períodos de ENS. El gradiente produce mayores pérdidas de energía solar que en S3 por el tiempo de carga, y la restricción de carga completa aumenta la generación de la unidad diésel, la cual no suministra a la demanda en algunos períodos.

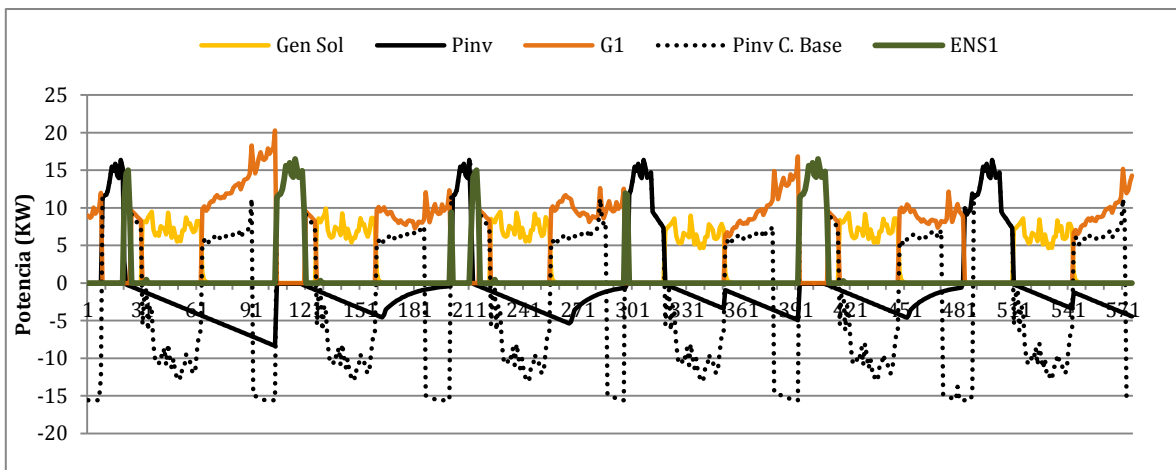


Figura 26. Generación de unidades y salida del inversor - Caso S4

La incorporación de las características y restricciones del BESS en el modelo aumentan los costos totales del sistema. Las características como la autodescarga, la profundidad de descarga y la eficiencia no influyen significativamente en el aumento de costos, pero la pérdida de energía y las limitaciones aumentan en cierta cantidad la generación de la unidad de diésel y por lo tanto aumentan los costos por diésel.

El gradiente también influye en el aumento de costos porque restringe la participación del BESS en algunos periodos debido a la restricción en el tiempo de carga, aumentando la generación de la unidad diésel, como se demuestra en los resultados de S2 y S4. En cuanto a la simulación S3 y S4, la restricción de carga completa casi duplica los costos totales por la ENS y mayor generación de la unidad diésel. Con respecto al caso base 1 (CB1), la integración del BESS representa beneficios al sistema a nivel de costos, aunque el requerimiento de carga completa representa para el sistema casi los mismos costos diésel que CB1, como se observa en la Figura. En la siguiente tabla son detallados los costos de cada simulación y en la figura se comparan los cotos diésel y totales.

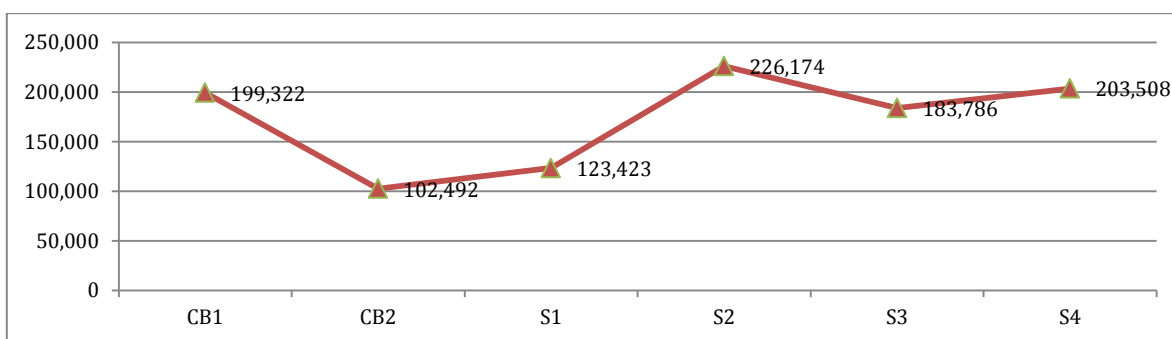


Figura 27. Costos diésel de simulaciones Huatacondo

Tabla 5. Costos de simulaciones Huatacondo

Costos (US\$)	Caso Base		Simulaciones ejemplo ilustrativo			
	CB1	CB2	Simulación 1	Simulación 2	Simulación 3	Simulación 4
Costo de arranque (G1)	36.000	18.000	18.000	30.000	30.000	30.000
Costo de operación (G1)	163.322	84.492	105.423	196.174	153.786	173.508
Costo diésel (total G1)	199.322	102.492	123.423	226.174	183.786	203.508
Costo por ENS	658.865	0	0	289	361.021	294.266
Costo total	858.187	102.492	125.881	226.463	544.807	497.774
% con respecto a CB2	737,32%	0%	22,82%	120,96%	431,56%	385,67%
% con respecto a CB1	0%	-88,06%	-85,33%	-73,61%	-36,52%	-42%

5.2.5 Resultados Casos Tecnologías de Acumuladores

El modelo propuesto incorpora las características generales de los acumuladores y restricciones asociadas a cada tecnología. Por lo tanto, a continuación se evalúa el desempeño de cada tecnología de acumulador en una microrred.

Las cinco simulaciones incluyen en su modelo las características de eficiencia, autodescarga y los coeficientes *Dod* y *Soc*. Los gradientes de subida y bajada y la restricción de carga completa son incluidos según la tecnología. Las magnitudes comunes en las simulaciones son la capacidad, potencia máxima y la carga final e inicial. Las magnitudes determinadas por los fabricantes son la eficiencia, la tasa de autodescarga, los coeficientes *Dod* y *Soc*, y los gradientes de subida y de bajada; como se muestran en la Tabla 4.

5.2.5.1 Caso acumulador de Ion Litio

La simulación con el acumulador de ion litio incluye en el modelo el gradiente de bajada definido por la tasa de carga (Tasa-C) que especifica el fabricante y la restricción de carga completa, como requerimiento para extender su vida útil.

Los resultados del encendido y apagado de unidades en las primeras 24 horas se muestran en la Figura 28. El acumulador descarga la energía almacenada según la restricción de carga inicial y la profundidad de descarga, después, comienza a realizar la carga con la generación de la unidad diésel y la unidad fotovoltaica hasta al final del día. La restricción de carga completa y el gradiente producen menos descargas del BESS y mayor número de encendidos de la unidad diésel, con respecto al Caso Base.

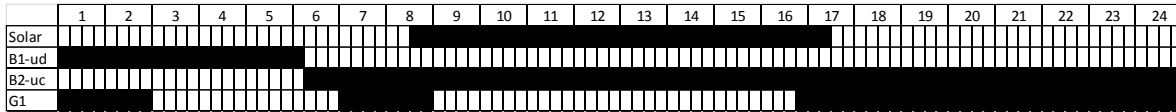


Figura 28. Encendido/Apagado diario de unidades - Ion Litio

En los siguientes períodos, las descargas son limitadas y se dan períodos de ENS, como se muestra en la Figura 29. El gradiente de bajada limita el almacenamiento de energía, por lo tanto se pierde energía solar en el día 3 y 4. La restricción de carga completa puede realizarse debido a que la descarga es limitada por el límite mínimo de capacidad (Dod) y logra realizar varias descargas, aunque hay algunos períodos de ENS.

En la Figura 29 se incluye la salida del inversor en el caso de no considerar el requerimiento de carga completa ($P_{inv-sin ucD}$). Se observa que el número de ciclos de carga y descarga aumenta, por lo tanto hay mayor participación del BESS, menos ENS y menos energía solar perdida; lo cual reduce los costos totales.

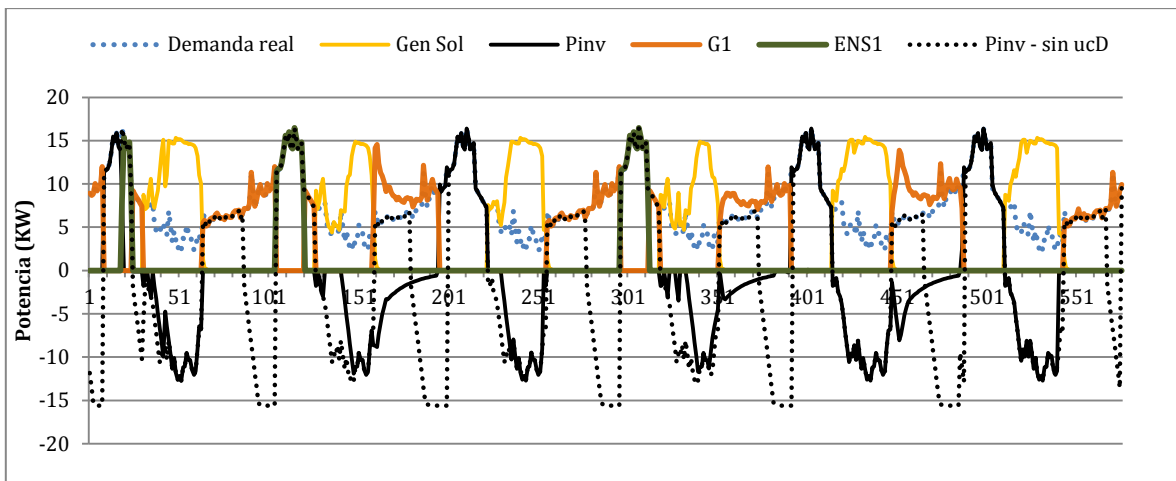


Figura 29. Generación de unidades y salida del inversor - Ion Litio

En general, la restricción de carga completa limita la participación del acumulador de ion litio en la descarga en horas punta y produce periodos de ENS y aumento de generación de las unidades diésel. Entonces, es necesario comparar el beneficio de dicho requerimiento versus la participación del BESS en el sistema. En cuanto al gradiente de bajada, la carga restringida reduce la capacidad de almacenamiento; por lo tanto es determinante la tasa de carga seleccionada (Tasa-C).

5.2.5.2 Caso acumulador de Plomo Ácido

La simulación con el acumulador de plomo ácido incluye en el modelo, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa.

El BESS descarga la carga inicial del período de programación en las primeras 5 horas del día, después comienza a cargar con la generación de la unidad fotovoltaica y al final del día con la unidad diésel debido a la restricción de gradiente de bajada.

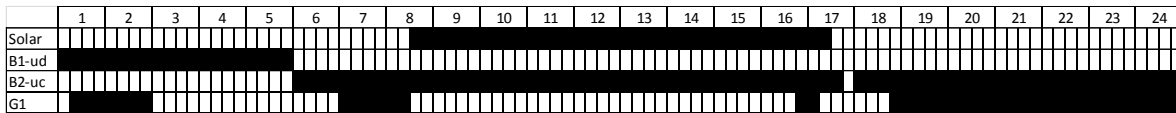


Figura 30. Encendido/Apagado diario de unidades - VRLA

Como se muestra en la Figura 31, a diferencia de la tecnología de ion litio, el BESS tiene un alto gradiente, por lo tanto almacena energía de forma restringida perdiendo gran parte de generación de la unidad fotovoltaica y reduciendo el número de ciclos, además, la ENS y la generación de la unidad diésel aumentan. En consecuencia, los costos totales son altos para el sistema.

Sin la restricción de carga completa, el BESS realiza más descargas, aumentando su participación en el sistema, como se observa en la Figura 31, aunque la generación de la unidad diésel aumenta, los periodos de ENS disminuyen considerablemente, por lo tanto los costos totales también.

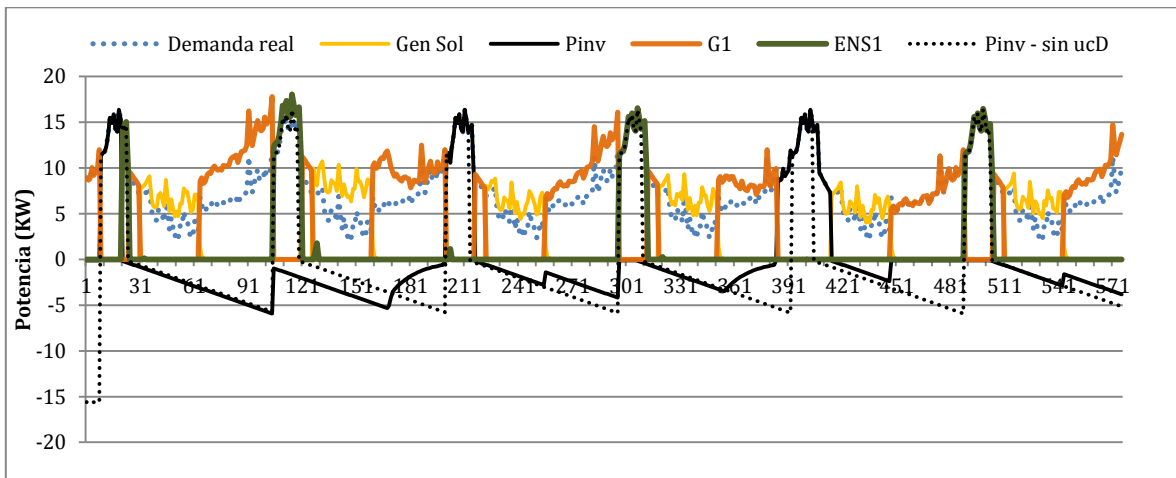


Figura 31. Generación de unidades y salida del inversor -VRLA

Al igual que en la tecnología de ion litio, las restricciones de gradiente y carga completa limitan la participación del acumulador en el almacenamiento de energía de fuentes variables y en la descarga en horas punta. El gradiente de bajada es de una magnitud mayor que en el anterior caso, por lo tanto la carga está más restringida y el número de ciclos es menor, sin embargo, esto depende de la tasa de carga seleccionada (Tasa-C). En este caso, la restricción de carga completa es más determinante para la vida útil, por lo cual, para realizar la función de manejo energético

debe considerarse factores como el tamaño del BESS, la tasa de carga y respaldo de unidades menos costosas.

5.2.5.3 Caso acumulador de Flujo Redox

La simulación con el acumulador de flujo VRB considera el modelo con las características comunes de los acumuladores: baja eficiencia, tasa de autodescarga y los límites de capacidad según la profundidad de descarga.

En la Figura 32 se detalla el comportamiento diario de las unidades del sistema. Al comienzo del periodo, el BESS descarga en algunas horas reemplazando a las otras unidades hasta alcanzar el límite mínimo de capacidad. La carga comienza a partir de la hora 7, almacenando la energía de la unidad diésel y después, con la unidad fotovoltaica hasta que alcanza su límite máximo en la hora 16.

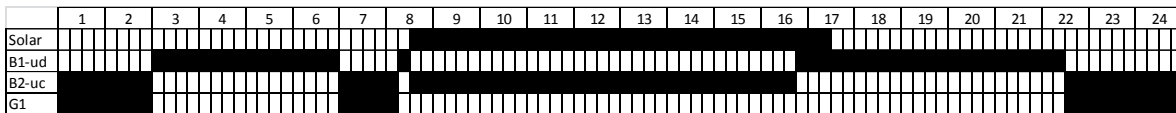


Figura 32. Encendido/Apagado diario de unidades - VRB

Como se muestra en la Figura 33, el BESS tiene varios ciclos de carga y descarga en todo el período de programación, almacena la generación de la unidad fotovoltaica y descarga según el perfil de demanda. La capacidad limitada y la baja eficiencia restringe la descarga, por lo que la generación de la unidad diésel aumenta mínimamente, así como los costos de diésel.

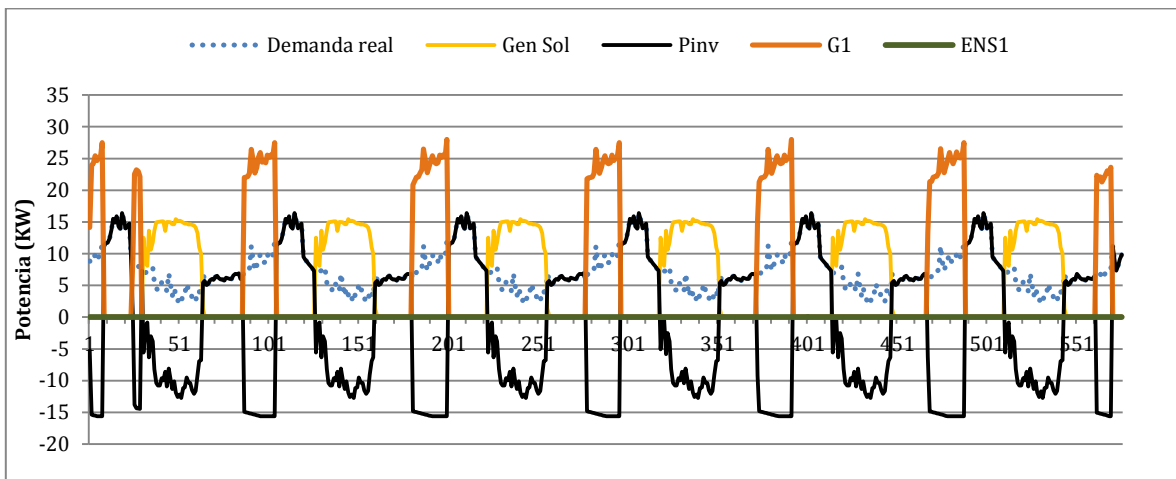


Figura 33. Generación de unidades y salida del inversor - VRB

La tecnología VRB tiene características adecuadas para cumplir con la función de manejo energético porque descarga cuando es requerido y carga la generación de las fuentes variables cuando esta es alta. Sin embargo, la baja eficiencia y los coeficientes de profundidad limitan la capacidad de descarga y disminuye en alguna medida su participación en el sistema; aunque también cabe comparar los beneficios en la tasa de eficiencia cuando se limita la capacidad.

5.2.5.4 Caso acumulador de Sulfuro de Sodio

La simulación con el acumulador de sulfuro de sodio considera el modelo con las siguientes características: autodescarga cero, alta eficiencia, baja *Dod* y los gradientes de subida y de bajada.

En la Figura 34 se detalla el comportamiento diario de las unidades del sistema. El BESS descarga en dos períodos largos reemplazando a las otras unidades y carga cuando la unidad fotovoltaica está generando, excepto entre la hora 16 y 17, en la cual la demanda es relativamente alta y es suministrada por el acumulador y la unidad fotovoltaica. Con respecto al Caso Base y los casos anteriores, la participación en descarga del BESS es mayor, por ejemplo, al comienzo del período, la descarga dura más tiempo (hasta la hora 8).

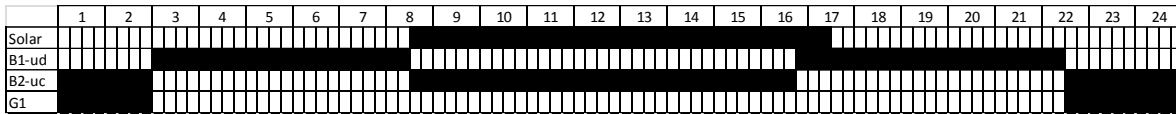


Figura 34. Encendido/Apagado diario de unidades - NaS

El BESS tiene características que benefician su participación en el sistema, como se muestra en la Figura 35, el acumulador tiene varios ciclos, almacena la generación de la unidad fotovoltaica y descarga según el perfil de demanda. Además, no hay períodos de ENS y pérdida de energía de la fuente variable. Los gradientes de subida y bajada debido a su valor alto no establecen gran diferencia en el perfil de potencia del inversor, sin embargo la carga es restringida en un tiempo mínimo, con respecto al Caso Base.

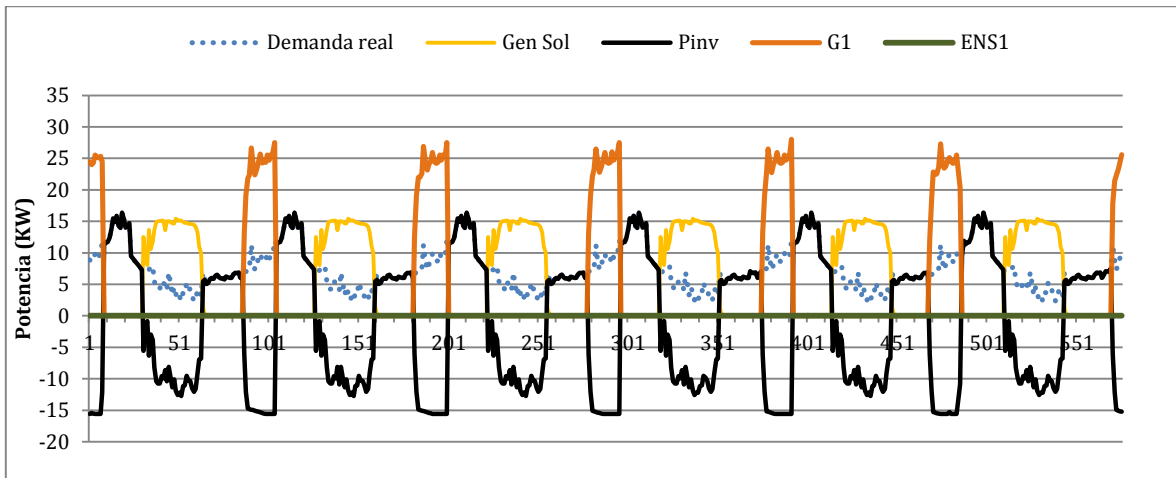


Figura 35. Generación de unidades y salida del inversor -NaS

El acumulador de sulfuro de sodio tiene características adecuadas para cumplir con la función de manejo energético por la tasa de descarga y mayor capacidad de almacenamiento. No obstante, dicha profundidad de descarga es condicional al número de ciclos y por lo tanto, es necesario evaluar esta característica. Los gradientes aunque tienen una magnitud alta, pueden afectar la respuesta y restringir la capacidad de almacenamiento, lo cual es fundamental en otras aplicaciones.

5.2.5.5 Caso acumulador de Níquel Cadmio

La simulación con el acumulador de níquel cadmio considera el modelo con las siguientes características: alta autodescarga, baja eficiencia, baja *Dod* y gradiente de bajada.

En la Figura 36 se detalla el comportamiento diario de las unidades del sistema. El acumulador únicamente descarga al comienzo del período y después, realiza la carga con la generación de la unidad fotovoltaica y diésel, aunque se pierde energía solar y aumenta la generación de la unidad diésel a partir de la hora 16.

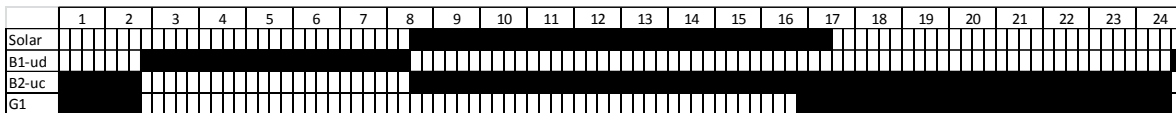


Figura 36. Encendido/Apagado diario de unidades - NiCd

En la Figura 37 se observa el perfil de potencia del acumulador. El gradiente de bajada marca la participación del acumulador, el acumulador realiza menos ciclos y almacena menos energía solar, por lo tanto, aumenta la participación de la unidad diésel para completar la carga. No hay períodos de ENS porque el BESS responde con la descarga en horas punta.

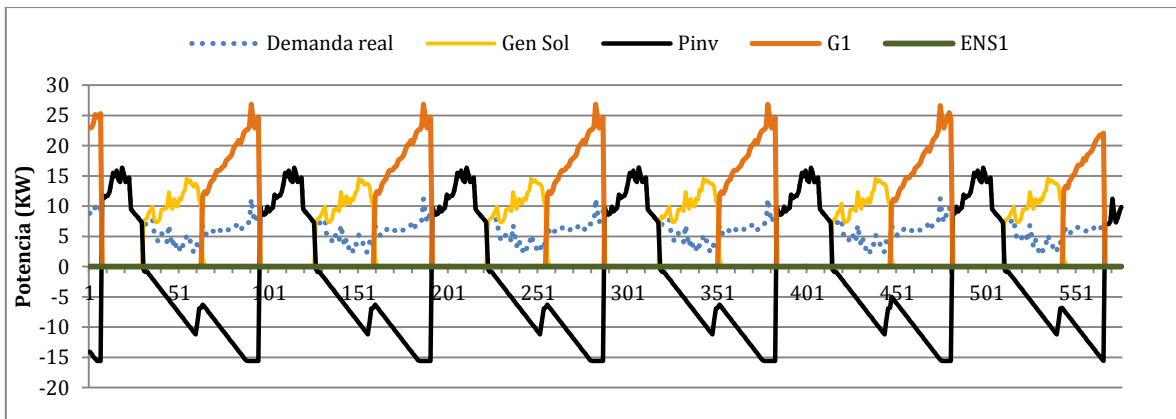


Figura 37. Generación de unidades y salida del inversor- NiCd

El acumulador de níquel cadmio tiene características adecuadas para cumplir con la función de manejo energético, sin embargo, el gradiente de bajada restringe la carga y se pierde energía solar en determinado tiempo, por ello es determinante la tasa de carga seleccionada.

5.2.6 Análisis comparativo de las tecnologías

El siguiente análisis compara los resultados de las simulaciones de cada tecnología de acumulador con respecto a la capacidad de almacenamiento y los costos del predespacho. El análisis busca evaluar los resultados para establecer las diferencias y ventajas de cada tecnología para el cumplimiento de funciones como el manejo energético.

Los resultados son comparados según el requerimiento de carga completa, ya que este influye considerablemente en los resultados finales y establece diferencias altas con respecto a las tecnologías que no lo requieren. En la Figura 38 se comparan los perfiles de capacidad de las tecnologías. Los perfiles de las tecnologías de plomo ácido y de ion litio realizan pocos ciclos porque cargan hasta el límite máximo para descargar. El gradiente de bajada de la tecnología de ion litio es menor, por lo tanto la carga es más rápida y alcanza a almacenar y descargar más energía que la de plomo ácido.

Las tecnologías de NaS y NiCd tienen gradientes de bajada que determinan la capacidad de carga del acumulador, sin embargo, el valor del gradiente de la tecnología de NiCd marca la diferencia porque reduce el número de ciclos y la participación del acumulador en el sistema disminuye.

En cuanto a los límites de capacidad, el coeficiente *Dod* es más determinante que el *Soc* porque restringe la capacidad de descarga y por lo tanto, también la participación del acumulador en la entrega de energía al sistema. Esta diferencia se observa en el perfil de la tecnología de NiCd, la cual tiene el *Dod* más bajo y por lo tanto, la capacidad de almacenamiento es más alta. Los perfiles de capacidad de NaS y VRB son aproximadamente iguales, se observa que los límites máximos de capacidad de NaS no son alcanzados. La diferencia de dichos perfiles es establecida por la tasa de autodescarga y la *Dod* seleccionada.

En general, las características de la tecnología de sulfuro de sodio y de VRB resultan ser las óptimas para realizar la función de manejo energético en dicha microrred, la tasa de autodescarga casi nula beneficia a la tecnología NaS y la eficiencia alta a la de VRB.

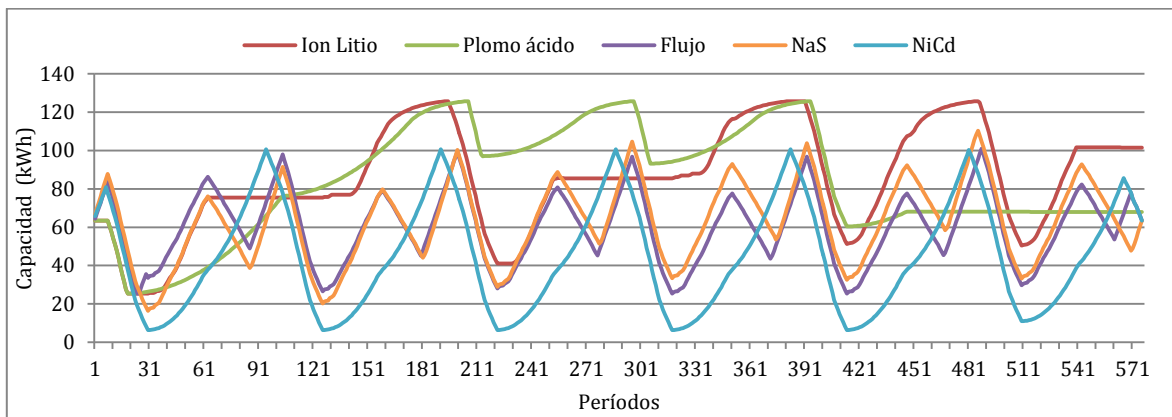


Figura 38. Comparación perfiles de capacidad tecnologías

En la Figura 39 se comparan los perfiles de capacidad de las tecnologías de plomo ácido y de ion litio sin la restricción de carga completa. El perfil de capacidad de ion litio es similar a los de NaS y VRB, por lo tanto sus características la hacen adecuada y competitiva con dichas tecnologías. En cuanto a la tecnología de plomo ácido, el gradiente de bajada y la tasa de autodescarga producen menor número de ciclos y descargas de menor magnitud. Con lo anterior, se comprueba que la tecnología de plomo ácido es la menos apta para aplicaciones de manejo energético o de respuesta rápida en una microrred.

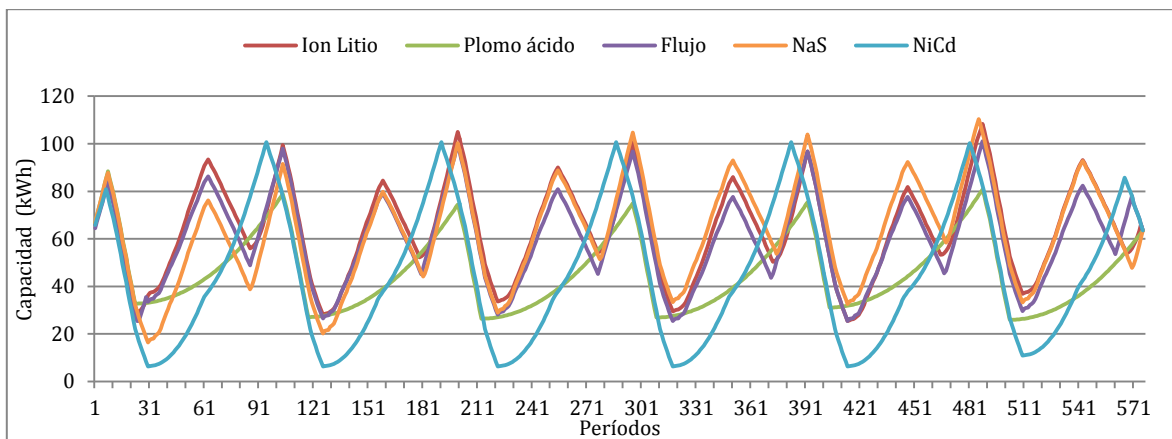


Figura 39. Comparación perfiles de capacidad tecnologías (sin carga completa)

Los costos de diésel y totales son analizados de forma separada porque los costos de diésel son comparables entre las tecnologías y no tienen diferencias tan altas como las de los costos totales. La diferencia la determina la ENS de las simulaciones de las tecnologías de ion litio y plomo ácido, debido a que el costo por ENS es muy alto.

Los costos de diésel más altos son los de la tecnología de plomo ácido y NiCd, lo cual es resultado de la magnitud del gradiente de bajada, y en el caso de la de plomo ácido, también la restricción de carga completa y la tasa de autodescarga. En tercer lugar, el costo de ion litio es el más alto por la restricción de carga completa, sin embargo, sin este requerimiento el costo del diésel puede llegar a ser menor que en la tecnología VRB por los coeficientes de profundidad de descarga, como se muestra en la Figura 41.

Los costos más bajos son los de las tecnologías VRB y NaS, debido a que las magnitudes y sus características permiten una mayor participación del acumulador en el sistema, reemplazando la unidad diésel y almacenando mayor generación de la unidad fotovoltaica. Además, estas tecnologías junto con las tecnologías de ion litio (sin carga completa) y níquel cadmio, representan costos menores para el sistema en cuanto a la incorporación de un BESS, si se compara con el caso CB1, en el cual no se considera dicho sistema.

En general, la tecnología de sulfuro de sodio presenta un adecuado desempeño y menores costos; lo cual puede concluir que es la tecnología apta para la función de manejo energético en una microrred. Cabe resaltar, que los resultados son analizados para la microrred de estudio y también, que otras tecnologías como la de ion litio y VRB pueden tener igual o mejor desempeño con otra magnitud de las características, otros requerimientos o tamaño de BESS.

En las siguientes figuras se grafican los costos diésel de cada tecnología y los casos base. Además, en la Tabla 6 son detallados los costos de arranque, del diésel, de penalización por ENS y los costos totales.

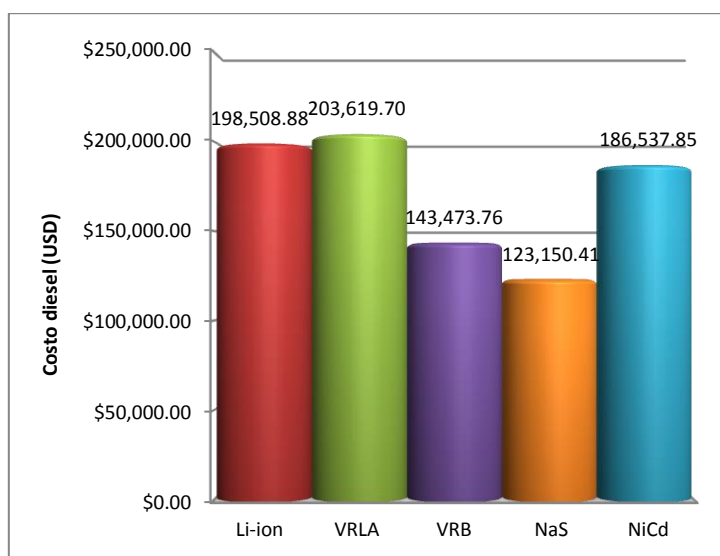


Figura 40. Costos diésel de las tecnologías BESS

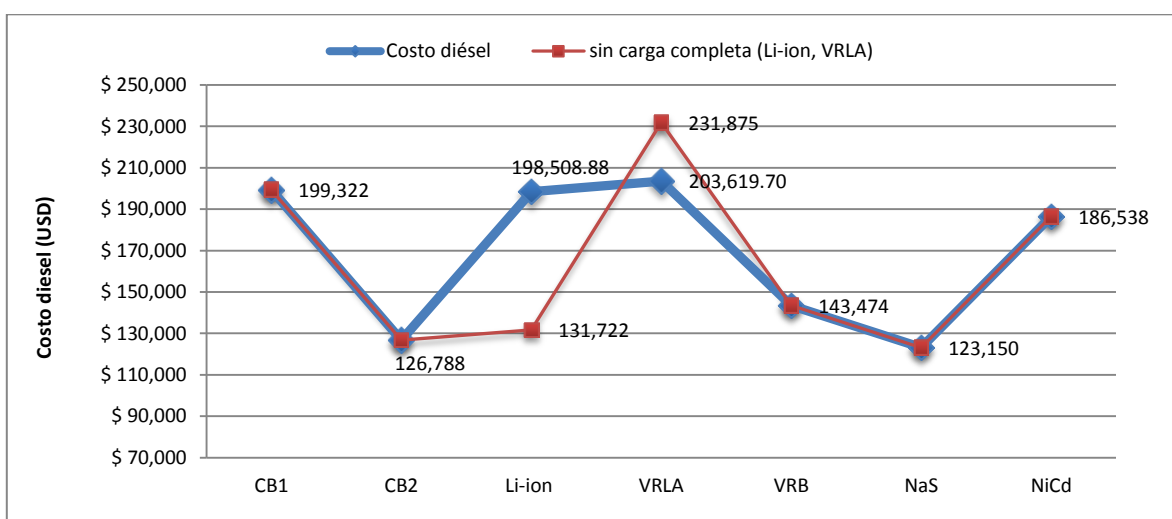


Figura 41. Comparación de costos diésel de las tecnologías BESS

Tabla 6. Costos de las tecnologías BESS - Huatacondo

Costos (USD)	Caso Base		Tecnologías				
	CB1	CB2	Li-ion	VRLA	VRB	NaS	NiCd
Costo de arranque (G1)	36.000	18.000	33.000	33.000	21.000	18.000	18.000
Costo de operación (G1)	163.321	108.788	165.508	170.619	122.473	105.150	168.537
Costo diésel (total G1)	199.321	126.7885	198.508	203.619	143.473	123.150	186.537
Costo ENS	-	-	363.575	372.627	-	-	-
Costo total	858.186	126.788	562.084	576.247	143.473	123.150	187.731
% con respecto a CB2	576.9%	0%	343.3%	354.5%	13.2%	-2.9%	48.1%
% con respecto a CB1	0%	-85.2%	-34.5%	-32.9%	-83.3%	-85.6%	-78.1%

5.3 Caso de Estudio 2: SING

5.3.1 Descripción del sistema

El modelo propuesto es implementado en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El SING se extiende desde la primera a la segunda región de Chile, desde Arica al Taltal, suministrando a grandes clientes, mineros e industriales. El parque generador es netamente termoeléctrico, constituido por unidades térmicas a carbón, ciclos combinados a gas natural y motores a petróleo pesado y diésel, y en un porcentaje mínimo por una hidroeléctrica de pasada.

El SING está conformado por 42 unidades generadoras, sin embargo, en las simulaciones se consideran 5 unidades más por las turbinas de combustión de las centrales de ciclo combinado. Los parámetros técnicos de las unidades térmicas que se utilizan en las siguientes simulaciones se detallan en el Anexo C. También se incluyen unidades ERNC proyectadas y un BESS.

El período de estudio es el mes de enero del año 2012, por lo tanto los perfiles de demanda y de las fuentes variables consideran los primeros ocho días del mes de enero, teniendo 192 períodos de programación de 1 hora. El perfil de demanda se muestra en la Figura 42, en el cual se observa un perfil relativamente constante, excepto entre la hora 80 a 88, donde la demanda reduce significativamente. Las horas punta de demanda se observan al final de cada día (hora 23, 48, 95, 120) y las horas valle, al comienzo del día o mediodía (hora 8, 62, 100).

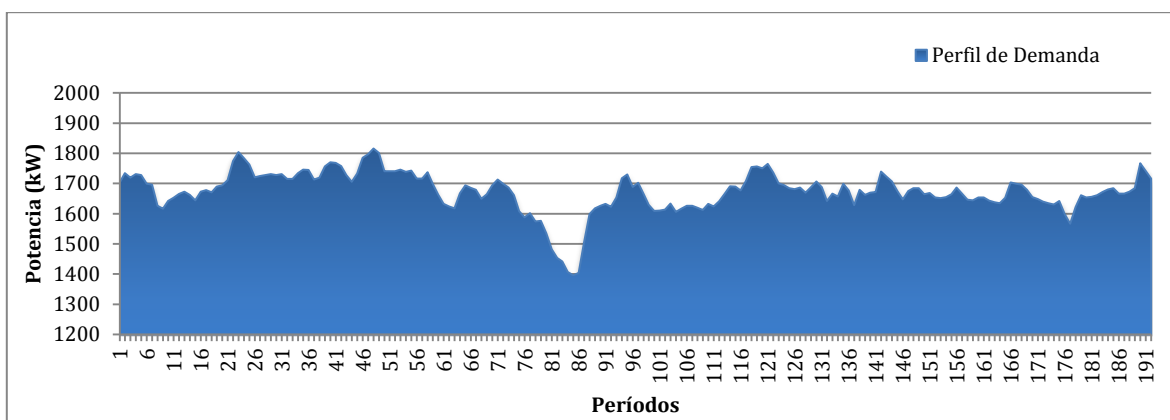


Figura 42. Perfil de consumo eléctrico del SING

Las unidades ERNC consideradas corresponden a una central eólica y tres centrales fotovoltaicas. Las centrales son unidades representativas del potencial eólico y solar. Los perfiles corresponden a una simulación atmosférica para el año climático 2010, con modelo mesoescala desarrollado por el departamento de geofísica de la Universidad de Chile [63].

En cuanto al potencial eólico se considera un potencial total de 1500 MW, cubriendo las zonas de Calama Oriente/Poniente, Sierra Gorda Oriente/Poniente y Taltal. El perfil de la Figura 43 es una agrupación de generación eólica como perfil uninodal.

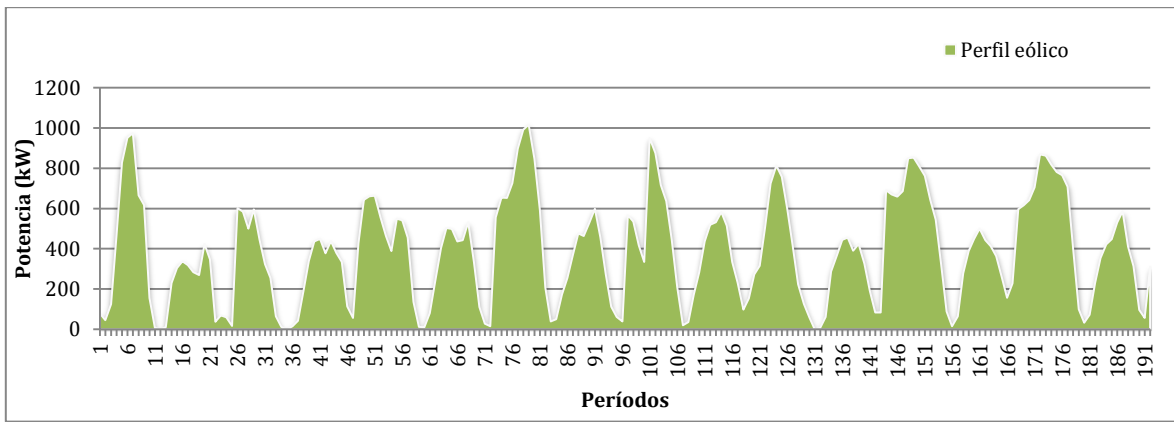


Figura 43. Perfil de potencia eólica del SING

Se consideran tres centrales solares que suman un potencial de 851 MW, de las cuales una unidad es una planta fotovoltaica con una potencia máxima de 671 MW y dos centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP) con 90 MW cada una. En la Figura 44 se observa el perfil de generación solar de cada unidad.

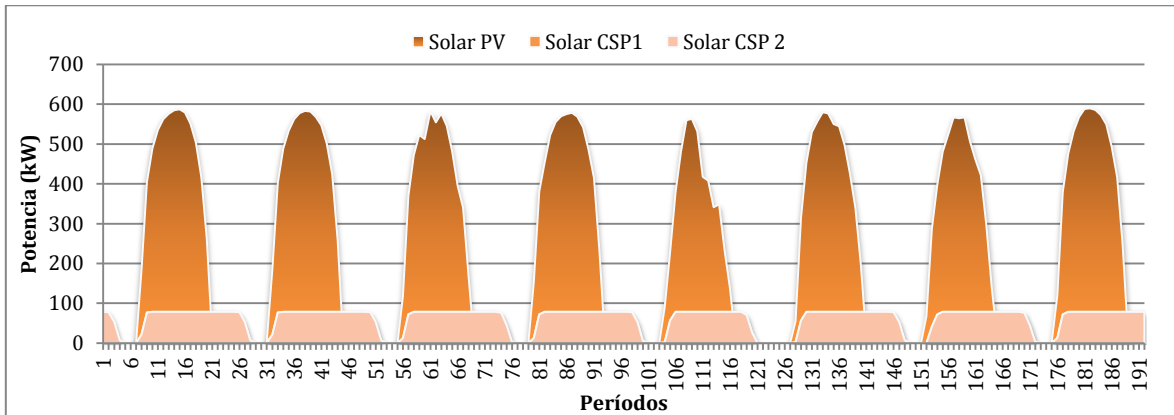


Figura 44. Perfil de potencia fotovoltaica del SING

5.3.2 Datos técnicos del BESS

El sistema de baterías adecuado para el SING y el potencial ERNC que se incorpora debe cumplir con la función de manejo energético con dichas unidades. El objetivo es que el BESS almacene los excedentes de generación de las fuentes variables y descargue en horas punta. Por ello, el BESS tiene una capacidad de 360 kWh y una potencia máxima de 70 kW.

Los parámetros de entrada del BESS para las simulaciones del ejemplo ilustrativo y el análisis de las características son valores típicos de cada parámetro, como se muestra en la Tabla 3. Los parámetros de entrada para las simulaciones de cada tecnología son determinadas por las especificaciones técnicas detalladas en la Tabla 4.

5.3.3 Resultados Caso Base

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo se plantean dos casos base. Un caso base (CB1) no incorpora el BESS en el SING y el segundo caso base (CB2) incorpora el BESS caracterizado con el modelo general propuesto en [1]. A continuación, se muestran los resultados de la simulación del caso base 2.

El encendido y apagado diario de unidades de cada caso se muestran en el Anexo D. En dichos resultados se comprueba que al comienzo del período de programación, el BESS permanece más tiempo cargando, sin embargo realiza algunas descargas en horas punta, además, doce unidades térmicas permanecen generando constantemente durante los primeros días, mientras que el resto de unidades permanecen algunas horas encendidas o están apagadas continuamente. En las primeras 4 horas y al final del día, son períodos de hora punta porque se encienden más unidades, incluso el BESS descarga.

En la Figura 45 se muestran los perfiles de generación de las unidades del sistema. Se observa que la generación de energía renovable es relativamente alta con respecto al total del sistema; sin embargo la descarga del BESS es reducida; esto se debe a que la mayoría de la generación renovable es utilizada como reserva primaria y secundaria, y los excedentes de energía almacenados en el BESS son escasos.

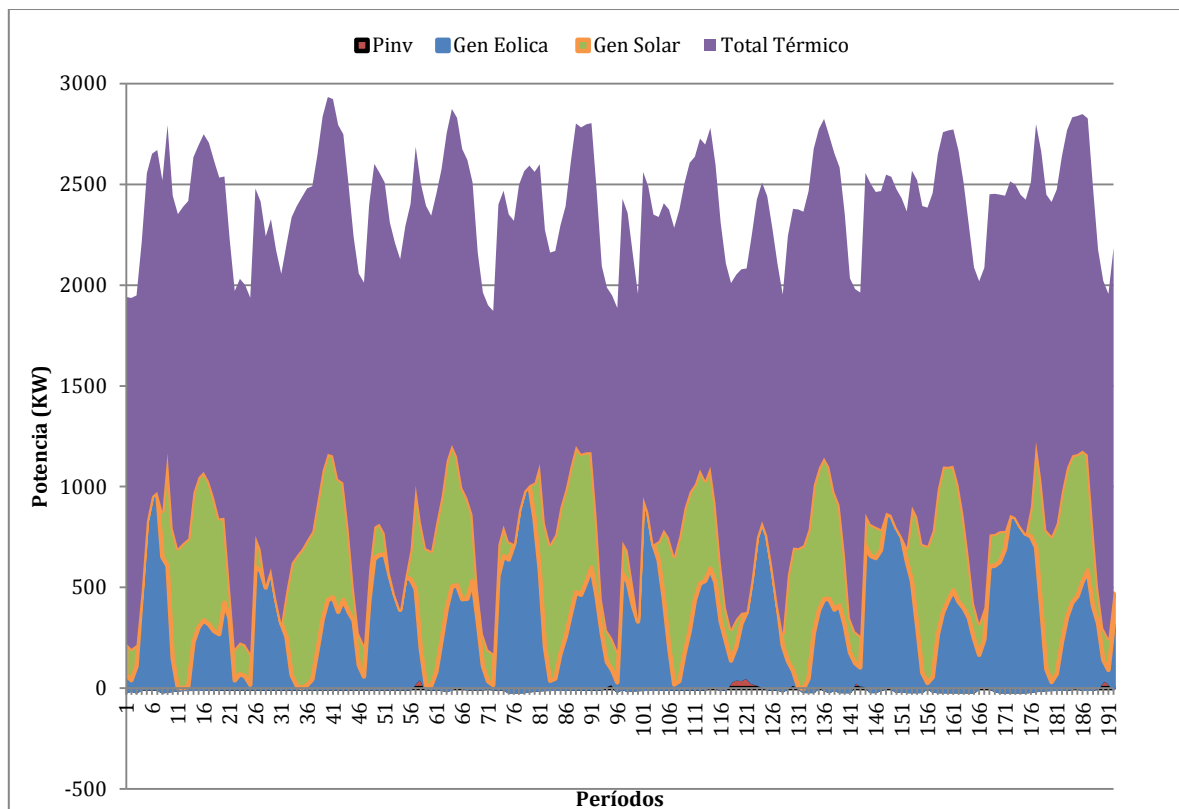


Figura 45. Generación de unidades Caso Base SING

En la Figura 46 se muestra el perfil de potencia del inversor comparada con la generación ERNC y la demanda. Se observa que el BESS almacena en horas valle la generación ERNC y descarga en horas punta, cumpliendo su función de manejo energético con las fuentes variables.

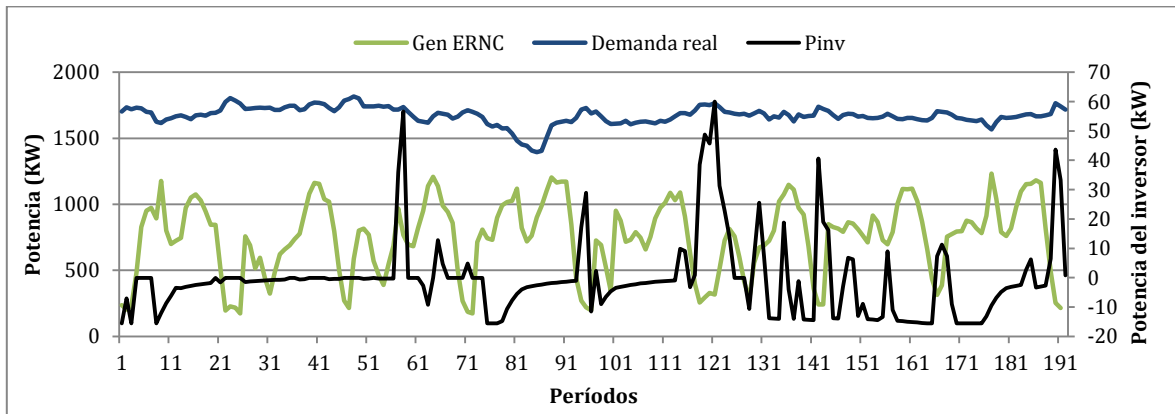


Figura 46. Generación ERNC y perfil del inversor - Caso Base SING

En la Tabla 7 se muestran los resultados de los costos de predespacho del caso base 1 y del caso base 2.

5.3.4 Resultados ejemplo ilustrativo

El modelo propuesto se implementa con un ejemplo ilustrativo en el SING, para ello se incorporan y se estudian las siguientes características del BESS: la tasa de autodescarga, la profundidad de descarga, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Las cinco simulaciones de este caso varían con respecto a la inclusión de características. Los resultados en general muestran el comportamiento de las unidades involucradas y el desempeño del BESS con la incorporación de cada característica.

En la primera simulación (S1 SING) se evalúan las características de autodescarga y los límites de energía según la profundidad de descarga. En cuanto al encendido y apagado de unidades (Anexo C), la incorporación de dichas características establece diferencias mínimas con respecto al Caso Base. Por ejemplo, entre las horas 21 y 22, unidades térmicas como el MIMB encienden antes, y otras, como ZOFRI, comienzan a generar en horas que no lo hacían; esto se debe a la disminución de capacidad del BESS y su tiempo de descarga, por lo tanto, la demanda es suministrada por dichas unidades térmicas.

En la Figura 47 se muestra que el BESS carga con los excedentes de la energía generada por las unidades ERNC según el perfil de demanda. Con respecto al Caso Base, la carga es menor al comienzo del periodo debido a la capacidad limitada al 80% y después, a partir del periodo 118, la descarga es menor porque la capacidad mínima también está restringida al 20%, además de la pérdida de energía por la tasa de autodescarga.

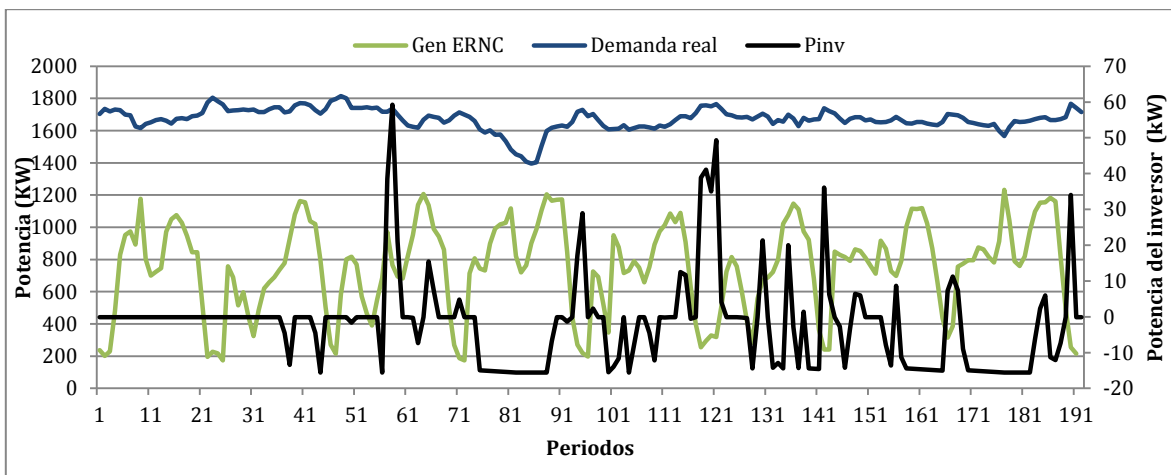


Figura 47. Generación ERNC y salida del inversor - S1 SING

En la segunda simulación (S2 SING) se incorporan todas las características y el gradiente de subida. La restricción de gradiente para la potencia de descarga afecta la participación del BESS y por lo tanto, la generación y encendido de las unidades térmicas cambia con respecto al Caso Base. El número y la magnitud de las descargas del BESS es menor y se realiza gradualmente unas horas antes, lo cual conlleva a que entre las horas 22-28, el encendido de las unidades térmicas base CTM se retrase y encienda otra unidad más pequeña por dos horas (TGTAR), ver Anexo C.

En la Figura 48 se observa el perfil de potencia del inversor. Las descargas son limitadas por el gradiente, sin embargo descarga toda la energía almacenada gradualmente en las horas punta.

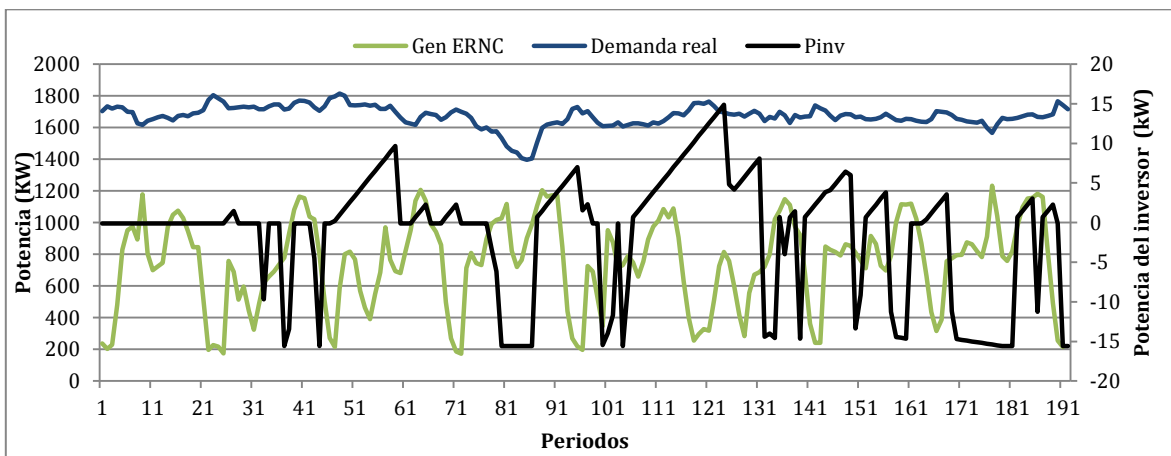


Figura 48. Generación ERNC y salida inversor – S2 SING

En la tercera simulación (S3 SING) se incorporan todas las características y el gradiente de bajada. La restricción de gradiente de bajada afecta la el tiempo de carga del BESS y por lo tanto, la generación y encendido de las unidades térmicas cambia con respecto al Caso Base (Ver Anexo C). Por ejemplo, en los primeros días, la descarga del BESS se retrasa y no se realiza en los periodos de hora punta porque no tiene suficiente energía almacenada. También, en estos periodos que se realiza la carga de forma restringida no se encienden las unidades térmicas base

(CTM) y en cambio, se encienden otras unidades más caras, como TV10, para cargar gradualmente en otros periodos.

En la Figura 49 se observa el perfil de potencia del inversor con gradiente de bajada. El almacenamiento de los excedentes de energía de las unidades ERNC es menor en las horas valle y se pierde parte de la energía de estas unidades, por lo tanto, el número de ciclos y las descargas son menores.

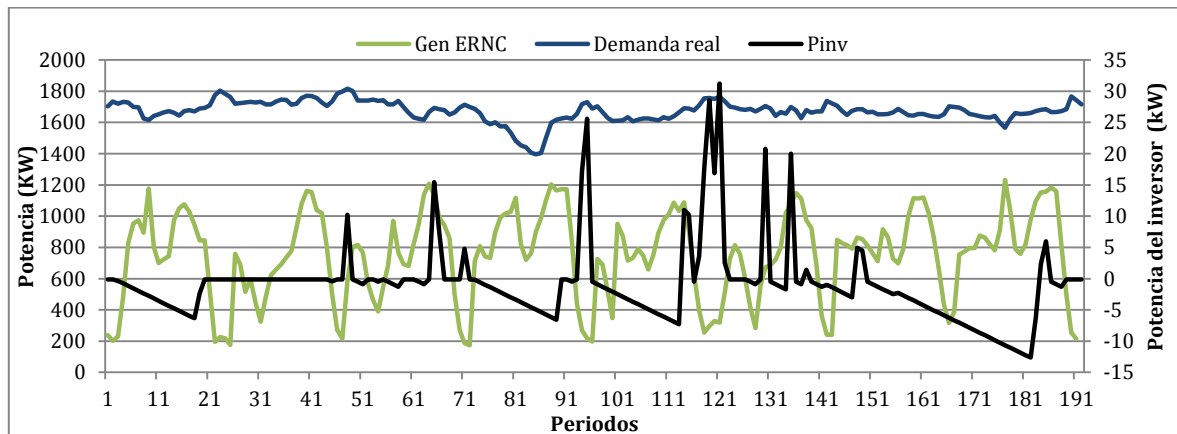


Figura 49. Generación ERNC y salida inversor – S3 SING

En la cuarta simulación (S4 SING) se incorporan todas las características y la restricción de carga completa, excepto los gradientes. La restricción de carga completa reduce la participación del BESS, descargando únicamente en los primeros días, lo cual cambia el encendido de las unidades térmicas con respecto al Caso Base (Ver Anexo C). Por ejemplo, las unidades base (CTM) no encienden en algunas horas y en su lugar encienden otras unidades más caras (TV10 y ZOFRI), con las cuales se suministra la demanda y se carga el BESS.

La restricción de carga completa y los requerimientos de demanda influyen en el aumento de la generación con unidades térmicas, debido a que el BESS no participa y se convierte en una carga adicional para el sistema en casi todo el período. En la Figura 50 se muestran el perfil de potencia del inversor y la generación ERNC. Después de la primera descarga, los excedentes de las unidades ERNC son almacenados pero no alcanzan a completar la carga para que se realice una segunda descarga. Por lo tanto, la participación del BESS es limitada, pero cabe considerar que dicha energía será descargada en el siguiente periodo en hora punta, aunque deja de cumplir la función de manejo energético en las siguientes horas.

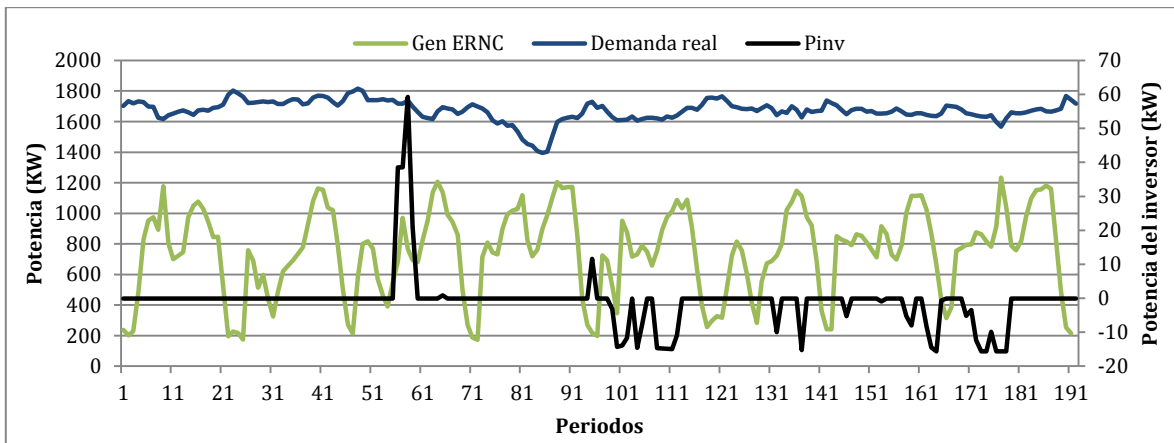


Figura 50. Generación de unidades y salida del inversor –S4 SING

En la quinta simulación (S5 SING) se incluyen todas las características, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Dichas restricciones condicionan mucho más la participación del BESS en el sistema, la carga completa restringe la descarga y el gradiente de bajada restringe la carga rápida; por lo tanto cambia radicalmente el encendido de las unidades térmicas con respecto al Caso Base (Ver Anexo C). Por ejemplo, en los primeros días no se realizan descargas y tampoco la carga por el gradiente, entonces las unidades base (CTM) no encienden en algunas horas y en su lugar enciende otra unidad más cara (TV10). Las horas de CTM son menos que en el caso S5 porque suministran más tiempo la demanda.

En la Figura 51 se muestran el perfil de potencia del inversor y la generación de las unidades ERNC. Después de la primera descarga en el periodo 141, los excedentes de las unidades ERNC no son almacenados porque no son suficientes para cumplir con el gradiente de carga, además que no se completa la carga y al final, en el cumplimiento de la restricción de carga final, el BESS es cargado con unidades térmicas.

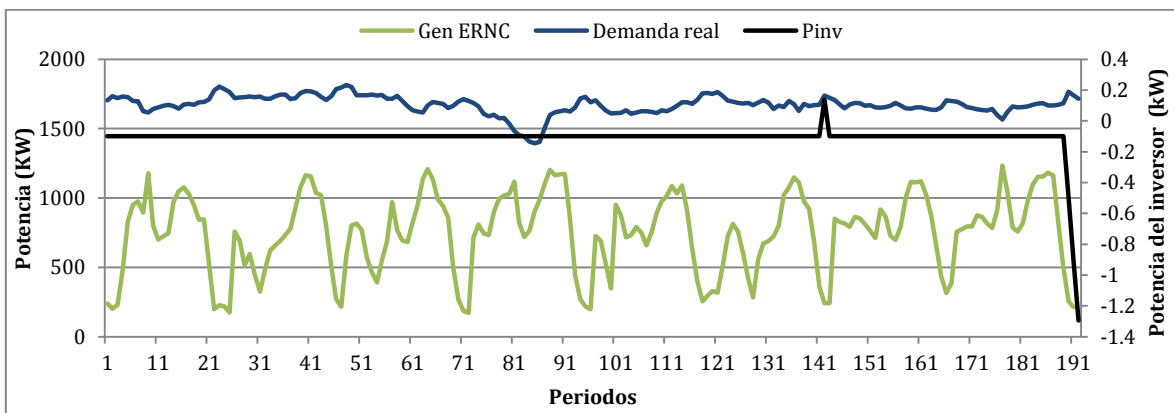


Figura 51. Generación de unidades y salida del inversor – S5 SING

La incorporación del BESS en el sistema implica menores costos de operación y totales debido a su función de manejo energético con las fuentes de energía variables, como se observa en la Figura 52, los costos base 1 (CB1) son mayores que las simulaciones CB2, S1, S2 y S3. Con respecto a las simulaciones S4 y S5, los costos totales son mayores que CB1 porque se considera la restricción de carga completa en el modelo del BESS, lo cual restringe la participación del mismo y actúa como carga para el sistema.

Las características y restricciones del BESS en el modelo aumentan los costos del sistema. Las características como la autodescarga y la profundidad de descarga no influyen significativamente en los costos, pero la pérdida de energía y las limitaciones aumentan los costos de operación en un porcentaje mínimo. Los gradientes de subida y bajada influyen en el aumento de costos de operación, pero también en los costos de partida y detención porque las unidades térmicas deben suministrar la demanda en los periodos que no participa el BESS, como se muestra S2 y S4. La restricción de carga completa influye en el aumento de costos de operación y por ENS porque la descarga está restringida y entran más unidades térmicas, sin embargo cabe considerar la disminución de costos por la descarga de la energía almacenada para el siguiente período de programación.

En la simulación S5 son consideradas todas las características, lo cual determina mayores costos para el sistema porque la participación del BESS está condicionada a la pérdida de energía, delimitación de capacidad y restricción de carga y descarga; lo cual aumenta la participación de las unidades térmicas y el número de encendidos de unidades más caras. En conclusión, la consideración de dichas características son determinantes en los costos y participación de unidades del sistema. En la Tabla 7 son detallados los costos de operación, partida, parada, por ENS y totales de cada simulación del ejemplo ilustrativo.

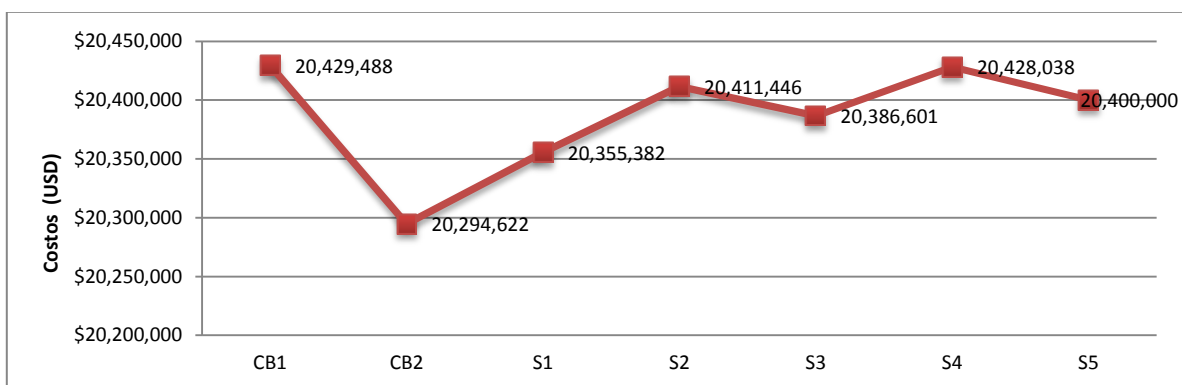


Figura 52. Costos de operación simulaciones SING

Tabla 7. Costos de simulaciones SING

Costos (USD)	Caso Base		Simulaciones ejemplo ilustrativo SING				
	CB1	CB2	S1	S2	S3	S4	S5
Costo operación	20.429.488	20.294.622	20.355.382	20.411.446	20.386.601	20.428.038	20.400.000
Costo partida	26.494	17.326	17.326	17.326	17.326	22.162	28.317
Costo detención	24.328	22.162	22.162	22.162	22.162	19.996	24.328
Costo ENS	-	-	-	-	-	-	2.573
Costo total	20.480.310	20.334.110	20.394.870	20.450.934	20.426.089	20.470.197	20.500.000
% con respecto a CB2	0,72%	0%	0,30%	0,57%	0,45%	0,67%	0,82%
% con respecto a CB1	0%	-0,71%	-0,42%	-0,14%	-0,26%	-0,05%	0,10%

5.3.5 Resultados Casos Tecnologías Acumuladores

Las cinco siguientes simulaciones evalúan el desempeño de cada tecnología de acumulador en el SING. Las magnitudes comunes en las simulaciones son la capacidad, potencia máxima y la carga final e inicial, y las magnitudes de los parámetros específicos para cada tecnología se muestran en la Tabla 4.

5.3.5.1 Caso acumulador de Ion Litio

La simulación con la tecnología de ion litio incluye en el modelo el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Los resultados del encendido y apagado de unidades en las primeras 48 horas se muestran en el Anexo D.

La disminución de la participación del BESS por las restricciones en la carga produce que se apaguen algunas unidades base y encienda una unidad cara del sistema (TV10), con las cuales se suministra la demanda en los períodos en que el BESS no descarga. Además, el gradiente de bajada limita el almacenamiento de energía, por lo tanto se pierde energía de las unidades ERNC, como se muestra en la Figura 53. Entonces, la energía almacenada reducida y la restricción de carga completa disminuyen el número de descargas en horas punta.

En la Figura 53 se incluye la salida del inversor en el caso de no considerar el requerimiento de carga completa. Se observa que el número de ciclos de carga y descarga aumentan, por lo tanto se realizan más ciclos y hay mayor participación del BESS en horas punta.

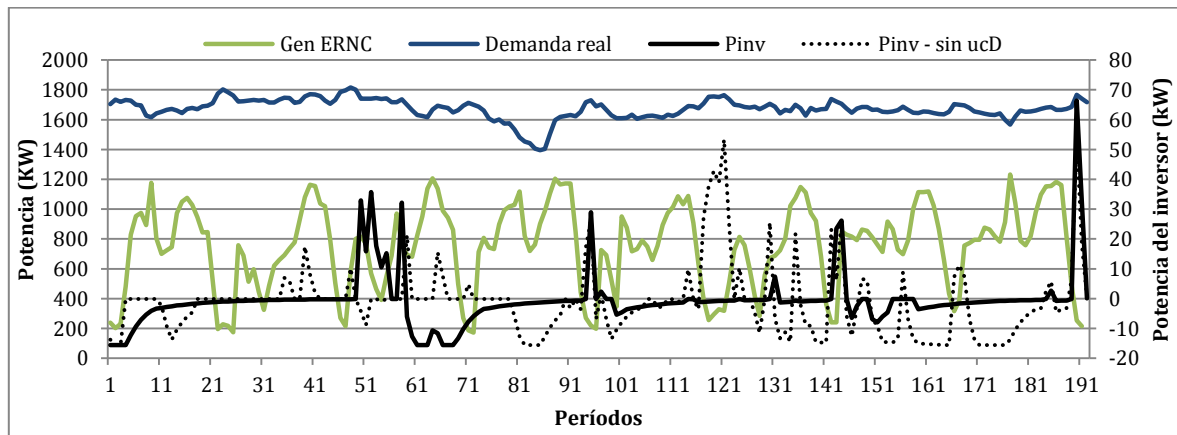


Figura 53. Generación de unidades y salida del inversor Ion Litio - SING

En general, al igual en el caso de estudio anterior, dichas restricciones limitan la participación del acumulador de ion litio en el almacenamiento de energía de fuentes variables; lo cual dificulta el cumplimiento de su función de manejo energético en el sistema. La tasa de carga seleccionada (Tasa-C) es determinante para la carga y el almacenamiento de energía, sin embargo, la carga completa es más restrictiva porque reduce la participación del BESS en el número de descargas que pueden suministrar la demanda y evitar el aumento de generación con unidades térmicas. Entonces, es necesario comparar el beneficio de dicho requerimiento versus la participación del BESS en el sistema.

5.3.5.2 Caso acumulador de Plomo Ácido

La simulación con el acumulador de plomo ácido incluye en el modelo, el gradiente de bajada y la restricción de carga completa. Los resultados del encendido y apagado de unidades en las primeras 48 horas se muestran en el Anexo D.

La disminución de la participación del BESS por las restricciones en la carga produce que se apaguen algunas unidades base y encienda una unidad cara del sistema (TV10), a diferencia del caso anterior, esto sucede por menos horas ya que el BESS descarga entre las horas punta 32-34 y suministra dicha demanda. El gradiente de bajada es más restrictivo, por lo tanto la participación del BESS disminuye en número de descargas, sin embargo, a diferencia del caso anterior, la carga más lenta aprovecha la generación de las unidades ERNC en el tiempo, y de esta manera las magnitudes de las descargas son mayores en las horas punta más altas, como se muestra en la Figura 54.

Se observa que en el caso de no considerar el requerimiento de carga completa, el número de ciclos de carga y descarga aumentan, por lo tanto hay mayor participación del BESS en horas punta.

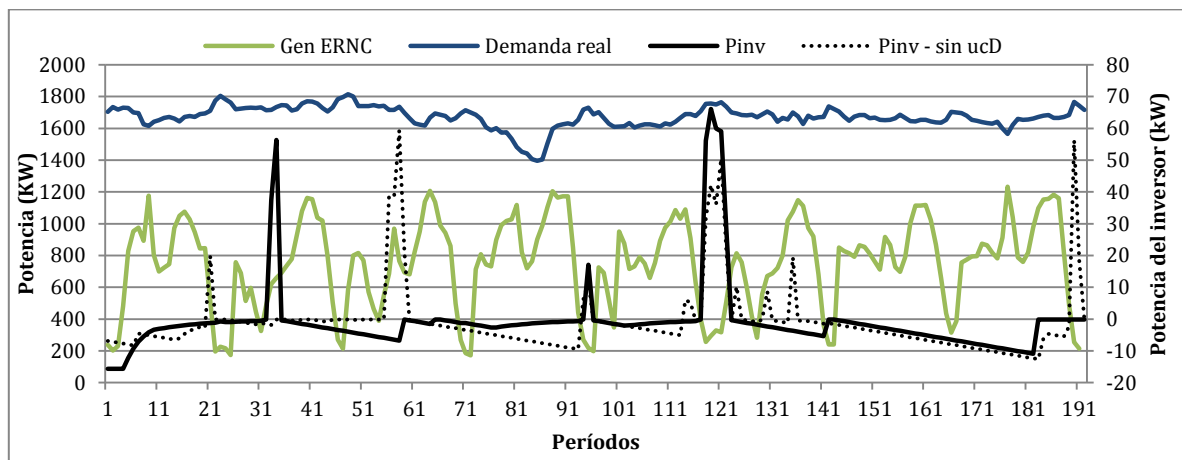


Figura 54. Generación de unidades y salida del inversor Plomo Ácido - SING

Al igual que en la tecnología de ion litio, las restricciones de gradiente y carga completa limitan la participación del acumulador en el almacenamiento de energía de fuentes variables. El gradiente de bajada es de una magnitud mayor que el de ion litio y aunque aumente la magnitud de las descargas, el número de ellas es menor y produce que mayor generación de las unidades térmicas para el suministro de la demanda, por lo tanto, el gradiente implica mayores costos para el sistema.

5.3.5.3 Caso acumulador de Flujo Redox

La simulación con el acumulador de flujo VRB considera el modelo con las características comunes de los acumuladores: baja eficiencia, tasa de autodescarga y los límites de capacidad según coeficientes.

El BESS cumple su función de manejo energético almacenando los excedentes de generación ERNC, sin embargo, su capacidad está más restringida y la eficiencia es baja con respecto al Caso Base, por consiguiente, el número y magnitud de las descargas son menores y el encendido de unidades cambia. Por ejemplo, a partir de la hora 28, las descargas de baja magnitud producen que las unidades base se apaguen (CTM) y las más caras, como MIAR Y ZOFRI, se enciendan para suministrar la demanda en horas punta (ver Anexo D).

En la Figura 55 se detalla la salida de potencia del inversor, el BESS carga en horas valle y descarga en horas punta, sin embargo, en algunos períodos, el almacenamiento de energía está restringido por la capacidad reducida y se pierde parte de la generación de unidades ERNC, como se muestra en el período 18.

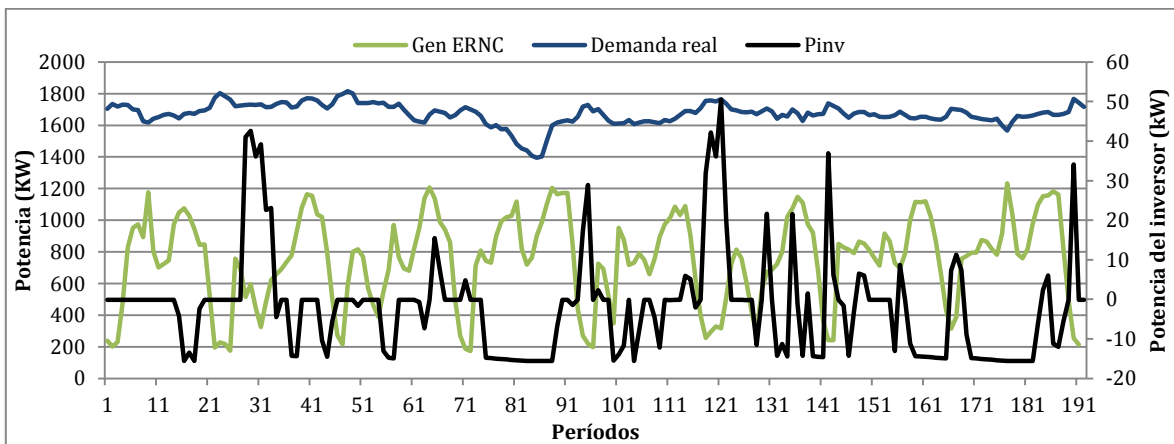


Figura 55. Generación de unidades y salida del inversor VRB - SING

La tecnología VRB tiene características adecuadas para cumplir con la función de manejo energético, aunque tiene baja eficiencia y los coeficientes de profundidad reducen la capacidad de almacenamiento del BESS. En este contexto, cabe evaluar los beneficios de la limitación de capacidad, lo cual según los fabricantes debe beneficiar la eficiencia del ciclo y como resultado obtener mayor participación del BESS.

5.3.5.4 Caso acumulador de Sulfuro de Sodio

La simulación con el acumulador de sulfuro de sodio considera el modelo con las siguientes características: autodescarga nula, alta eficiencia, baja *Dod* y altos gradientes de subida y de bajada. Dichas características son óptimas para el cumplimiento de su función de manejo energético.

El número de descargas y la capacidad de almacenamiento aumentan con respecto a los anteriores casos, por lo tanto, hay mayor participación del BESS y algunas unidades se apagan por unas horas, disminuyendo la participación de las unidades térmicas. No obstante, la restricción de gradiente en la carga provoca el encendido de otras unidades de encendido rápido para cumplir con el tiempo de carga, como se muestra en al comienzo del período de programación en el Anexo D y en la Figura 56. Esto se debe a que el gradiente de carga tiene mayor influencia cuando el tamaño del BESS es mayor, a diferencia del caso de la microrred.

En la Figura 56 se muestra que el BESS almacena los excedentes de energía de las unidades ERNC en horas valle, por lo tanto no se pierde energía de dichas unidades, excepto antes del período 54. /

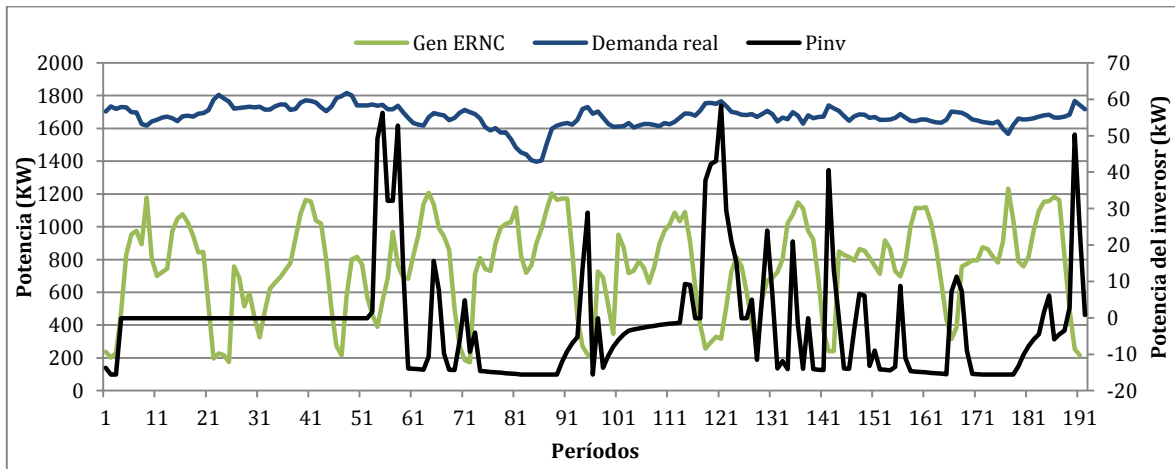


Figura 56. Generación de unidades y salida del inversor NaS - SING

Se debe evaluar la profundidad de descarga y la vida útil para determinar los coeficientes que determinan la capacidad. También, debido a la influencia de los gradientes en la carga es importante determinar su magnitud según la descarga requerida. En general, esta tecnología cuenta con características óptimas para el manejo energético, sin embargo, para otras aplicaciones se debe evaluar la respuesta requerida.

5.3.5.5 Caso acumulador de Níquel Cadmio

La simulación con el acumulador de níquel cadmio considera el modelo con las siguientes características: alta autodescarga, baja eficiencia, baja *Dod* y gradiente de bajada.

El BESS tiene menos ciclos con respecto al Caso Base debido a las características determinadas, sin embargo, en los primeros días el número de descargas es igual pero con una magnitud reducida, y la carga es menor por la magnitud del gradiente de bajada. Esto no causa grandes cambios en el encendido/apagado de unidades térmicas, pero se pierde energía de las unidades ERNC, ver Anexo D y la Figura 57.

En la Figura 57 se muestra que el BESS almacena restringidamente los excedentes de energía de las unidades ERNC en horas valle, sin embargo, cumple con su función y descarga en horas punta con una magnitud menor, debido a la eficiencia y la tasa de autodescarga determinadas.

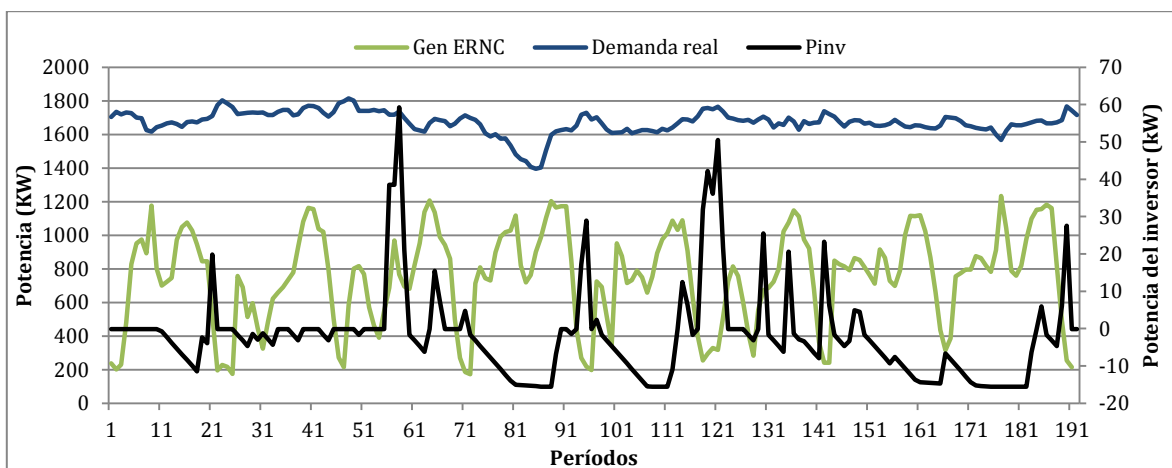


Figura 57. Generación de unidades y salida del inversor NiCd - SING

El acumulador de níquel cadmio tiene características adecuadas para cumplir con la función de manejo energético, aunque la magnitud de la eficiencia y de la autodescarga influyen en la magnitud de la descarga. No obstante, la característica determinante es la tasa de carga seleccionada, con la cual se define la cantidad de energía almacenada en el tiempo, por lo tanto también la cantidad de energía pérdida de las unidades ERNC.

5.3.6 Análisis comparativo de tecnologías

El siguiente análisis busca evaluar los resultados para establecer las diferencias y ventajas de cada tecnología para el cumplimiento de su función de manejo energético con unidades ERNC variables en un Sistema Eléctrico de Potencia. Los resultados son comparados según el requerimiento de carga completa.

En la Figura 58 se comparan los perfiles de capacidad de las tecnologías. Los perfiles de ion litio y plomo ácido realizan pocos ciclos porque cargan hasta el límite máximo para descargar, la diferencia la establece la magnitud del gradiente de bajada y la tasa de autodescarga del acumulador de plomo ácido. Las tecnologías de NaS y NiCd tienen coeficientes similares de capacidad, pero la diferencia es establecida por la tasa de autodescarga y la magnitud de los gradientes de bajada, lo cual restringe la participación del acumulador de NiCd. La tecnología VRB tiene coeficientes más restrictivos en la determinación de la capacidad, pero tiene las características adecuadas para realizar varias descargas en el período de programación.

En general, las características de la tecnología VRB y NaS resultan ser las óptimas para realizar la función de manejo energético, la tasa de autodescarga casi nula beneficia a la tecnología NaS y los gradientes nulos a la VRB.

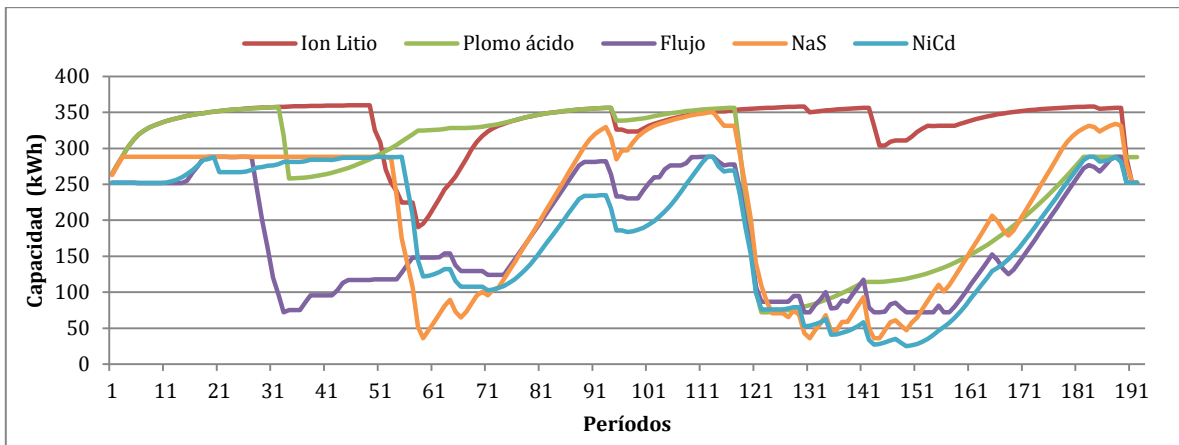


Figura 58. Comparación perfiles de capacidad tecnologías - SING

En la Figura 59 se comparan los perfiles de capacidad de las tecnologías de plomo ácido y de ion litio sin la restricción de carga completa. El perfil de capacidad de ion litio y plomo ácido es similar a los de NaS y NiCd, por lo tanto sus características las hacen competitivas con estas tecnologías en el cumplimiento de la función de manejo energético. La diferencia entre las demás tecnologías la establece el gradiente en las cuales se selecciona la tasa de carga y descarga, lo cual puede determinar los resultados de desempeño de los acumuladores.

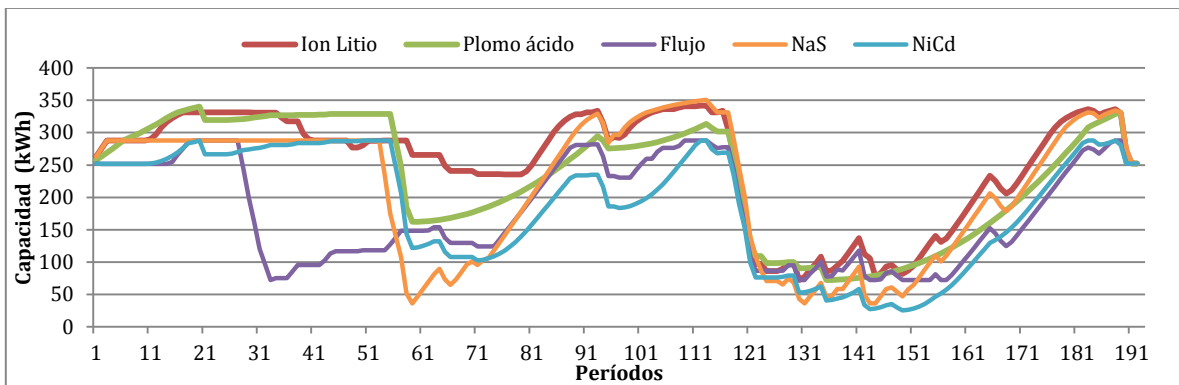


Figura 59. Comparación perfiles de capacidad (sin carga completa) - SING

Los resultados de costos de operación y totales son similares entre las simulaciones de las tecnologías, por ende se analizarán los resultados de operación de la Figura 60. Los costos de operación más altos son los de la tecnología de plomo ácido y de ion litio, lo cual es resultado de la restricción de carga completa con la disminuida participación del BESS y el aumento de la generación con unidades térmicas, incluso su valor es más alto que en el caso CB1, donde no se incorpora el BESS en el sistema. En tercer lugar, están los costos de operación de los acumuladores VRB y NiCd, los cuales tienen una participación similar por sus características de capacidad. La diferencia de costos con respecto a la tecnología de NaS es establecida por la baja eficiencia de la tecnología VRB y el gradiente alto del acumulador de NiCd. La tecnología de NaS presenta los costos de operación más bajos porque tiene características óptimas para el manejo energético, reduciendo la participación de las unidades térmicas y aprovechando la generación de las unidades ERNC.

En la Figura 61 se grafican los costos de operación con carga completa y sin carga completa. La restricción de carga completa implica un alto costo de operación, por lo tanto al no incluir este requerimiento, la tecnología de ion litio es la más adecuada con los costos de operación más bajos, teniendo las características adecuadas para tener mayor participación en el sistema. En cuanto a la tecnología de plomo ácido, al no requerir la carga completa, aún sigue siendo la tecnología que implica más costos porque tiene gradiente de bajada de alta magnitud y la más alta tasa de autodescarga, lo cual significa menor capacidad de almacenamiento, más pérdida de energía y por lo tanto, menor participación en el sistema.

En la Tabla 8 son detallados los costos de operación, parada, detención, de penalización por ENS y los costos totales de cada caso.

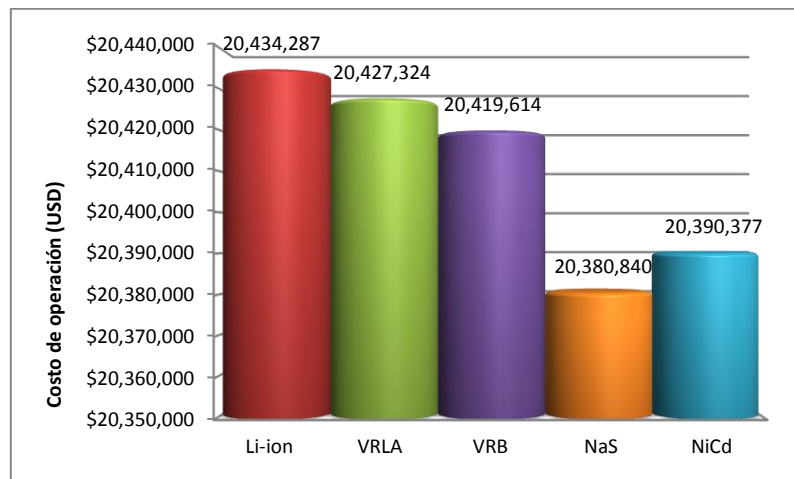


Figura 60. Costos de operación de las tecnologías BESS – SING

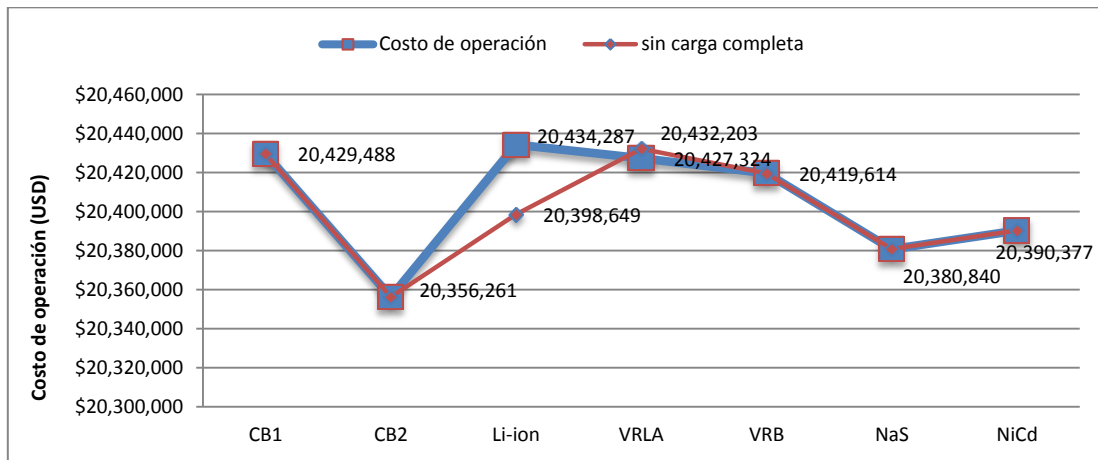


Figura 61. Comparación de costos de operación de las tecnologías BESS - SING

Tabla 8. Costos de las tecnologías acumuladores – SING

Costos (USD)	Caso Base		Tecnologías				
	CB1	CB2	Li-ion	VRLA	VRB	NaS	NiCd
Costo de operación	20.429.488	20.356.261	20.434.287	20.427.324	20.419.614	20.380.840	20.390.377
Costo partida	26.494	23.986	21.820	17.326	23.986	17.326	26.152
Costo de detención	24.328	28.822	26.657	22.162	28.822	22.162	30.988
Costo ENS	-	-	27.717	-	-	6.132	2.637
Costo total	20.480.310	20.409.069	20.510.481	20.466.812	20.472.423	20.426.459	20.450.154
% con respecto a CB2	0.35%	0.00%	0.50%	0.28%	0.31%	0.09%	0.20%
% con respecto a CB1	0.00%	-0.35%	0.15%	-0.07%	-0.04%	-0.26%	-0.15%

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1 Conclusiones

En el presente trabajo se propone un modelo que caracteriza el BESS en el problema de predespacho, con el cual se evaluó el desempeño del BESS en un sistema eléctrico con fuentes de ERNC variables. El modelo incorpora las características propias de un acumulador y de las diversas tecnologías existentes en el mercado.

En el desarrollo del trabajo se realizó una revisión bibliográfica de las diversas tecnologías de almacenamiento de energía y las metodologías utilizadas para el predespacho. Esto permitió obtener un enfoque del modelo general utilizado en la literatura para caracterizar los sistemas de almacenamiento de energía y las diversas funciones que cumplen en los sistemas eléctricos. El modelo general caracteriza el aporte de energía del sistema de almacenamiento con las restricciones de balance de energía y estados de carga inicial y final, también delimita la capacidad de almacenamiento y la potencia que establece el inversor del sistema.

El estudio de las generalidades y el funcionamiento de las tecnologías de acumuladores permitieron comprender y establecer las características de operación que modelan el desempeño de cada tecnología en el predespacho, entre ellas, la tasa de autodescarga, la profundidad de descarga, la tasa de carga y descarga y los requerimientos de carga.

La tasa de autodescarga y la eficiencia son características modeladas en la restricción de balance energético del acumulador, por lo tanto influyen en la entrega de energía del mismo al sistema. La tasa de carga y descarga determinan los gradientes de potencia, es decir la cantidad de potencia entregada en un tiempo y depende de ello, la respuesta y capacidad de carga y descarga del acumulador. Las características como la profundidad de descarga y los requerimientos de carga son consideradas para operar eficientemente el acumulador y extender su vida útil.

El problema de predespacho propuesto se validó con la simulación de dos casos, en una microrred y un SEP. Los resultados indican que factores como la tecnología, la magnitud de las características y los requerimientos son determinantes para que el BESS cumpla con su función en el sistema. Por ejemplo, las características modeladas en el balance energético y los límites de

capacidad influyen en el aumento de los costos de operación, aunque de forma mínima esto se debe a la pérdida de energía y la reducción de la capacidad de almacenamiento por la magnitud de la tasa de autodescarga y la profundidad de descarga de la tecnología. En contraste, características seleccionadas como los gradientes de potencia y la restricción de carga completa pueden aumentar significativamente los costos porque restringen la carga y descarga del acumulador. Por lo tanto, es determinante la selección de una tasa de descarga y carga adecuadas para definir gradientes que permitan un buen desempeño del acumulador.

En cuanto la restricción de carga completa, es necesario evaluar los beneficios de incorporarla porque define el número de descargas y la capacidad de almacenar energía. La restricción determina que la descarga no se realiza hasta que no esté cargado completamente el acumulador, además, el almacenamiento de energía puede estar afectado porque tecnologías como la de ion litio y plomo ácido tienen regímenes de carga que dificultan el final de esta. Por ello, es necesario evaluar la incorporación de esta restricción con respecto a la vida útil versus el desempeño del acumulador.

Los resultados de las simulaciones en los sistemas seleccionados pueden variar en otras condiciones, es decir que se determinan las tecnologías adecuadas para dichos sistemas según al fabricante y magnitudes seleccionadas para el caso. Para evaluar la tecnología adecuada para un sistema y función determinada es necesario definir el fabricante, la magnitud de las características de operación y los requerimientos a considerar para el sistema. En relación con los resultados de las simulaciones, se determinan las tecnologías adecuadas para dichos sistemas según al fabricante y magnitudes seleccionadas para el caso, por lo cual los resultados pueden variar en otras condiciones. En el caso de la microrred de Huatacondo, bajo las condiciones establecidas, se obtiene como resultado general que la tecnología de sulfuro de sodio tiene el mejor desempeño en el sistema y genera los costos de operación más bajos debido a la magnitud adecuada de sus características para realizar el manejo energético, tales como, eficiencia alta, autodescarga nula, baja profundidad de descarga y altos gradientes. También, se incluyen como tecnologías adecuadas para el sistema, los acumuladores de flujo redox y de ion litio. El acumulador de flujo redox tiene una respuesta rápida, por lo tanto no tiene gradientes de potencia y aunque tiene una eficiencia baja, esta puede aumentar si se establecen límites a la capacidad nominal. El acumulador de ion litio es adecuado si no se considera el requerimiento de carga completa, debido a que tiene alta eficiencia y gradientes con baja magnitud.

Los resultados en el SING también establecieron el acumulador de sulfuro de sodio como la tecnología adecuada para la función de manejo energético con fuentes ERNC variables. Sin embargo, estos resultados se diferencian con respecto a la microrred porque el BESS tiene un tamaño mayor, por lo tanto, la magnitud de características como los gradientes de potencia y profundidad de descarga son determinantes para el cumplimiento de la función del BESS en el sistema. Por ejemplo, los altos gradientes del acumulador de sulfuro de sodio pueden restringir el almacenamiento de los excedentes de energía de ERNC. Por lo tanto, tecnologías como las de níquel cadmio o ion litio pueden tener un mejor desempeño para la función y tamaño del BESS determinados.

La formulación de predespacho con integración de BESS propuesta modela la operación del mismo, obteniendo resultados cercanos a los obtenidos en la operación real de los sistemas analizados, además de mejorar el desempeño del BESS. Asimismo, el modelo permite evaluar los

resultados de la selección de las magnitudes de características, con las cuales se puede evaluar y obtener una respuesta más rápida, mayor capacidad de almacenamiento y menores costos.

6.2 Trabajos futuros

Se proponen como trabajos futuros con la misma línea de investigación y desarrollo:

- Evaluar a largo plazo las variables como el estado de salud y la incorporación de las medidas experimentales de los parámetros que afectan la vida útil del acumulador. La incorporación de estas características en el modelo permitirían evaluar los aspectos de inversión y el beneficio de la selección de las características del BESS consideradas en la propuesta. Por ejemplo, las medidas experimentales de ciclo de operación, tales como, la influencia de la tasa de autodescarga, el número de sobrecargas o la restricción de carga completa versus la disminución de capacidad y número de ciclos.
- Incorporar en el modelo propuesto las distintas funciones que puede realizar un sistema de almacenamiento en un sistema eléctrico, para establecer y evaluar el desempeño de las distintas tecnologías de acumuladores en el cumplimiento de las mismas.
- Evaluar las características de funcionamiento de los acumuladores en otros problemas, por ejemplo, en una programación de operación descentralizada, es decir, maximizar los beneficios del inversionista del BESS.

Aceptación de carga: describe la cantidad de corriente en amperios hora que puede absorber una batería cuando se halla en un estado de carga definido, con temperatura y tensión de carga dadas, dentro de un periodo de tiempo fijado. Muchas veces, en vez de esta forma, para determinar la característica de aceptación de carga, se mide la corriente de carga (en amperios) que admite la batería al cabo de un periodo de tiempo desde el inicio de la carga.

Autodescarga: es la cantidad de energía que fue almacenada inicialmente y es disipada en determinado tiempo de no uso. Depende, fundamentalmente de la aleación de las rejillas, impurezas de los materiales constructivos, impurezas adicionales y estratificación. Se agrava con el aumento de la temperatura.

Capacidad (Wh): es la cantidad de energía disponible en el sistema de almacenamiento después de la carga, por lo tanto depende de la tensión y de la carga almacenada. Debido a que la descarga es incompleta, la capacidad es definida con base a la energía almacenada (Wh), la cual es diferente a la operacional.

Capacidad (Ah): capacidad expresada en Amperios-hora (Ah) denota la corriente a la que una batería puede descargarse a una velocidad constante durante un período de tiempo específico. El estándar específica los amperios-hora para una descarga de 20 horas.

Energía específica: representa la máxima energía almacenada en una batería o celda por unidad de kilogramo. Es decir la densidad energética gravimétrica dada en vatios hora por gramo. Demuestra la importancia de la masa en ciertas aplicaciones, especialmente en portátiles.

Densidad de energía: representa la máxima cantidad de energía acumulada por unidad de metro cúbico o volumen de la batería o celda. Es decir, la densidad energética volumétrica dada en vatios hora por centímetro cúbico o litro. Demuestra la importancia del volumen en aplicaciones estacionarias.

Estado de carga (SOC): en inglés State of Charge. Es la capacidad residual en porcentaje referida a la capacidad nominal.

Tasa-C: es la capacidad de la batería dividida por el rango de carga horario. Por ejemplo, cuando una batería de 4Ah está siendo cargada a 2A, entonces se dice que está cargada a una tasa de C/2. El rango de capacidad y capacidad de las baterías depende de su diseño, y varía considerablemente entre los distintos fabricantes.

Potencia específica: es la potencia obtenida por kg de batería.

Profundidad de descarga (DOD): en inglés Depth of Discharge. Es la capacidad descargada de una batería expresada como un valor de porcentaje sobre el valor de la capacidad nominal. Esta tasa de suministro de energía determina el tiempo necesario para descargar la energía almacenada. Por ejemplo, una profundidad de descarga de 50 % en una batería con una capacidad nominal de 50 Ah, significa que se ha descargado 25 Ah.

Resistencia interna: Se mide en Ω , por lo que también se conoce como resistencia óhmica. Es la resistencia eléctrica que ofrecen los conductores internos de la celda al paso de la corriente. Por concepto, produce una caída de la tensión proporcional a la corriente de descarga. El valor de la resistencia depende del tipo de construcción, estado de carga, temperatura y antigüedad de la celda o batería.

Bibliografía

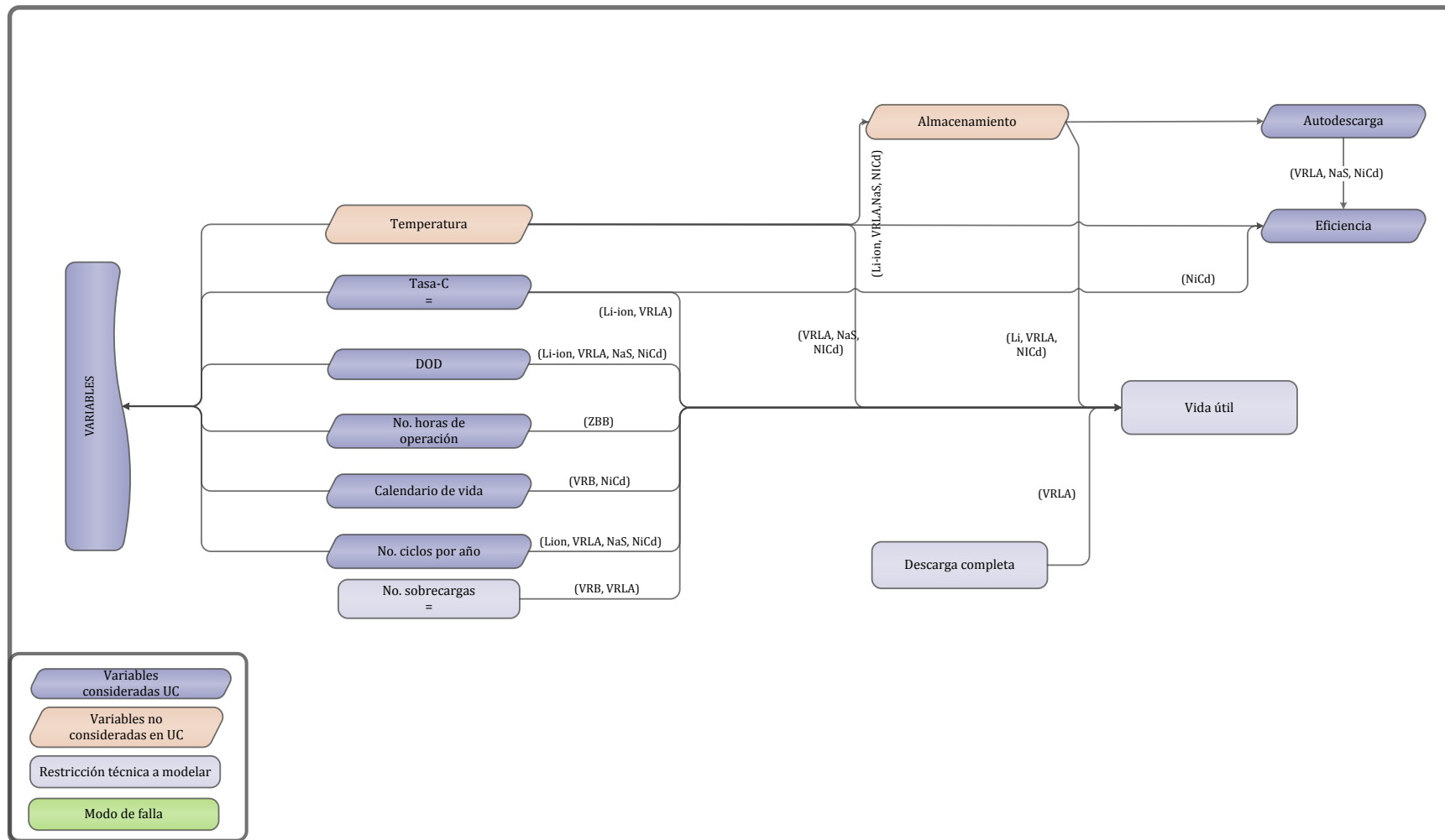
- [1] R. Palma-behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, and D. Sáez, “A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–11, 2012.
- [2] IPCC, “Reporte Cambio Climático 2007 -Informe de Síntesis-IPCC,” Ginebra, Suiza, 2007.
- [3] bp, “BP Statistical Review of World Energy,” 2012. [Online]. Available: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/renewables_section_2012.pdf.
- [4] J. L. (GREENPEACE) Garcia, “Renewable energy in Spain & the emerging Battle of the Grids,” 2011. [Online]. Available: http://greenpeace.hu/up_files/1300889818Jose_Luis_Garcia.pdf.
- [5] S. Ellena, “Tecnologías de Almacenamiento de Energía y Factibilidad en Chile,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012.
- [6] M. Farber-De Anda, “Puerto Rico’s 20 MW Battery Energy Storage The World’s Largest Lead Acid Battery System is Repowered,” Sacramento, 2005.
- [7] I. Gyuk, P. Kulkarni, J. H. Sayer, J. D. Boyes, G. P. Corey, and G. H. Peek, “The United States of Storage,” *IEEE Power & Energy Magazine*, no. April, pp. 31–39, 2005.
- [8] CER, “Energías Renovables en Chile - Ficha Informativa,” 2012.
- [9] Reve, “AES Gener instala en Chile grandes baterías de litio para almacenar electricidad,” *Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico*, 2009.
- [10] D. Devcic Checura, “Almacenamiento de grandes bloques de energía: oportunidades para las renovables,” Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2012.
- [11] E. Pereira Bonvallet, “Modelo Estocástico de Predespacho Económico para el Manejo de la Incertidumbre Eólica Incorporando Acciones Correctivas,” Universidad de Chile, 2011.
- [12] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato, and T. Funabashi, “A Technique for Thermal and Energy Storage System Unit Commitment,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 601–606, 2004.
- [13] T. Senjyu, T. Miyagi, A. Y. Saber, N. Urasaki, and T. Funabashi, “Optimum Operation Schedules for Thermal Units and Energy Storage System,” in *International Conference on Electrical Engineering*, 2007.
- [14] S. Chakraborty, T. Senjyu, A. Yona, and T. Funabashi, “Optimal energy storage size of thermal/wind power system using tabu search optimizer,” *2010 Conference Proceedings IPEC*, pp. 423–428, Oct. 2010.
- [15] F. Careri, C. Genesi, M. Montagna, and S. Rossi, “The Role of Energy Storage Systems to Manage RES Volatility in Day-Ahead Scheduling,” *IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, pp. 680–686, Sep. 2012.
- [16] T. Senjyu, S. Chakraborty, A. Y. Saber, A. Yona, and T. Funabashi, “Determination of an Optimal Operating Schedule for Thermal Units with an Energy Storage System,” *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 9, no. 3, 2008.

- [17] H. Daneshi and A. K. Srivastava, "Impact of Battery Energy Storage on Power System with High Wind Penetration," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2012, pp. 1–8.
- [18] R. Jiang, S. Member, J. Wang, Y. Guan, and A. Sets, "Robust Unit Commitment with Wind Power and Pumped Storage Hydro," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, 2012.
- [19] C. Xingying, W. Hexian, and Z. Xiaohua, "Studies on the Unit Commitment of Thermal-Pumped Storage Plant Considering the Rapid Adjustment Characteristic of Pumped Storage Plant," in *International Conference on Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring*, 2011, no. 6, pp. 1314–1318.
- [20] H. Daneshi, A. Daneshi, N. M. Tabari, and N. Jahromi, "Security-constrained Unit Commitment in a System with Wind Generation and Compressed Air Energy Storage," in *EEM Energy Market*, 2009, pp. 1–6.
- [21] H. Daneshi, A. K. Srivastava, S. Member, and A. Daneshi, "Generation Scheduling with Integration of Wind Power and Compressed Air Energy Storage," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010, pp. 1–6.
- [22] A. Daneshi, N. Sadrmomtazi, M. Khederzadeh, and J. Olamaei, "Integration of Wind power and Energy Storage in SCUC Problem," in *2010 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, 2010, pp. 1–8.
- [23] H. Daneshi and A. K. Srivastava, "Security-Constrained Unit Commitment with Wind Generation and Compressed Air Energy Storage," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 2, p. 167, 2012.
- [24] D. He, Z. Tan, and R. G. Harley, "Chance Constrained Unit Commitment With Wind Generation and Superconducting Magnetic Energy Storages," in *Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–6.
- [25] M. K. C. Marwali, M. Haili, S. M. Shahidehpour, and K. H. Abdul-Rahman, "Short Term Generation Scheduling in Photovoltaic-Utility Grid with Battery Storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997.
- [26] B. Lu and M. Shahidehpour, "Short-Term Scheduling of Battery in a Grid-Connected PV/Battery System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1053–1061, May 2005.
- [27] T. Logenthiran and D. Srinivasan, "Short Term Generation Scheduling of a Microgrid," in *TENCON - IEEE Region 10 Conference*, 2009, pp. 1–6.
- [28] T. Ghanbarzadeh, S. Goleijani, and M. P. Moghaddam, "Reliability Constrained Unit Commitment with Electric Vehicle to Grid Using Hybrid Particle Swarm Optimization and Ant Colony Optimization," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, Jul. 2011.
- [29] L. Jin, H. Yang, F. Cheng, Y. Zhou, and R. Zhao, "A Novel Approach for the Unit Commitment with Vehicle-to-grid," in *International Conference on Electrical Machines and Systems ICEMS*, 2012.
- [30] A. Y. Saber and G. Venayagamoorthy, "Unit Commitment with Vehicle-to-Grid Using Particle Swarm Optimization," in *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, 2009, pp. 1–8.

- [31] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, “A Review of Energy Storage Technologies for Wind Power Applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [32] N. Miller, D. Manz, J. Roedel, P. Marken, and E. Kronbeck, “Utility Scale Battery Energy Storage Systems,” *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–7, Jul. 2010.
- [33] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009.
- [34] R. Paravasthu, “Synthesis and Characterization of Lithium-Ion Cathode Materials in The System $(1-x-y) \text{LiNi}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{O}_2 \cdot x\text{Li}_2\text{MnO}_3 \cdot y \text{LiCoO}_2$,” Colorado State, 2012.
- [35] R. Oswal, Mehul; Paul, Jason; Zhao, “A comparative study of Lithium-Ion Batteries.” 2010.
- [36] “Operation of Lead Acid Batteries.” [Online]. Available: <http://pvcdrom.pveducation.org/BATTERY/operlead.htm>.
- [37] D. Linden and T. B. Reddy, *Handbook of Batteries*, Third Edit. 2011, pp. 1074–1165.
- [38] “Lead Acid Batteries.” [Online]. Available: <http://www.mpoweruk.com/leadacid.htm>.
- [39] F. B. Classification, “Flow Batteries,” pp. 54–56, 2010.
- [40] S. (EPRI) Eckroad, “Vanadium Redox Flow Batteries,” Palo Alto, California, 2006.
- [41] D. K. Nichols and B. Tamyurek, “Performance Analysis of Sodium Sulfur Battery in Energy Storage and Power Quality Applications,” vol. 17, 2004.
- [42] C. E. C. Energy and S. Workshop, “Overview of NAS Battery for Load Management,” no. February. 2005.
- [43] M. Kamibayashi, D. K. Nichols, and T. Oshima, “Development update of the NAS battery,” *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, vol. 3, pp. 1664–1668, 2002.
- [44] B. University, “Nickel Batteries,” 2012. [Online]. Available: 8. http://batteryuniversity.com/learn/article/Nickel_based_batteries.
- [45] Electropaedia, “Nickel Cadmium Batteries.” [Online]. Available: <http://www.mpoweruk.com/nicad.htm>.
- [46] W. Headquarters and G. P. I. I. Limited, “Lithium Ion Rechargeable Batteries,” no. 852.
- [47] H. Battery, H. For, R. Cells, and B. Packs, “Lithium Ion,” pp. 798–801.
- [48] Electropedia, “Lithium Batteries Failures.” [Online]. Available: http://www.mpoweruk.com/lithium_failures.htm.
- [49] D. Mukai, K. Kobayashi, T. Kurahashi, and N. Matsueda, “Development of Large High-performance Lithium-ion Batteries for Power Storage and Industrial Use,” *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, vol. 49, no. 1, pp. 6–11, Mar. 2012.
- [50] B. University, “How to Prolong Lithium-based Batteries.” [Online]. Available: http://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries.
- [51] F. S. Barnes and J. G. Levine, *Large Energy Storage Systems Handbook*. .
- [52] I. (EPRI) Gyuk, “EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications,” 2003.

- [53] M. Bhatt, W. G. Hurley, S. Member, and W. H. Wölfle, “A New Approach to Intermittent Charging of Valve-Regulated Lead – Acid Batteries in Standby Applications,” vol. 52, no. 5, pp. 1337–1342, 2005.
- [54] P. M. Hunter and a. H. Anbuky, “VRLA Battery Virtual Reference Electrode: Battery Float Charge Analysis,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 879–886, Sep. 2008.
- [55] P. E. Pascoe and A. H. Anbuky, “The behaviour of the coup de fouet of valve-regulated lead – acid batteries,” vol. 111, pp. 304–319, 2002.
- [56] FIAMM-GS, “Technical handbook Valve-Regulated-Lead-Acid Batteries.”
- [57] Y. C. Hsieh, W. C. Chen, K. S. Ng, and C. S. Moo, “Investigation on Operating Characteristics of Individual Cells in a Lead-Acid Battery Pack,” *2007 Power Conversion Conference - Nagoya*, vol. 2, pp. 745–750, Apr. 2007.
- [58] B. L. Norris, J. Newmiller, and G. Peek, “Printed March 2007 NAS ® Battery Demonstration at American Electric Power A Study for the DOE Energy Storage Program,” no. March, 2007.
- [59] Arizona Solar Center, “Chapter 4 Nickel-Cadmium Batteries,” pp. 1–15.
- [60] A. Green, “The characteristics of the nickel-cadmium battery for energy storage,” *Power Engineering Journal June*, no. June, pp. 117–121, 1999.
- [61] “Power Uk.” [Online]. Available: <http://www.mpoweruk.com/soh.htm>.
- [62] P. A. Weber Cornejo, “Diseño e Implementación de Plataforma SCADA para Sistema de Electrificación Sustentable en la Localidad de Huatacondo,” Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2011.
- [63] Ministerio de Energía, “Fomento a las Energías Limpias.” [Online]. Available: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/16_energias_limpias/index.html .

Anexo A: Parámetros y Características de Funcionamiento



Anexo B: Tabla de Especificaciones de Fabricantes de Acumuladores

CARACTERÍSTICAS		Ion litio	Vanadio Redox	Zinc-Bromo	VRLA	Sulfuro de Sodio		NiCd
Características Generales	Fabricante	MHI	Prudent Energy's	ZBB Energy	FIAMM-GS	NGK		ALCAD
	Información eléctrica por	Celda	Módulo	BESS	Módulo	Módulo	Módulo	Celda
	Modelo	P140	VRB TM	ZBB EnerStore TM	FG27004	PS-G50	PQ-50	LCE 75P
	Tipo	Litio oxido de Cobalto	VRB	ZBB	VRLA-AGM	PS	PQ	Placa de bolsillo
C. Físicas	Peso/Dimensiones	1.4 kg	510 kg	1580 kg	22.6 kg	3500 kg		6 kg
Características Eléctricas	Tensión operacional de la celda	3.7 Vpc	48 V	400 V 1.8 Vpc	12 V	2 Vpc 64 V	2 Vpc 640 V	1.2 Vpc
	OCV	---	47-54 V	---	2.2 Vpc (Fig. 7)	2.07 Vpc		1.29 Vpc
	Resistencia DC	---	---	---	7mOhm	1 Ohm		0.11 mOhm
	Capacidad máxima de almacenamiento	50 Ah	40 kWh	50 kWh	70 Ah	360 kWh 0-155-360 kWh (PS-PQ)		75 Ah
	Energía específica	132 Wh/kg	---	---	34.3 Wh/kg	170 Wh/kg	170 Wh/kg	---
	Densidad de energía	266 Wh/l	---	---	95 Wh/l	151 kWh/m3	151 kWh/m3	---
	Potencia específica	---	---	---	---	---	---	---
	Densidad de potencia	---	---	---	---	---	---	---

CARACTERÍSTICAS		Ion litio	Vanadio Redox	Zinc-Bromo	VRLA	Sulfuro de Sodio		NiCd
Condiciones de operación	Potencia de carga máxima	---	8 kW	25 kW	---	50 kW	250 kW	---
	Corriente máxima de carga	300 A	140 A	---	17.5 A	---	---	15 A (0.2C)
	Corriente mínima de carga	10 A	---	---	3.5 A	---	---	7.2 A
	Tensión máxima de carga	4.15 Vpc	56 V	400 V > 2 Vpc	15 V 2.45 Vpc	2.2 Vpc	2.2 Vpc	1.7 Vpc
	Tensión mínima de carga	4.15 Vpc	---	---	14.4 V 2.4 Vpc	---	---	1.43 vpc
	Tensión flotante	NA	NA	NA	2.25-2.30 V	NA	NA	1.4 Vpc
	Tiempo de carga	30 min (10A) - 5 h (300A)	(1.3t)	---	5 -10 h	5-10 h	7-30 h	
	Tasa-C (carga)	0.2-6 C	NA	NA	---	NA		NA
	Potencia de descarga máxima	---	7 kW	17 kW	396 W (pc)/2474 W 6.9 W (pc)/42.7 W	50-100 kW	50-250 kW	---
	Corriente máxima de descarga	Continúa: 100 A Max: 400 A	Continúa: 125 A Max: 175 A	---	Continúa: 420 A Máx: 600 A	75 A	75 A	Continúa: 12.3 A Máx: 175 A
	Corriente mínima de descarga	10 A	---	---	3.5 A	---	---	7.2 A
	Tensión máxima de descarga	4.15 Vpc	---	---	13 V 1.75 Vpc	1.98 Vpc	1.98 Vpc	1.14 Vpc
	Tensión de corte	2.7 Vpc	42 V	0.5-1 Vpc	8.1 V 1.35 Vpc	1.8 Vpc	0.9 Vpc	1.1 Vpc
	Tiempo de descarga	9-12 horas	10 h (2.3t)	---	5min-20 h	9 h	7 h	2-10 h
Duración de pulsos	10 seg	300 seg	---	5 seg	30 seg-5 min-15 min-1 h	1 seg-90 min		

CARACTERÍSTICAS		Ion litio	Vanadio Redox	Zinc-Bromo	VRLA	Sulfuro de Sodio		NiCd
Condiciones de operación	Tiempo de respuesta	Gral: 200 ms	<50 ms	Gral: <60ms	≈1 min	1 h	1 h (50 kW)+30 s (Max)	1 seg
	Tasa-C (descarga)	0.2-8 C Recomendado 2C	NA	NA	0.05-2 C	NA	NA	0.2 C
	Pulso de potencia (Tasa-C, fp)	6C	NA	NA	3C	2 xPn	5 x Pn	---
	Intervalo de pulsos	NA	NA	NA	NA	5x/1h-12 h (PS-PQ)		---
	Sobrecarga	Circuito de protección-Sin sobrepasar límites de tensión	Poco probable	Poco probable	Evitarlas	---	---	No es perjudicial pero debe ser evitada
	Subdescarga	Circuito de protección-Sin sobrepasar límites de tensión	Tolerante	Poco probable	Solo emergencia (max. 10 ciclos), ciclo de carga diferente y reduce la capacidad	---	---	No es perjudicial pero debe ser evitada o compensada
	SOC-Carga completa	Recomendable 100% cada n días, pero no en stand-by	Adecuado, pero limitar a 80% para alta eficiencia	Adecuado, pero limitar a 80% para alta eficiencia	Recomendable 100%, en stand-by aplicar tensión flotante	Adecuado		<100% Evitar alta carga
	SOC recomendado (1-DOD)	60-80%	100%, pero limitar a 80% para alta eficiencia	100%, pero limitar a 80% para alta eficiencia	Se recomienda <80%, descarga completa por menos de 12 h/10 ciclos,	Altos DOD 100% con control térmico		100% Tolerante
	Carga/descarga	Simultánea	Simultánea	Simultánea	Permitida la descarga aun cuando no ha sido cargada totalmente	Rápida hasta de 1ms		Recarga rápida
	Tasa de autodescarga	0.066%/día 2 %/mes	0.066%/día 2 %/mes	<1% /h	0.1%/día 3 %/mes	~0%/día		0.066%/día 2 %/mes
Eficiencia carga y descarga	85%	75%	75%	85%	85%		70%	

CARACTERÍSTICAS		Ion litio	Vanadio Redox	Zinc-Bromo	VRLA	Sulfuro de Sodio		NiCd
Condiciones de operación	Ciclo de vida	> 3500 ciclos (80% DOD/1C)	> 10 000 ciclos ó 100000 horas	>3000 ciclos o 6 000 horas	180 ciclos (100% DOD) 1100 ciclos (30% DOD)	2500 (100% DOD) 0-500-2500-5000 (PS-PQ)		900 a 90% DOD Fig. Ciclos vs DOD
	Calendario de vida	10 años	---	20 años	5.5 años	15 años		25 años
	Efecto memoria	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene	No tiene		Lo presenta pero puede ser evitado
	Rango de temperatura de operación	Carga: 0 a 50°C Descarga: -20 a 50°C	10 a 35°C	-30 a 50°C	Carga: 0 a 40°C Descarga: -20 a 50°C	290 a 360 °C		-20 °C a 50 °C -50 °C a 70 °C (extrema)
C. Mantenimiento	Temperatura de Almacenamiento	-30 a 40°C	-25 a 70°C	-30 a 50°C	-20 a 40°C	---	---	0°C a 30 °C
	Almacenamiento a largo plazo	SOC de 55-65% (3.4- 4 V)	Almacenar con carga y drenar los módulos	Almacenar con carga y drenar los módulos	Recargar la batería c/6 meses	---	---	No almacenar con carga parcial. Totalmente descargada o con carga de 100% SOC. Además de no exceder 12 meses
	Mantenimiento	Bajo	Frecuencia: 9000 horas Duración Offline: <2 horas	Stripping	No es necesario	Remoto. En sitio, cada 3 años del material mecánico y eléctrico		Adición de agua, nivel del electrolito, tensión de carga y revisión de conectores c/ 2 años

