

Universidad Nacional de Rosario
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura
LAC - Laboratorio de Automatización y Control



Diseño y Gestión Energética Óptima de Microrredes Eléctricas Inteligentes con inclusión de Almacenamiento de Energía y Potencia

Ing. Javier Martín Cabello

Directores: Prof. Sergio Junco
 Dr. Xavier Roboam

Miembros del jurado: Dr. Guillermo Oscar García
 Dra. Mónica Romero
 Dr. Aníbal Zanini

Tesis de Doctorado en Ingeniería

Abril 2019

A la familia unida.

A mis padres que supieron inculcarme la curiosidad constante y la libertad para seguirla.

A mis hermanos por hacer que mis locuras no parezcan tan descabelladas.

Agradecimientos

Quiero agradecer especialmente a mis directores sin cuya guía y motivación el desarrollo de esta tesis, y mi consiguiente desarrollo personal, no hubiesen sido posible. A Sergio por inspirar pasión por los sistemas, sobre todos energéticos, desde el cursado de Dinámica hasta la finalización de mi doctorado. Por dejarme ser parte del Laboratorio de Automatización y Control, recibíendome, como así también a tantos alumnos, con la puertas abiertas y dispuesto para enseñar. Sapere aude. A Xavier por despertar mi interés en la concepción de sistemas energéticos principalmente renovable en aquel curso del 2011. Por invitarme a formar parte del grupo Genesys (menos mal que no como vocalista) y darme no sólo el apoyo sino la libertad de desarrollarme haciendo uso de todos los recursos, tanto humanos como técnicos, del Laplace. Muchas gracias a ambos.

A CONICET por proveer los medios financieros para la realización de este doctorado.

A la Universidad Nacional de Rosario y a la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura por dar lugar al Laboratorio de Automatización y Control, lugar de residencia de esta tesis, permitiendo así el desarrollo de alumnos, docentes e investigadores.

A todos los integrantes del LAC por tener que lidiar conmigo día a día, en especial a Matías Nacusse, Juan .^{El} Poyo"Tomassini, Martín Crespo, Patricio Luppi. Particularmente quiero agradecer a Daniel Alba por las fructíferas discusiones sobre baterías y convertidores de potencia.

A todos los integrantes del Laplace. A Bibi e Isabelle por darme un lugar en su oficina el primer año y a André por cederlo. Al personal de desarrollo de las maquetas con las que trabajé, Nicolas Roux, Didié Boëda y Timothe Mullins. Muy especialmente a Eric Bru y Joaquin Pullido por su enorme ayuda. A Christophe Turpin, Remi Rigo-Mariani, David Hernandez, Minh Nguyen, Andy Varais y a Remi Bourbon con los que tuve la oportunidad de discutir sobre los contenidos teóricos de esta tesis.

A los que tuvieron la dicha de cohabitar el departamento donde me hospedaba. En especial a Nicolas e Isabel que hicieron de la coloc de Blvd. Carnot mi hogar en Francia.

A Elisabeth Bornhauser por ser mi .^{en}laceçon la cultura Francesa. Por nunca dejarme pasar un error al hablar frances aunque resulté bastante duro de aprender. Gracias a todos los

Bornhauser por ser mi familia en Francia y hacerme sentir como en casa. Y también a Fanny y Vincent por las soirées repletas de aperos y platos deliciosos.

Al Grupete de amigos/as con los que a pesar de los años y los cambios siempre están. Y en especial a la 310 (Chupe, Duende, Rulo, Juleto y Kincho) por recordarme en cada encuentro las "ganas de seguir estudiando" que tengo.

A la familia David que me adoptó como uno más con todo lo que eso significa. Gracias por tantos sabdanas y jormingos.

Y muy especialmente a ella, Aldana Paula David. La compañera de vida que me recuerda que se puede sacar fuerzas para seguir adelante y que todo depende de uno. Por ser la sonrisa que me ilumina y la cómplice de cada aventura. Gracias por el apoyo de siempre y la confianza incondicional. Gracias por esta aventura y por las que están por venir.

Resumen

Las redes eléctricas se encuentran ante un importante desafío: resolver cómo incorporar una creciente generación distribuida, principalmente de fuentes renovables - intermitentes, variables y estocásticas por naturaleza - y al mismo tiempo aumentar su confiabilidad ante una demanda cada vez más exigente. Una solución tecnológica la provee el concepto de Micro Red Eléctrica Inteligente (MREI) que se caracteriza por poseer la capacidad de gestión y de control planificado en tiempo real de la generación, el almacenamiento y el consumo de la energía y de los flujos multi-direccionales de la potencia al interior de la red y bidireccional en su interacción con el sistema de potencia global. En este contexto, el trabajo de tesis estuvo orientado a obtener resultados teóricos y de aplicación directa para resolver los problemas de ingeniería más relevantes en el diseño de las MREI. Las investigaciones se concentraron en la búsqueda de métodos sistemáticos para analizar y decidir sobre la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en las microrredes, ya que son un elemento clave para poder gestionar inteligentemente la energía en ellas. Además, se investigaron y proveyeron métodos para la validación experimental eficiente y precisa de los resultados anteriores.

En una primera instancia se desarrolló un método para caracterizar Sistemas Almacenadores de Energía (SAE) que consiste en obtener su Área de Operación Segura (AOS) en el plano Energía-Potencia (EP) definida por sus capacidades de EP. Diferentes dispositivos de distintas tecnologías son fácilmente comparables representando sus AOS en una misma gráfica. El concepto del AOS-específica es interesante para realizar una comparación más justa entre dispositivos.

Posteriormente se desarrolló un método de dimensionamiento de SAE basado en equiparar sus capacidades de EP y las demandadas por el sistema. Este método separa las etapas de caracterización, síntesis del perfil demandado y dimensionamiento *per se*. La consideración del problema en el plano EP y la posibilidad de reutilizar resultados de etapas anteriores permiten que el método sea sumamente rápido y pueda ser integrado dentro de un proceso iterativo de optimización.

En el desarrollo de un sistema se destaca la importancia de su validación experimental sobre bancos de ensayo físico generalmente de escala reducida. En este sentido, se presenta un procedimiento basado en análisis dimensional para obtener semejanza dimensional entre el sistema bajo diseño y el sistema emulador (banco de prueba) durante el escalado - en potencia, energía y/o tiempo - garantizando una correcta equivalencia entre sus comportamientos y permitiendo la validación de topologías, dimensiones, gestión energética, etc.

Palabras claves: Micro-Redes Eléctricas Inteligentes, Sistemas Almacenadores de Energía, Dimensionamiento, Batería de Litio-Ion, Supercapacitor, Batería de H₂/O₂, Emulación de Sistemas, Gestión de Energía

Abstract

The electric grid is facing a great challenge: solve how to include a raising distribute generation mainly from renewable sources - intermittent, variable and stochastic by nature - while increasing their reliability face to more exigent consumers. One solution is driven by the Micro Smart Grid (MSG) which is characterized by the ability of planing management and control in real time with multi-directionals energy flux inside the grid and bi-directional with the main electric power system. In this context, the work presented in this thesis is oriented to obtain theoretical results for direct application to solve the most relevant problems in the MSG design. The research was focused in searching systematics methods to analyse and decide the incorporation of Energy Storage Systems (ESS) in MSG as they are a key element for an intelligent energy management within them. Furthermore, methods for an efficient and precise experimental validation of the previous results were developed.

Firstly, a method for characterizing ESS was developed by obtaining their energy-power Safe Operation Area (SOA) in the Energy-Power (EP) plane. Comparison between different technologies is possible using this SOA characterization. Special attention should be paid to compare specific SOAs across devices.

Secondly, this work presents an original sizing method for ESS based on directly matching their EP capabilities with the EP demand required to accomplish their missions. This method consist in 3 stages: storage characterization, demand synthesis and sizing *per se* making it easy to add a new device to the analysis or to change the energy management strategy without having to recalculate the whole system altogether. This method is fast and suitable for integrating an optimization loop.

In addition, this work provides tools that allow developing test benches scaled in power, energy and/or time acting as physical emulators of the systems under study. The article focuses particularly on applying dimensional analysis to achieve dimensional similarity between models obtaining equivalent behaviours and allowing system validation - topology, dimension, energy management strategies, etc.

Key-words: Micro-Smart Grids, Energy Storage Systems, Sizing, Lithium-Ion Battery, Supercapacitor, H₂/O₂ Battery, Systems emulation, Energy Management

Índice general

Índice de figuras	XVII
-------------------	------

Índice de tablas	XXIII
------------------	-------

1. Introducción General	1
1.1. Motivación	1
1.2. Contribuciones	3
1.3. Organización del manuscrito	5
1.4. Publicaciones	5
2. Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.1. Introducción	7
2.1.1. La red eléctrica	7
2.1.2. Generación Distribuida	9
2.1.3. Redes Eléctricas Inteligentes	11
2.1.3.1. Caracterización de las REI	11
2.1.3.2. Desde la REI hacia la red eléctrica comercial	12
2.1.3.3. Dentro de la REI	14
2.1.4. Generación de energía de fuentes renovables	15
2.1.4.1. Solar	16
2.1.4.2. Eólica	18
2.1.4.3. Problemáticas de las Fuentes Renovables Intermitentes	19
2.1.5. Sistemas Almacenadores de Energía	20
2.1.6. Caracterización de los SAE	23
2.2. Desarrollo de Sistemas Energéticos	24
2.2.1. Diseño de Sistemas Energéticos	24
2.2.2. Emulación física	26
2.3. Gestión de Energía y Dimensionamiento	27

2.3.1.	Gestión de Energía	27
2.3.2.	Dimensionamiento	28
2.3.3.	Gestión y dimensionamiento	28
3.	Sistemas Almacenadores de Energía	31
3.1.	Introducción	32
3.2.	Modelos de Almacenadores de Energía	34
3.2.1.	Batería de Litio-Ion	35
3.2.1.1.	Modelo Tremblay-Dessaint de Batería	37
3.2.1.2.	Modelo Mejorado de Batería	39
3.2.1.3.	Estimación paramétrica	40
3.2.1.4.	Validación Experimental	44
3.2.2.	Supercapacitores	47
3.2.2.1.	Modelos de Supercapacitor	48
3.2.2.2.	Estimación de parámetros	50
3.2.2.3.	Validación experimental	52
3.2.3.	Batería de Hidrógeno-Oxígeno	54
3.2.3.1.	Celda de Combustible	55
3.2.3.2.	Electrolizador	58
3.2.3.3.	Tanques almacenadores de gases (H_2 y O_2)	61
3.3.	Caracterización de SAE	63
3.3.1.	Diagrama de Ragone	63
3.3.2.	Caracterización según el Área de Operación Segura (AOS)	64
3.3.2.1.	AOS de una batería de Litio-Ion	65
3.3.2.2.	AOS de un Supercapacitor	69
3.3.2.3.	AOS de una batería de Hidrógeno-Oxígeno	71
3.3.2.4.	Comparación Multi-tecnológica	73
3.4.	AOS-específica	73
3.5.	Conclusiones	75
4.	Emulación de Sistemas	79
4.1.	Introducción	80
4.2.	Análisis Dimensional	82
4.2.1.	Adimensionalización	84
4.2.2.	Teorema de Vaschy-Buckingham	85
4.2.3.	Grupos adimensionales (Grupos- π)	86
4.2.3.1.	Diagrama de flujo del método- π	87

4.2.4.	Semejanza Dimensional	87
4.2.5.	Procedimiento de escalado	88
4.2.5.1.	Obtención del modelo escalado	90
4.3.	Construcción emulador físico	90
4.4.	Escalado Batería Litio-Ion	91
4.4.1.	Modelo original	91
4.4.2.	Modelo Adimensional	92
4.4.3.	Escalado	94
4.5.	Validación del Modelo matemático escalado	95
4.5.1.	Escalado en tensión	96
4.5.2.	Escalado en corriente	96
4.5.3.	Escalado temporal	97
4.6.	Validación del Modelo físico escalado	98
4.6.1.	Diseño de experimentos	99
4.6.1.1.	Configuraciones I, II y III	99
4.6.1.2.	Configuración IV	101
4.7.	Validación Modelo físico-simulado	104
4.8.	Conclusiones	105
5.	Dimensionamiento de Sistema Almacenador de Energía	109
5.1.	Introducción	110
5.2.	Área Operación Segura de un SAE	111
5.3.	Síntesis del perfil de demanda en el plano EP	112
5.3.1.	Perfil EP demandado	112
5.3.2.	Perfil EP demandado saturado	113
5.3.3.	Perfil EP demandado saturado y limitado	115
5.3.4.	Perfil EP del Almacenador Aproximado	115
5.3.5.	Perfil EP del Almacenador	116
5.4.	Procedimiento de dimensionamiento	117
5.4.1.	Selección de n_{DAE} del SAE	117
5.4.2.	Verificación PAEPaprox dentro del AOS	118
5.5.	Procedimiento completo de dimensionamiento	119
5.6.	Caso de estudio	119
5.6.1.	Requerimientos del sistema	119
5.6.2.	AOS de los DAE	121
5.6.3.	Síntesis del perfil EP	122
5.6.4.	Dimensionamiento	122

5.6.5. Ensayos experimentales	122
5.6.5.1. Validación SAEB	124
5.6.5.2. Validación SAESC	125
5.7. Conclusiones	127
6. Integración del Dimensionamiento con la Gestión de la Energía: Estudio de Caso	129
6.1. Introducción	130
6.2. Requerimientos del sistema	130
6.2.1. Descripción del sistema	130
6.2.1.1. Generación	130
6.2.1.2. Banda de Tolerancia	131
6.2.1.3. Análisis Económico	132
6.2.2. Objetivos del sistema	134
6.3. Tecnologías de Almacenamiento	134
6.3.1. Gestión de energía	134
6.4. SAE Mono-tecnológicos	136
6.4.1. Solución SAEB	136
6.4.1.1. Costos y degradación	137
6.4.1.2. Caso SAEB-I	140
6.4.1.3. Caso SAEB-II	143
6.4.2. Solución SAEHO	146
6.4.2.1. Costos y degradación	146
6.4.2.2. Caso SAEHO-I	147
6.4.2.3. Caso SAEHO-II	150
6.4.2.4. Conclusiones	151
6.4.3. Conclusiones SAE Mono-tecnología	152
6.5. SAE Híbridos	153
6.5.1. Caso SAEHib-I	153
6.5.2. Caso SAEHib-II	157
6.5.3. Caso SAEHib-Stochastic DP	158
6.6. Emulación del sistema	162
6.6.1. Solución propuesta	163
6.6.2. Sistema Emulado Escalado	163
6.6.3. Resultados Emulación	164
6.6.4. Conclusiones emulación	164
6.7. Conclusiones	167

7. Conclusiones	171
7.1. Conclusiones Generales	171
7.2. Prospectivas	175
7.2.1. Caracterización de SAE	175
7.2.2. Método de dimensionamiento energético	175
7.2.3. Emulación de sistemas	176
7.2.4. Gestión energética	176
Bibliografía	179
Apéndice A. Descripciones	187
A.1. Método V para el desarrollo de sistemas de control	187
A.2. Sensibilidad modelos	188
A.3. Proyecto InsulGrid	188
Apéndice B. Bancos de Ensayo	191
B.1. Banco de Ensayo de DAE	191
B.2. MoReSmart LAPLACE	191
Apéndice C. Hojas de datos	195
C.1. SuperCapacitor - Maxwell 16V 58F	196
C.2. SuperCapacitor - Maxwell 160V 5.8F	201
C.3. SuperCapacitor - Maxwell 48V 83F	205
C.4. Batería LiIon - Mottcell	211
C.5. Batería LiIon - VL41M	214
C.6. Batería LiIon - VL45E	216

Índice de figuras

2.1. Evolución de la red eléctrica	10
2.2. Espectro solar y captación de energía de la celda de Silicio Cristalino	17
2.3. Modelo de celda fotovoltaica ideal de juntura PN	18
2.4. Esquema turbina eólica de 3 aspas	19
2.5. Tasa de Retorno Energético por tecnología de almacenamiento de energía .	23
2.6. Ciclo de Vida del Desarrollo de Sistemas	24
2.7. Categorías de los métodos para la concepción óptima de sistemas	29
3.1. Esquemas de funcionamiento de Batería LiIon y Supercapacitores.	33
3.2. Esquema de batería H ₂ O ₂	34
3.3. Esquema del proceso de descarga de una Batería de Li-Ion (BLI)	36
3.4. Esquema de 2 soluciones constructivas de BLI.	36
3.5. Curva de tensión de una BLI a circuito abierto en función de su Estado de Carga (EdC)	39
3.6. Comparación entre las simulaciones del Modelo Tremblay-Dessaint (MTD), del Modelo Mejorado de Batería (MMB) y el ensayo físico sobre una BLI bajo el perfil FTP-75	40
3.7. Curvas de descargas típicas proporcionadas por el fabricante y puntos sobre las curvas utilizados para la estimación paramétrica.	42
3.8. Perfil de corriente de un ciclo del perfil HPPC	45
3.9. Perfil de corriente probable demandado a una batería de un auto eléctrico bajo el perfil de velocidad FTP-75.	46
3.10. Principios de almacenamiento de carga de capacitores y supercapacitores .	49
3.11. Modelos simples de SuperCapacitores (SC)	50
3.12. Procedimiento de 6 etapas para la estimación paramétrica de SC	51
3.13. Ensayos de validación de modelos de SC bajo 3 corrientes distintas.	53
3.14. Curvas tensión y potencia en función de la densidad de corriente de una Celda de Combustible (CC) en estado estacionario	56

3.15. Diagrama Sankey del flujo energético de una CC	57
3.16. Curvas tensión y potencia en función de la densidad de corriente de un Electrolizador (ELYZ) en estado estacionario	59
3.17. Diagrama Sankey de flujo energético de un ELYZ	60
3.18. Diagrama de Ragone de caracterización de almacenadores de energía	64
3.19. Diagrama de flujo para calcular el Área de Operación Segura (AOS) de un Sistema Almacenador de Energía (SAE	65
3.20. Curva de tensión a circuito abierto en función de la carga extraída y el estado de carga de una BLI y el área que representa la energía descargada	67
3.21. AOS en el plano energía-potencia para una batería Mottcell	68
3.22. AOS en el plano EP para 2 baterías LiIon	69
3.23. AOS en el plano EP para un SC Maxwell 16V 58F	71
3.24. AOS en el plano EP para 3 SC Maxwell	72
3.25. AOS en el plano EP para una Batería de Hidrógeno-Oxígeno (BHO) com- puesta por una celda ELYZ, una celda CC y un tanque de hidrógeno de 1m^3	73
3.26. AOS en el plano EP para los 6 DAE analizados: 3 SC, 2 BLI y 1 BHO. . . .	74
3.27. AOS para 2 SC Maxwell en el plano EP, el plano EP específico por masa y específico por costo de inversión	75
3.28. AOS para los 6 DAE analizados (3 SC, 2 BLI y 1 BHO) en el plano EP específico por masa y por costo de inversión	76
4.1. Esquema del proceso de emulación un sistema estructural.	81
4.2. Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención del modelo adimensional	88
4.3. Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención de las relaciones entre las cantidades del modelo escalado y el original	90
4.5. Evolución de las variables del modelo original (VL45E) ante un perfil de corriente típico de un sistema aislado con generación renovable	96
4.6. Evolución de las variables del modelo escalado en tensión ($S_v = 13$) ante el perfil de corriente elegido superpuestas con las evoluciones del modelo original	97
4.7. Evolución de las variables del modelo escalado en corriente ($S_i = 17$) ante el perfil de corriente igualmente escalado superpuestas con las evoluciones del modelo original	97
4.8. Evolución de las variables del modelo escalado en tiempo ($S_t = 0,01$) ante el perfil de corriente acelerado superpuestas con las evoluciones del modelo original	98

4.9. Evolución de la tensión ante el perfil FTP adaptado para las Configuraciones I, II y II	100
4.10. Evolución de la tensión de los modelos de las Configuración IV, IV-escalada (simulación) y Batería Única ante el perfil FTP-adaptado	103
4.11. Evolución de las variables de estado del SAEB utilizado en el proyecto IG donde se puede ver el SAEB original simulado, el modelo SAEB físico-simulado escalado en potencia y el modelo físico-simulado escalado en potencia y en tiempo	105
5.1. AOS de 3 SAESC formados por: 1 SC, 2 SC y 5 SC Maxwell 16V 58F . . .	112
5.2. Proceso de obtención de la Trayectoria de Demanda (TDEP) y el Polígono de Demanda (PDEP) a partir de un perfil de Potencia de Demanda	113
5.3. Comparación entre los perfiles de energía demandada y energía demandada saturada	114
5.4. Comparación entre las Trayectorias y los Polígonos de Demanda, Almacenador y Almacenador Aproximado de un SC.	117
5.5. Ubicación del PAEPaprox a partir de E_{maxsae} y n_{DAE}	118
5.6. Proceso de centrado del PAEPaprox en el AOS de un SAE	119
5.7. Diagrama de flujo del procedimiento completo del método desarrollado para el dimensionamiento de un SAE	120
5.8. Perfiles de potencia comprometida, potencia generada y potencia demandada al SAE de: IG 48 horas y IG 48 horas adaptado	121
5.9. AOS de las 2 tecnologías consideradas	123
5.10. TAEPaprox y PAEPaprox de las 2 tecnologías de SC consideradas	123
5.11. Dimensiones de los SAE que contienen los PAEPaprox	123
5.12. Evolución de la tensión y la corriente del SAEB ensayado en el banco de pruebas	124
5.13. Evolución de la tensión y la corriente del SAEB ensayado en el banco de pruebas	125
5.14. Resultados del SAEB bajo 2 perfiles de potencia	126
5.15. Resultados del SAESC bajo 2 perfiles de potencia	126
6.1. Gráfica de las Zonas de generación definidas por la potencia comprometida y su banda de tolerancia junto con la potencia producida	132
6.2. Esquema de los flujos energéticos involucrados en el proceso de generación de energía con un SAE asociado	133
6.3. Trayectorias y Polígono en el plano EP de las estrategias EG_{baja} y EG_{alta} .	136

6.4. Número de ciclos permitidos según la profundidad de descarga que soporta una BLI y contabilización de los ciclos según el método Rainflow Counting	138
6.5. Energía máxima intercambiable según la profundidad de descarga que soporta la BLI	138
6.6. Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia EG_{media} de la solución SAEB-I	142
6.7. Evolución de las energías y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEB-I.	142
6.8. Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia EG_{alta} de la solución SAEB-II	144
6.9. Evolución de las energías (Excedente, Falla-C ompromiso, Rendimiento e Intercambiada) y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEB-II. . . .	144
6.10. AOS del SAEHO, TAEPaprox y PAEPaprox resultante de la estrategia EG_{media} de la solución SAEHO-I	149
6.11. Evolución de las energías y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEHO-I	149
6.12. Evolución de las energías y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEHO-II	151
6.13. Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia de la solución SAEHib-I (prioridad SAEB con SAEHO auxiliar)	155
6.14. Evolución de las energías , el EdE y las potencias de cada SAE en el año de ensayo para el SAEHib-I	156
6.15. Evolución de las energías , el EdE y las potencias de cada SAE en el año de ensayo para el SAEHib-II	159
6.16. Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEB emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart.	165
6.17. Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEHO emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart	166
6.18. Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEHib emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart	166
A.1. Método V de desarrollo aplicado a la industria automotriz	189
A.2. Método V de desarrollo aplicado a un sistema de generación solar	189
A.3. Potencia producida, potencia comprometida y su banda de tolerancia del proyecto IG	190
B.1. Esquema del Banco de Ensayo de DAE en LAPLACE	192

B.2. Banco de ensayo de DAE en LAPLACE	192
B.3. Esquema de la configuración reducida de plataforma MoReSmart utilizada .	193
B.4. Configuración reducida de plataforma MoReSmart utilizada	194
B.5. Interfaz de usuario de la plataforma MoReSmart utilizada	194

Índice de tablas

3.1. Resumen de los elementos del Modelo Tremblay-Dessaint (MTD)	38
3.2. Resumen de los elementos del Modelo Mejorado de Batería (MMB)	41
3.3. Tabla con los parámetros resultantes para los 6 modelos propuestos: MTD y MMB sujeto a 3 métodos de estimación.	45
3.4. Raíz del Error Cuadrático Medio Normalizado de los modelos de BLI bajo los 3 ensayos realizados	47
3.5. Estimación de los parámetros de resistencia serie y capacidad durante el ensayo de 6 etapas	52
3.6. Parámetros de los 4 modelos de SC considerados	53
3.7. Errores de tensión entre los modelos y el SC real bajo los 3 ensayos de validación	54
3.8. Parámetros de la BHO	62
3.9. Parámetros de las baterías MottCell y SAFT	69
3.10. Parámetros de 3 SC de Maxwell Inc.	71
4.1. Cantidades y sus unidades del péndulo simple.	82
4.2. Parámetros de los modelos de una batería SAFT VL45E y 3 modelos escalados en tensión, corriente y tiempo	95
4.3. Parámetros de los modelos de las Configuraciones I, II y III	101
4.4. Índices de errores entre los modelos simulados y las emulaciones físicas de las Configuraciones I, II y III	101
4.5. Parámetros de los modelos de las Configuraciones IV, IV escalada y Batería Única	102
4.6. Índices de errores entre la Configuración Batería Única y la Configuración IV-escalada con respecto a la Configuración IV	103
4.7. Parámetros del modelo original y los correspondientes a los modelos escalados usados para la validación de Modelo físico-simulado de un SAEB	105

6.1. Parámetros de costos de la batería VL41M	140
6.2. Características del SAEB-I	141
6.3. Resultados de la simulación del SAEB-I bajo el año base y su estudio de costos asociados	141
6.4. Características del SAEB-II	143
6.5. Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEB-II	145
6.6. Parámetros de costos de la batería de Hidrógeno-Oxígeno	147
6.7. Características del SAEHO-I	147
6.8. Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHO-I	148
6.9. Características del SAEHO-II	150
6.10. Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHO-II	152
6.11. Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHib-I	155
6.12. Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHib-II	158

Capítulo 1

Introducción General

1.1. Motivación

Desde los orígenes de la vida humana y hasta la actualidad, la energía ha sido un recurso clave y esencial para el desarrollo humano. El descubrimiento del fuego permitió al *Homo erectus* mejorar sus condiciones de vida tanto como fuente de calor como para defenderse ahuyentando predadores. Posteriormente la domesticación de animales permitió al *Homo sapiens* mejorar el transporte y la agricultura. Por otro lado, otro hito importante fue la utilización de la energía del viento en los molinos y en el transporte marítimo.

Sin embargo la mayor explosión en el consumo energético se debió a la utilización de los combustibles fósiles. En primera instancia, el consumo del carbón y la invención de la máquina a vapor permitieron cambiar radicalmente la forma de producir y desplazar mercancías, marcando el comienzo de la 1ª Revolución industrial. En una segunda etapa, la utilización del gas y del petróleo como fuentes de energía dieron origen a la 2ª Revolución industrial cambiando para siempre la forma de vida de las sociedades en el mundo. Más aún, la internacionalización de las economías, el comienzo de la electrificación y la industria agro-química fueron posibles gracias al descubrimiento y a la explotación masiva de estas fuentes de energía.

Si bien la utilización de estos combustibles nos permitió obtener numerosos beneficios en lo que respecta a calidad de vida y al desarrollo humano, no podremos seguir contando con ellos indefinidamente. No solamente por las características intrínsecas de recurso no renovable -recurso limitado- cuyo consumo aumenta año tras año, sino también por las importantes consecuencias ambientales que estos provocan.

El agotamiento de los yacimientos fósiles de fácil acceso lleva a la explotación de yacimientos no convencionales como ser el gas de baja permeabilidad, las arenas bituminosas y el petróleo o gas de esquisto, entre otros. No solamente las Tasas de Retorno Energético

(TRE) disminuyen considerablemente sino que también las consecuencias ambientales de su explotación (contaminación superficial, daño interno de la corteza, contaminación de napas subterráneas) pueden llegar a ser devastadoras.

El crecimiento de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) debido principalmente al aumento constante de consumo de combustibles fósiles, es una de las causas principales del cambio climático. Varios estudios basados en los datos de reservas mundiales descubiertas hasta el momento concluyen que si se quiere limitar al aumento de la temperatura media global en 2°C, un tercio del petróleo, la mitad del gas y entre el 82 % y 88 % del carbón deben permanecer bajo tierra para el año 2050 [1]. Lo cual limita aún más la disponibilidad de los mismos.

El consumo energético mundial puede dividirse en 4 grandes sectores: transporte (25,5 %), industrial (54,9 %), comercial (7,0 %) y residencial (12,6 %) ¹ Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en el 2016, un 81 % del total de energía primaria consumida fue de origen fósil².

La energía eléctrica es el vector de energía preferido en la actualidad debido a sus facilidades de transporte (una vez construida la infraestructura correspondiente) y transformación en otras formas de energía (térmica, mecánica y lumínica principalmente). Sin embargo su generación sigue estando fuertemente ligada a las fuentes de origen fósil (23,1 % gas, 3,7 % petróleo y 38,3 % carbón)³.

Si a este hecho le sumamos que la tendencia para reducir el consumo de recursos fósiles en el sector transporte es la electrificación del mismo, los motivos para acelerar la transición hacia la producción de energía eléctrica con fuentes renovables cobra aún más importancia.

Las 2 principales fuentes renovables que intentan reemplazar a los combustibles fósiles como fuentes de generación de energía eléctrica son la energía eólica y solar. Sin embargo, ambas fuentes dependen del clima y son de naturaleza intermitente, variable y estocástica. Si se quiere lograr una gran penetración de estos recursos energéticos en una red eléctrica (gran participación en la potencia suministrada a la misma), dicha intermitencia debe ser compensada por una red lo suficientemente robusta, por un sobre-dimensionamiento de las fuentes generadoras de energía -y una sub-operación de ellas- o por la asociación con un Sistema Almacenador de Energía (SAE) que permita alisar dichas variaciones de generación. Cualquiera de estas soluciones aumentan considerablemente la inversión necesaria (tanto monetaria como de recursos naturales y energéticos) para incrementar la penetración de estas fuentes renovables de energía.

¹U.S. Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2017, DOE/EIA-0383(2017)

²<https://www.iea.org/statistics/balances/>

³<https://www.iea.org/statistics/electricity/>

Un elemento que ha cobrado importancia este último tiempo es la Micro Red Eléctrica Inteligente (MREI). Esta red eléctrica se caracteriza por poseer la capacidad de gestión y de control planificado en tiempo real de la generación, el almacenamiento y el consumo de la energía y de los flujos multidireccionales de la potencia al interior de la red y bidireccional en su interacción con el sistema de potencia global. Son consideradas la nueva revolución de los sistemas eléctricos de potencia permitiendo aumentar la confiabilidad global, la incorporación de generación renovable distribuida y la disminución de los costos globales del sistema.

La planificación de la transición energética debe hacerse de manera optimizada y segura. En este sentido las actuales herramientas de simulación y unidades de cómputo permiten explorar una variedad de soluciones posibles y analizar sus desempeños antes de siquiera terminar de concebir el sistema completo. A partir de enfoques meramente energéticos, se pueden dimensionar los distintos elementos que componen un nuevo sistema y, a partir de las soluciones más prometedoras, profundizar el desarrollo del sistema total. En este sentido, la emulación de los sistemas permite validar los diseños obtenidos vía simulación en plataformas físicas más cercana a la realización final.

Este trabajo de tesis está orientado a obtener resultados teóricos y de aplicación directa para resolver los problemas de ingeniería más relevantes en el diseño de las Micro-Redes Eléctricas Inteligentes (MREI). De ahí la importancia de su validación experimental sobre bancos de ensayo físico pero con métodos basados en modelos que garantizan gran precisión de los resultados con lo que se logra que su traslado a redes reales tenga las prestaciones para las cuales fue diseñada. Por esta razón se dedicó una parte importante de la tesis a desarrollar y seleccionar modelos de componentes relevantes de las redes, con el fin de que este trabajo concilie los objetivos contradictorios de gran precisión y tratabilidad matemática, tanto teórica como numéricamente.

1.2. Contribuciones

Las contribuciones realizadas en el marco de esta tesis se pueden resumir como:

- **Modelo Mejorado de Batería.** Durante el estudio de los modelos de baterías electroquímicas de la literatura, en particular de Litio-Ion, se modificó un modelo muy difundido usado por su buen desempeño y facilidad de estimación (Modelo Tremblay-Dessaint [2]). Esta modificación permite mejorar la reproducción de dinámica de la tensión de la batería sin aumentar la complejidad, tanto del modelo como de los métodos de estimación. Adicionalmente, se propusieron nuevos métodos de estimación paramétrica que pueden ser usados para ambos modelos (original o mejorado) para mejorar sus desempeños.

- **Emulación de sistemas.** Se presenta un procedimiento basado en análisis dimensional para obtener semejanza dimensional entre el modelo emulado y emulador durante el escalado de sistemas, en particular escalado temporal, para la validación de topologías, dimensiones, gestión energética, entre otros. Se valida dicho procedimiento sobre el modelo mejorado de batería a través de ensayos simulados y experimentación física. Y se destacan las limitaciones de la emulación física y se explica cómo realizar la emulación simulada.
- **Caracterización de Sistemas Almacenadores de Energía.** De los estudios de diversas tecnologías se puede ver que existen múltiples ejes en los cuales se pueden caracterizar (rendimiento, capacidades máximas de almacenamiento/potencia, autodescarga, tiempo de respuesta, etc). Particularmente se desarrolla el concepto de Área de Operación Segura (AOS) en el plano Energía-Potencia (EP) para representar sus capacidades de energía y potencia. Dicho concepto se aplica a las 3 tecnologías de almacenamiento de energía usadas en el transcurso de la tesis (Baterías Li-Ion, Supercapacitores y Baterías de Hidrógeno-Oxígeno) pero puede fácilmente expandirse a cualquier Sistema Almacenador de Energía.
- **Método de Dimensionamiento.** Se presenta un método de dimensionamiento de Sistemas Almacenadores de Energía basado en equiparar sus capacidades de EP y las requeridas por el sistema. Este método separa las etapas de caracterización, síntesis del perfil demandado y el dimensionamiento *per se*. Esta separación permite fácilmente agregar una nueva tecnología de almacenador o cambiar la estrategia de gestión energética usada en el estudio y utilizar parte de los resultados previos acortando el tiempo de obtención de la dimensión del nuevo SAE. Adicionalmente, la visualización tanto de las capacidades como las demandas en el plano EP permite rápidamente sacar conclusiones y comparar distintas realizaciones.
- **Diseño integral con validación.** Se presenta el estudio de un caso real en el cual se aplican las contribuciones previamente descritas (el Modelo de Batería, la Caracterización del SAE y el Método de dimensionamiento). Se agregan índices de desempeño que permiten ajustar las estrategias de gestión asociadas y el consiguiente dimensionamiento del SAE vía simulación. Posteriormente se valida vía experimentación física el correcto funcionamiento del esquema propuesto como solución.

1.3. Organización del manuscrito

El presente manuscrito se encuentra organizado de la siguiente manera: En el Capítulo 2, se realiza una descripción de los Sistemas Eléctricos de Potencia actuales y los desafíos que afrontan actualmente. Se describen las etapas para la concepción de un sistema de energía y se enfatizan las contribuciones realizadas en el marco de esta tesis. En el Capítulo 3, se presentan los modelos de las tecnologías de almacenamiento utilizadas y el método de caracterización desarrollado que permite compararlos. En el Capítulo 4, se presenta un método sistemático basado en teoría de semejanza para lograr la emulación a escala de sistemas y se particulariza para la batería de Li-Ion. En el Capítulo 5, se presenta un método de dimensionamiento de almacenadores de energía que combina sus capacidades de energía-potencia y los requerimientos de energía-potencia del sistema. En el Capítulo 6, se presentan los trabajos realizados sobre un caso puntual en el cuál se combinan los métodos caracterización y dimensionamiento de almacenadores de energía de diversas tecnologías y su vinculación con la gestión energética elegida para cumplir los requerimientos del sistema. Finalmente, en el capítulo 7, se presentan las conclusiones generales de la tesis y sus prospectivas.

1.4. Publicaciones

Las siguientes publicaciones tienen su origen en investigaciones desarrolladas en el marco esta tesis:

- J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco, C. Turpin (2018). Direct sizing and characterization of Energy Storage Systems in the Energy-Power plane. *Mathematics and Computers in Simulation*, abril 2018.
- A. Varais, X. Roboam, F. Lacressonnière, C. Turpin, J. M. Cabello, E. Bru, J. Pulido (2018). Scaling of wind energy conversion system for time-accelerated and size-scaled experiments. *Mathematics and Computers in Simulation*, junio 2018.
- J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco, E. Bru, F. Lacressonnière (2017). Scaling Electrochemical Battery Models for Time-Accelerated and Size-Scaled Experiments on Test-Benches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), pág. 4233-4240, nov. 2017.
- J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco (2017). A direct sizing method and specific characterization of energy storage devices/systems in the energy vs power plane.

In *Proceeding ELECTRIMACS 2017, Mathematics and Computers in Simulation*, Toulouse, France, 4-6 Julio 2017.

- A. Varais, X. Roboam, F. Lacressonnière, C. Turpin, J. M. Cabello (2017). Scaling of wind energy conversion system. In *Proceeding ELECTRIMACS 2017, Mathematics and Computers in Simulation*, Toulouse, France, 4-6 julio 2017.
- J. M. Cabello, E. Bru, X. Roboam, F. Lacressonniere, S. Junco (2015). Battery dynamic model improvement with parameters estimation and experimental validation. In *Proceeding of the Int. Conf. on Integrated Modeling and Analysis in Applied Control and Automation, IMAACA 2015*, Bergeggi, Italy, sept. 2015.
- M. G. Carignano, J. M. Cabello, S. Junco (2014). Sizing and performance analysis of battery pack in electric vehicles. In *Proc. ARGENCON 2014, IEEE - Biennial Congress of Argentina*, pp. 240–244, Bariloche, Argentina, 11-13 junio 2014.

Capítulo 2

Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1. Introducción

2.1.1. La red eléctrica

La energía eléctrica es la energía favorita de los consumidores por diversas características dentro de las cuales podemos destacar su multiplicidad de usos (iluminación, calefacción, cocción, climatización, divertimento, entre otros), limpieza, nulidad de desechos luego de ser empleada, facilidad de uso, disponibilidad, control y seguridad de la misma. Sin embargo, no solo el sector residencial se ha vuelto dependiente de ella sino también el sector industrial y comercial los cuales la utilizan no solamente para iluminación y climatización sino también como elemento de tracción (elevadores, balancines, cintas transportadoras) y maquinaria (taladros, soldadores, entre otras).

Las primeras aplicaciones eléctricas fueron luminarias y motorización. La reinención de la dínamo por Zénobe Gramme (mejora superadora de la dínamo hasta el momento) en 1868 posibilitó la utilización de energía eléctrica para iluminar residencias (lámpara de arco). En 1879 dos sucesos se llevaron a cabo que cambiarían el sistema eléctrico, la invención de la lámpara incandescente por Swan y, debatiblemente, Edison [3] y la construcción de la primer central hidroeléctrica de 7kW en Saint-Moritz, Suiza. La construcción de las primeras centrales a carbón se llevaron a cabo 3 años después (en enero 1882 en Londres, Central Eléctrica Holborn Viaduct y en noviembre del mismo año en Nueva York, Pearl Street Station) para iluminar las calles vecinas a las centrales. Este esquema de generación e iluminación fue rápidamente adoptado por otras ciudades.

Posteriormente, en 1884 la primer línea de transmisión de corriente alterna fue construida para la International Exhibition of Turin, Italia. Con un nivel de tensión de 2kV y una longitud de 34km y usada para alimentar lamparas incandescentes, el sistema demostró la factibilidad

de transmisión de energía eléctrica alterna en grandes distancias. En 1891 la primera línea trifásica de alta tensión (25kV 40Hz) fue construida entre Lauffen y Frankfurt (175km) con pérdidas de solamente un 4 %.

La interconexión de los *pequeños* sistemas de energía fue inevitable. Este hecho permitió disminuir los costos de la electricidad despachando las centrales más eficientes, independientemente de su localización, y reduciendo su capacidad de reserva ya que podían ser compartidas entre los sistemas, ahora conectados, resultando en un aumento de la confiabilidad y reducción de capital invertido.

Las mejoras sucesivas en la tecnología de transmisión de energía eléctrica allanó el camino para la instalación de grandes centrales de generación en lugares alejados de los grandes centros de consumo pero de fácil acceso al recurso utilizado para la producción de energía eléctrica (centrales hidráulicas y a carbón) dotando a la red eléctrica de una característica que aún persiste en los sistemas actuales: grandes nodos de generación alimentando a grandes centros de consumo a través de una infraestructura de transporte o transmisión de elevada potencia que, una vez disponible en los nodos de consumo, es dirigida a los consumidores a través de redes de distribución. Se tiene así un gran sistema interconectado. En el caso de la Argentina es el llamado SADI, Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica¹.

Este sistema eléctrico exige que la generación y la demanda estén balanceadas en todo momento para así garantizar la calidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, cualquier evento o fluctuación local puede afectar a todo el sistema eléctrico. Es por ello que se presta especial atención al diseño y el estudio del impacto de cada elemento que se requiere incorporar al sistema.

Por otro lado, a los aspectos técnicos se les agrega el aspecto económico. Muchos de los actores del sistema eléctrico son empresas privadas que buscan maximizar sus ganancias u organismos estatales que buscan minimizar el costo del servicio provisto. Todas estas decisiones, de cualquiera de los actores, se encuentran condicionadas a garantizar un funcionamiento estable, seguro y dentro de los parámetros de calidad de servicio eléctrico.

El objetivo del sistema puede resumirse como el seguimiento de la curva diaria de carga con los generadores más económicos, y de menor costo variable, mientras se mantiene la calidad de servicio. Este objetivo tiene varias escalas de tiempo. Escala instantánea (<segundo) en donde generadores (reserva rotante) ayudan a estabilizar la red (control de frecuencia y tensión). Escala de corto plazo (segundos a minutos) que incluye el lazo de control secundario de frecuencia donde algunos generadores modifican la potencia entregada al sistema para que los generadores encargados de lazo de control primario de frecuencia vuelvan a su potencia de equilibrio. Escala horaria o planificación diaria/semanal en la cual

¹https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Sistema_Argentino_de_Interconexi%C3%B3n

se definen la puesta en marcha o apagado de unidades generadoras en función de la previsión de demanda. Escala mensual en la cual se planifican la utilización de la reserva energética en los embalses de las represas hidroeléctricas. Escala anual e interanual en la cual se definen los planes de expansión tanto de la infraestructura de transporte como de la generación. En todas estas decisiones en los distintos niveles temporales están condicionadas por la incertidumbre de múltiples elementos: crecimiento de la demanda, disponibilidad de los generadores, evolución de los precios locales e internacionales, legislaciones regulatorias, entre otros.

A pesar de todos los cambios topológicos, tecnológicos y operacionales involucrados en su desarrollo a lo largo del siglo XX, tres características permanecieron invariantes en los sistemas interconectados de potencia: la unidireccionalidad o verticalidad del flujo de la potencia eléctrica desde los nodos de generación hacia los de consumo; la centralización de su gestión (a cargo de CAMMESA en la Argentina); el dictado de dicha gestión por los requerimientos de la demanda (el consumo).

2.1.2. Generación Distribuida

El crecimiento de la economía produjo un enorme aumento del consumo de energía, tanto a nivel mundial como regional, y particularmente a nivel nacional desde mediados de los 90. Esta circunstancia, unida a la escasez de los recursos energéticos tradicionales (con previsión de agotamiento en el corto plazo en algunos casos) o a su puesta en crisis por otras razones (e.g., cuestionamiento social y decisión política de exclusión, cómo en el caso de la energía nuclear en Alemania), y a la desregulación de los mercados eléctricos, dieron lugar a la aparición de recursos energéticos alternativos distribuidos geográficamente. Entre ellos, las fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica, especialmente solar-fotovoltaicas y eólicas, han sido adicionalmente favorecidas por la necesidad de reducir la contaminación ambiental (especialmente CO₂).

La generación de fuentes renovables eólica y solar acusa una intermitencia con patrones periódicos (dependencia de las estaciones del año en ambos casos, alternancia día/noche en el caso solar) sobre los que se montan variaciones aleatorias dependientes del tiempo (clima: nublado/soleado, ventoso/calmo). Esto hace que la gestión de una red con penetración de fuentes renovables deba tener en cuenta no sólo la variabilidad del consumo sino también la de la generación.

Por otra parte, la predictibilidad parcial de esta intermitencia hace que esta gestión deba hacerse en tiempo real incluyendo elementos de control por retroalimentación. En la generación renovable coexisten la producción en gran escala geográficamente concentrada

(por ejemplo, parques eólicos de cientos de MW) con generación en pequeña y mediana escala distribuida geográficamente con localización junto a los centros de consumo.

Cuando no integra un sistema aislado, la generación renovable distribuida se instala para abastecer a consumidores locales en nodos (estaciones/subestaciones) de capacidad limitada de la red global (esto ocurre no sólo con las fuentes renovables, sino también con otras alternativas como grupos motogeneradores Diesel, por ejemplo) [4]. En el caso de que la producción alternativa supere al consumo local se plantea la posibilidad de inyectar potencia a la red tradicional, lo que rompe con una de la característica clásica de unidireccionalidad/verticalidad del flujo de potencia antes mencionada.

El carácter distribuido y la bidireccionalidad del flujo de potencia agregan nuevas dimensiones y complejidad a los problemas de gestión y control de redes con estas características [5].

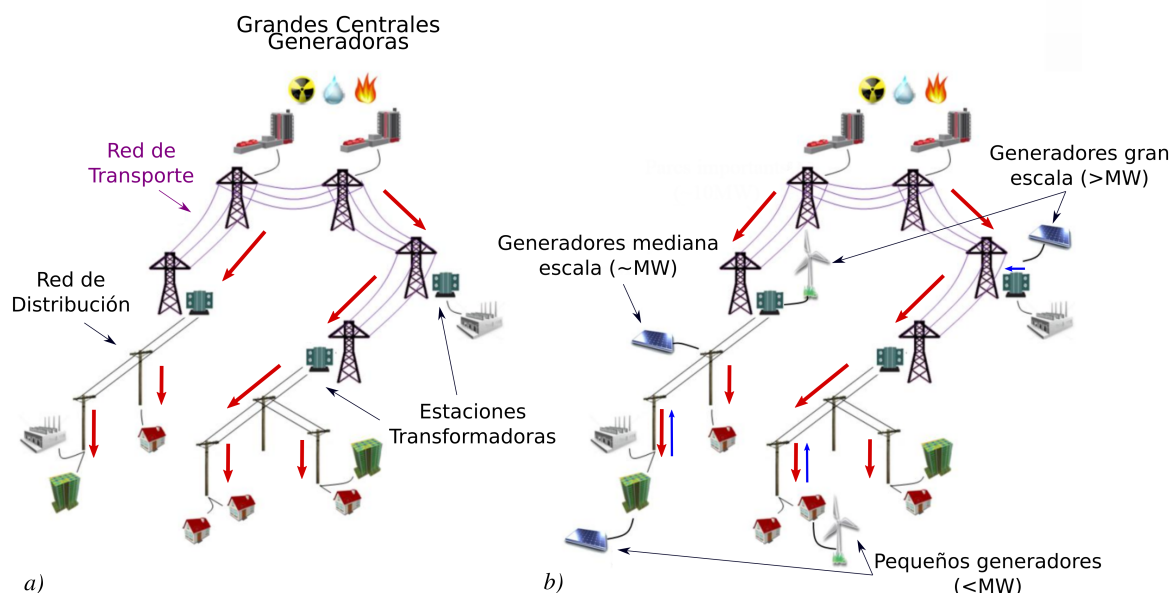


Figura 2.1 Evolución de la red eléctrica. a) Esquema típico fines siglo XX b) Esquema con generación distribuida. Fuente: [6].

Para resolver con mejor calidad (medida con índices de desempeño) y mayor eficiencia energética el problema de desbalance energético producción/consumo, es conveniente equipar a las redes locales con Sistema Almacenador de Energía (SAE), tales como baterías electroquímicas, baterías H₂/O₂ y/o H₂/Aire, supercapacitores, volantes de inercia, aire comprimido, tanques de agua (almacenamiento de energía gravitacional), entre otros. [7, 8].

Según su naturaleza, algunos de ellos son capaces de solventar grandes picos de consumo (medidos en potencia) durante cortos intervalos de tiempo (supercapacitores, volantes de inercia), por lo que se los distingue como almacenadores de potencia, reservándose el nombre

clásico de almacenadores de energía para los capaces de entregar energía de manera sostenida durante (relativamente) largos períodos de tiempo (baterías electro-químicas, baterías H₂/O₂, tanques de agua).

2.1.3. Redes Eléctricas Inteligentes

La posibilidad de resolver tecnológicamente los problemas de gestión y control descriptos requiere equipar la red eléctrica con una capa digital que procese información en sistemas de medición y actuación, en nodos de decisión y control, y la intercambie entre ellos a través de sistemas de comunicaciones. Es lo que se denomina una Red Eléctrica Inteligente (REI) o Smart Grid: una red eléctrica con gestión y control planificado en tiempo real de la generación, el almacenamiento y el consumo de la energía y de los flujos multidireccionales de la potencia al interior de la red y bidireccional en su interacción con el sistema de potencia global [9–11]. Las mismas permiten una interacción entre los diferentes actores (productores, consumidores, gestionadores de la red de transmisión, transporte y distribución) de manera coordinada de forma tal de garantizar un suministro de energía eléctrica eficaz, durable, seguro y económico [12].

2.1.3.1. Caracterización de las REI

Existen una gran variedad de redes que pueden definirse como REI pero cuya naturaleza, si bien siempre *inteligente*, son muy distintas no sólo por su conformación sino por las prestaciones, objetivos y características.

Una primera división se puede dar según su tamaño (grandes o pequeñas) y según su conexión a una red mayor (conectadas o aisladas) dando origen a las siguientes 4 categorías:

Grandes redes inteligentes conectadas del tamaño de barrios, ciudades universitarias o incluso ciudades funcionando tradicionalmente conectadas a la red eléctrica comercial pero pueden controlar la potencia demandada e incluso en algunos casos pueden llegar a funcionar de modo aislado. Suelen poseer en su interior generadores distribuidos como así también almacenadores de energía y gestión de parte de su demanda .

Grandes redes inteligentes aisladas, típicamente islas, donde deben balancear constantemente la generación y la demanda. Suelen poseer un nivel intermedio de distribución dentro de la red lo cual tienen una gran cantidad de generadores distribuidos para poder garantizar la calidad del suministro eléctrico. Los SAE suelen incluirse para mejorar la confiabilidad del sistema y aumentar la penetración de generación renovable.

Pequeñas o micro redes inteligentes conectadas del tamaño de una casa o edificio el cual suele incluir un SAE o generador Diésel para permitir el funcionamiento en caso de

falla del suministro eléctrico por parte del distribuidor. Actualmente, con la reducción del costo, permite incluir generación renovable en estas redes para proveer parte del consumo interno o incluso inyectarlo a la red de distribución.

Pequeñas o micro redes inteligentes aisladas suelen diferenciarse de las anteriores por la obligación de tener un conjunto de generación eléctrica y almacenamiento para garantizar el suministro. En general la generación es híbrida: renovable (eólica o solar-fotovoltaica) con un generador Diésel de respaldo. Suele ser el caso de comunidades aisladas (rurales o de montañas).

Si bien todos los casos descriptos anteriormente entran dentro de la categoría de Red Eléctrica Inteligente, se aprecia la gran variedad de características y objetivos distintos para cada sistema que definirán la topología elegida, los elementos que la compondrán junto con su tamaño y su configuración.

Se analizan brevemente los servicios/características que pueden aportar las REI a la red eléctrica global y posteriormente aquellas cualidades intrínsecas de las mismas.

2.1.3.2. Desde la REI hacia la red eléctrica comercial

Desde el punto de vista del gestor de la red eléctrica comercial, la REI es una nueva entidad completamente nueva. Típicamente la red de transmisión (transporte, distribución troncal y distribución local) conectaba generadores y consumidores. La demanda quedaba definida por los consumidores y eran las grandes usinas generadoras las encargadas de mantener el equilibrio producción/consumo de manera controlada de forma tal de garantizar niveles de tensión adecuado en todos los nodos del sistema y la frecuencia en todo el sistema.

Grandes esfuerzos fueron dedicados a estimar la demanda con cierto tiempo de anticipación para garantizar el suministro eléctrico de manera continua. Todas las instancias, desde la planificación diaria de los generadores hasta la planificación de las expansiones de la infraestructura de transmisión y transporte, se basan en la habilidad de predecir de manera precisa la demanda.

El incremento de la generación distribuida en los sistemas modifica las curvas típicas de consumo y agrega mucha más variabilidad e incertidumbre producto de la alta utilización de generadores eólicos y solares, intermitentes por naturaleza.

Con el advenimiento de las REI al esquema anterior se le suma un nuevo elemento. Uno que puede interactuar con el sistema brindando servicios (Servicios Auxiliares) de los cuales podemos destacar:

Control de frecuencia Similar a algunos generadores, algunas REI pueden contribuir al control de frecuencia de la red comercial. La frecuencia de la red es un indicador del desbalance entre generación y demanda. Si la frecuencia disminuye, indica que la demanda es mayor que la generación y por ende se debe inyectar mayor energía a la red (o reducir el consumo de la misma). Viceversa, si la frecuencia de la red aumenta, implica que la generación es mayor que la demanda y debe reducirse la generación (o aumentar el consumo).

Control de tensión A diferencia del control de frecuencia a través del control de potencia activa, el control de tensión se lleva a cabo a partir del control de la potencia reactiva. Esta acción es ampliamente utilizada en los generadores (por su habilidad de controlar su interacción con la red) cuya característica es heredada por las REI.

Reducción de demanda Las REI tienen la habilidad de controlar la potencia demandada a la red de suministro ya sea por la utilización de energía almacenada o por una reducción de cargas. De esta manera el gestor de la red comercial puede disminuir el pico de consumo total de la región donde se encuentra la REI y garantizar un funcionamiento alejado de los límites de transporte y/o generación del sistema.

Control de estabilidad Aumenta la resiliencia del sistema ante posibles fallas (flicker, hueco de tensión, pulsos de corriente, entre otros) al poseer capacidades de acción (gestión y control de los elementos internos de la REI) y conocimiento de los estados del Punto de Acoplamiento Común (Point of Common Coupling - PCC).

Soporte ante falla de suministro Ante una eventual falla total de suministro de energía eléctrica la REI puede asistir en la restauración del suministro ya sea de forma activa (brindando algún tipo de servicio) o simplemente permaneciendo desconectada de la red comercial pero manteniendo su operación interna activa. El funcionamiento de la REI fuera de línea (offline de ahora en más) disminuye tanto los tiempos de restablecimiento del suministro general como el impacto sobre el sistema completo (menores consumidores con pérdida de servicio, menos generadores desenchados, etc).

Gestión de la Demanda Quizás uno de las capacidades más interesantes y menos explotadas a nivel residencial o de micro-red es el control de la demanda o Demand Management (DM) el cual consiste en la habilidad de alterar la demanda prevista y/o actual si el gestor de la red lo solicita. Típicamente consiste en un conjunto de cargas que pueden ser controladas (de modo parcial o total) por el sistema de gestión REI modificando así su

demanda. Entre las distintas acciones posibles (que dependen del tipo de carga que será gestionada) podemos destacar la disminución de la demanda (e.g., recorte durante las horas pico), eliminación de la carga (e.g., apagado de la iluminación), corrimiento temporal (e.g., utilización del lavarropa en horas de valle) y modulación del pico (e.g., la carga un vehículo eléctrico durante 4hs en vez de la carga rápida de 2hs).

2.1.3.3. Dentro de la REI

Adicionalmente a los servicios que puede proveer a la red de comercial, los principales beneficios son internos a la red. La posibilidad de conocer los estados de los consumos y generación internos como así también la calidad de la energía eléctrica provista (niveles de tensión, componentes armónicos, etc) permite, en una segunda etapa, gestionar dichos elementos para mejorar la calidad de energía. Dentro de los beneficios para los usuarios dentro de la REI podemos destacar.

Generación Distribuida La inclusión de elementos de generación permite no solo la disminución del consumo de energía de la red (y en algunos casos la inyección) sino también la posibilidad de funcionar *offgrid*. La posibilidad de contar con generación distribuida trae aparejado el beneficio fundamental de acercar físicamente producción y consumo de energía eléctrica evitando pérdidas en las líneas de transporte y transmisión y disminuyendo la sollicitación del mismo. En la Sección 2.1.4 se describen distintos tipos de generación renovable que son sumamente interesantes para incorporar como generación distribuida.

Control de la demanda Hasta el momento el equilibrio entre generación y demanda se basaba en el control de los generadores a cargo de un sistema centralizado de gestión ya que la demanda era un elemento fijado por los consumidores. El encargado de la gestión de la red comercial no tiene control sobre la demanda salvo casos puntuales de grandes consumidores (p.ej., Acindar). Las REI, gracias a la capa de comunicación que permite conocer el estado de distintos elementos de la misma y controlarlos, también permite el control de las cargas. Se puede decidir en tiempo real, o de manera planificada, el control de las mismas permitiendo un control de los flujos de potencia tanto internos como con la red comercial.

Gestión de los SAE La incorporación de unidades almacenadoras de energía son sumamente valiosas en las REI. Entre los beneficios se puede destacar el aumento de los grados de libertad en el control de los flujos de potencia permitiendo cumplir con los distintos servicios que la REI puede brindar a la red comercial o internamente. La decisión de cuando

cargar/descargar un Sistema Almacenador de Energía (SAE) es de por sí un campo de estudio y mucho más cuando hay múltiples tecnologías almacenadoras.

El objetivo de los trabajos realizados durante el transcurso de esta tesis es el de proveer métodos que ayuden al diseño de REI que incluyan Generación Renovable Intermitente y al menos un SAE independientemente del tamaño de la red o de los objetivos del sistema.

2.1.4. Generación de energía de fuentes renovables

Como se mencionó brevemente en las motivaciones de esta tesis, la transición hacia el consumo de energía de origen renovable no es una opción. Año tras año crecen el consumo energético global y el consumo de fuentes no renovables de energía (fósiles y nuclear)². La necesidad de cambiar nuestra matriz energética es cada vez más crítica. Las fuentes renovables de energía presentan una solución a este conflicto.

El uso de fuentes renovables no es algo nuevo para la humanidad. Los primeros barcos a vela datan del 4000 a.C. utilizados por Egipcios y Fenicios. El primer molino de agua fue descrito en el tratado Neumática de Filón de Bizancio a mediados siglo III a.C. Mientras que los datos del primer molino eólico del cual se tienen datos fue creado por Herón de Alejandría en el primer siglo d.C.

Sin embargo, el desafío en la actualidad es la captación de la energía renovable para transformarla en energía eléctrica. La generación de energía a partir de fuentes renovables tiene 2 componentes: el recurso renovable propiamente dicho y el dispositivo colector de dicho recurso. Los recursos renovables que se destacan son el solar, el eólico y el hidráulico, si bien en esencia toda la energía proviene del sol, siendo tal vez la única excepción la hidráulica-mareomotriz.

Dentro de las tecnologías usadas en la actualidad para captar dichas energías renovables podemos destacar en primera instancia las grandes represas hidroeléctricas. Como se mencionó en la introducción, fueron las primeras en usarse para la generación de energía eléctrica. Consisten en la creación de una barricada o muro para contener el agua de un río y canalizar su flujo a través de una turbina conectada a un generador eléctrico permitiendo la extracción de la energía potencial-cinética del agua. Actualmente la capacidad mundial de potencia instalada ronda los 0,7TW y se estima que la capacidad máxima instalable es de 0,9TW [13]. Es una de las tecnologías con mayor Tasa de Retorno Energético³ (TRE),

²<https://www.iea.org/geco/>

³Cociente entre la cantidad de energía total que es capaz de producir una fuente de energía y la cantidad de energía que es necesario emplear o aportar para explotar ese recurso energético.

del orden de 100 según [14], y ayudan a regular el sistema eléctrico comercial debido a su intrínseca capacidad de almacenamiento de energía. Sin embargo tiene un impacto enorme sobre el medio ambiente ya que inundan grandes cantidades de superficies, desplazan fauna y flora, cambian cursos de río, entre otros.

Dentro de la misma familia se pueden destacar las pequeñas hidroeléctricas (<50MW de potencia de generación). Consisten en el aprovechamiento de pequeños cursos de agua en montañas con grandes desniveles o pequeñas turbinas a la vera o dentro del curso de un río sin alterarlo de manera importante. Si bien el impacto ambiental es mucho menor, también lo es su operación. En general se las denomina generadores hidráulicos de pasada ya que no poseen la capacidad de almacenar el agua.

Otra tecnología de generación es la que aprovecha los biocombustibles. El término biocombustible hace referencia al que se obtiene a partir de la agricultura o de los subproductos de la ganadería que luego es utilizado en las plantas térmicas generadoras de energía eléctrica. Se pueden destacar 2 biocombustibles utilizados en la actualidad para la generación de energía eléctrica: biomasa y biogas.

Pero sin duda las fuentes de energía que más han crecido estos últimos años y que mayor desafío presentan son la Solar Fotovoltaica y la Eólica.

2.1.4.1. Solar

La energía solar tiene la gran ventaja de su abundancia. La cantidad de radiación solar que llega a la tierra en 80 minutos es suficiente para alimentar el consumo energético humano de todo un año. Sin embargo la mayor dificultad se encuentra en la captación de dicha energía.

La tecnología utilizada por excelencia en la actualidad es la generación solar fotovoltaica. Se basa en el efecto fotoeléctrico descubierto en 1887 por Heinrich Hertz que consiste en la emisión de electrones de un material al ser expuesto a una radiación electromagnética. Estos electrones son captados y utilizados como una fuente de corriente. A esta unidad funcional (receptora y transformadora de fotones en electrones y captora de dichos electrones) se la denomina celda fotoeléctrica.

En la actualidad el material más utilizado en la construcción de las celdas fotovoltaicas es el silicio representando aproximadamente el 95 % del mercado ⁴. Gracias a su abundancia en la Tierra (2° más abundante después del oxígeno) es uno de los semiconductores más baratos y usados en la actualidad. La estructura cristalina de las celdas fotovoltaicas de silicio permiten una conversión eficiente de energía llegando a niveles cercanos al 19 %.

⁴<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

Adicionalmente, gracias a su baja degradación, el tiempo de vida estimado de dichas celdas es de más de 25 años conservando más del 80 % de su potencia original.

En la Figura 2.2 se observa el espectro de radiación solar electromagnética que llega a la tierra y la porción que es convertida en energía eléctrica por una celda de Silicio Policristalino.

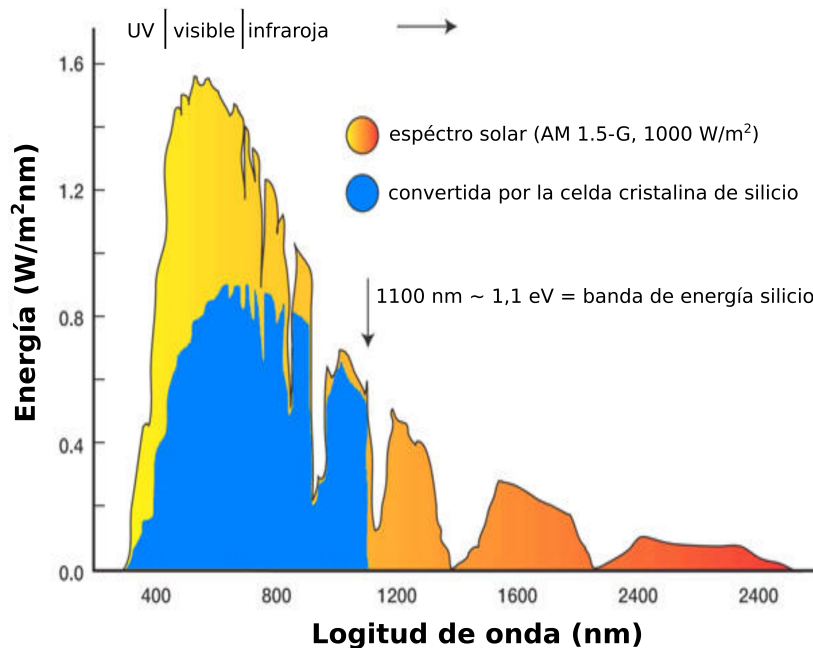


Figura 2.2 Espectro solar con la captación de energía por parte de la celda de Silicio Cristalino. Fuente: <https://info-solaire.fr>.

Visto externamente una celda fotovoltaica ideal posee un comportamiento eléctrico similar a una fuente de corriente (dependiente de la irradiación incidente) en paralelo con un diodo tal como se aprecia en la Figura 2.3.

Los niveles de tensión y corriente de las celdas son bajos por lo que se agrupan en arreglos serie-paralelo para la conformación de paneles. Estos paneles, a su vez, se agrupan en configuraciones serie-paralelo para formar grandes parques generadores.

La adaptación de los niveles de tensión de los paneles y la consiguiente extracción de potencia se realiza en asociación con un Conversor Electrónico de Potencia (CEP). El mismo es el encargado de controlar la potencia que es efectivamente extraída de los paneles. Como puede verse en las curvas de tensión-corriente, la extracción de la máxima potencia no se da a una tensión o corriente fija sino que varía según la irradiación, temperatura de la celda y otros factores. Para ellos es necesario que el CEP posea la capacidad de Seguimiento del Punto de Máxima Extracción de Potencia (SPMP).

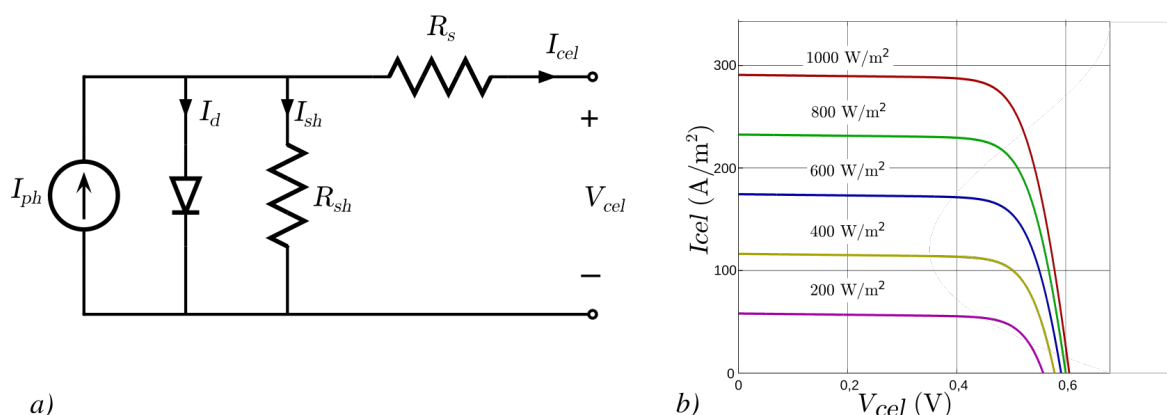


Figura 2.3 a) Modelo de celda fotovoltaica ideal de juntura PN y b) curva I-V de salida típica.

La generación del parque solar está condicionada por la disponibilidad del recurso, en este caso irradiación solar, y por otras variables meteorológicas como la temperatura. Esta variabilidad se suma al hecho que de por sí la generación solar se encuentra acotada por la evolución del sol en el transcurso del día. Como se puede ver este generador dista mucho de un generador térmico convencional de potencia controlable.

2.1.4.2. Eólica

Es la tecnología renovables cuya generación creció más en estos últimos años ⁵ y se basa en el aprovechamiento de la energía cinética del viento. Las turbinas de mayor aceptación en la actualidad son las de eje horizontal de 3 aspas debido a su elevado poder de extracción de energía.

Se pueden distinguir 3 elementos principales que componen un generador eólico (Figura 2.4): (i) Las aspas que captan la energía cinética de viento, (ii) el generador eléctrico que transforma dicha energía mecánica en energía eléctrica y (iii) la transmisión mecánica que conecta los ejes de los elementos mencionados.

La transmisión mecánica de la potencia dentro del generador es clave. La principal dificultad es la adaptación de velocidades entre el eje de las aspas y el eje del motor. Esta caja de engranajes suele ser una importante causa de falla del sistema de generación eólico además de ser un elemento costoso. Si bien hay esquemas propuestos que permiten evitar su utilización, los más comercializados siguen haciendo uso de esta etapa pero no sin dedicar gran parte de los recursos a su diseño y mejora.

Los generadores eólicos de gran porte controlan el flujo de potencia de 2 maneras. A partir del control de la velocidad de rotación de las aspas y de su inclinación. Esta inclinación

⁵<https://www.iea.org/geco/renewables/>

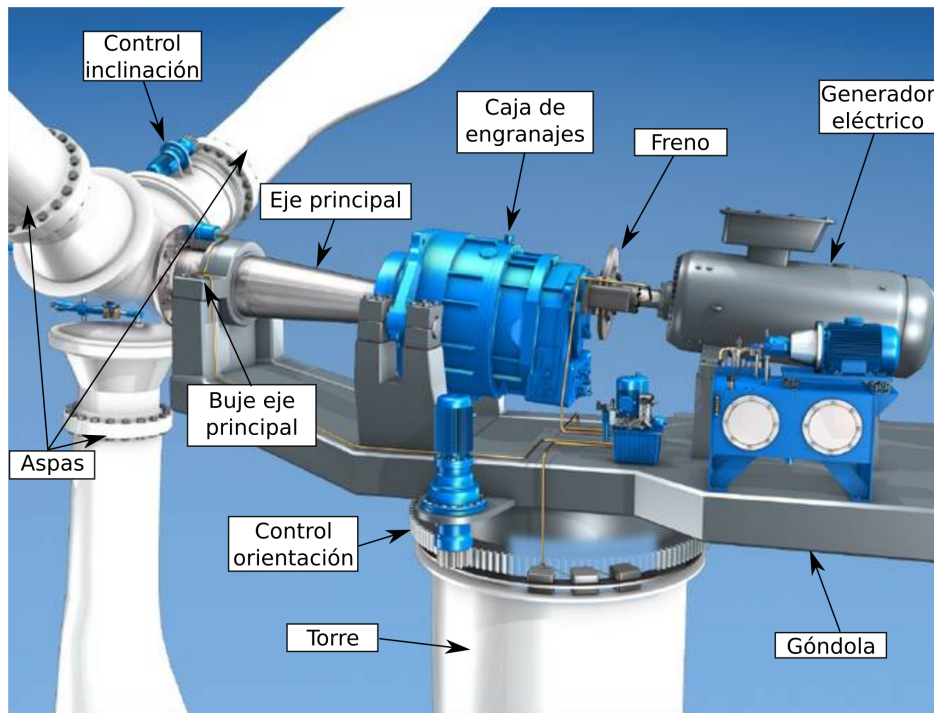


Figura 2.4 Esquema turbina eólica de 3 aspas. Fuente: Bosch Rexroth

controlada por servomotores permite variar el ángulo de ataque de las aspas con respecto al flujo de aire y así modificar la *sustentación* de cada aspa y por ende el par de fuerza transferido al eje. En una segunda etapa, se controla la maquina eléctrica propiamente dicha. A partir del control de la potencia transferida al sistema eléctrico, a través del CEP, se puede variar la velocidad de la turbina regulando la energía extraída del viento.

Nuevamente su generación está condicionada a la disponibilidad del recurso eólico el cual depende de las características meteorológicas y varía instante a instante.

2.1.4.3. Problemáticas de las Fuentes Renovables Intermitentes

Como se mencionó en las secciones precedentes tanto la generación solar fotovoltaica como la eólica poseen el problema fundamental de la intermitencia de la disponibilidad del recurso energético. Se puede caracterizar más en detalle como

- **Baja previsibilidad** La previsión de la generación disponible es difícil. Múltiples son los trabajos que se han realizado para obtener pronósticos de corto plazo (1 día / horas) de buen desempeño. Sin embargo las predicciones estacionales o incluso inter-anales son también necesarias sobre todo para el diseño de las expansiones del sistema eléctrico.

- **Fluctuantes** La presencia de posibles variaciones rápidas que afectan a una gran cantidad de generadores trae aparejada grandes complicaciones para el operador de la red que debe ser capaz de compensar la pérdida de generación.
- **No programables** Debido a su naturaleza de disponibilidad instantánea y no almacenabilidad del recurso energético, las mismas no pueden (o no conviene) adaptarlas al perfil de consumo como sí se haría con un generador convencional.
- **No garantizadas** Al no poder garantizar la disponibilidad del recurso energético, no se puede definir con anticipación el perfil de generación.
- **Limitados Servicios Auxiliares** Si bien ambas tecnologías permiten en cierta medida controlar la potencia reactiva inyectada no puede contribuir a otros servicios de red como son la regulación de frecuencia o desplazamiento de carga.
- **Disminución de la Inercia Rotante** Los sistemas eólicos y fotovoltaicos están controlados por CEP los cuales no aportan a la sumatoria de inercia rotante del sistema eléctrico. A medida que aumentan su penetración y generadores rotantes son sacados de servicio, la inercia del sistema disminuye aumentando su sensibilidad ante perturbaciones y desequilibrios entre generación/consumo .

A medida que la penetración de Generación Renovable Intermitente (GRI) aumenta, la participación de los generadores térmicos convencionales, históricamente encargados de la estabilidad del sistema, disminuye. En consecuencia se necesitan otras formas de garantizar la calidad de suministro eléctrico.

En este sentido los almacenadores de energía tienen mucho para aportar.

2.1.5. Sistemas Almacenadores de Energía

El almacenamiento de energía para adaptar la generación y el consumo es una práctica ya conocida en los sistemas eléctricos de potencia. Quizá la aplicación más directa es el racionamiento del agua contenida en los embalses de las represas hidroeléctricas dando origen a un desplazamiento de la energía obtenida en las estaciones de lluvia o deshielo hacia las estaciones restantes.

Ampliando esta idea, las Centrales Hidroeléctricas Reversibles o Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES) fueron creadas para aplanar los picos de demanda diaria trasladando carga a los momentos de baja demanda.

En el contexto de las REI, los beneficios de los SAE van más allá del almacenamiento de energía estacional y del desplazamiento de carga diaria. Ya fueron mencionados los servicios

que las REI pueden aportar a la red comercial y las que pueden aportar internamente. Para todas ellas la inclusión de algún tipo almacenamiento de energía es fundamental. La selección de la tecnología del SAE dependerá de los objetivos o servicios a los cuales debe responder.

A continuación se describen brevemente las tecnologías más importante en la actualidad y se mencionan los servicios que pueden brindar.

Centrales Hidroeléctricas Reversibles Las mismas consisten en 2 depósitos de agua a diferentes niveles. Durante el proceso de carga, demanda valle del sistema o región, el agua es bombeada al depósito superior y la energía es almacenada en forma de energía potencial gravitatoria. Cuando se lo descarga, demanda pico del sistema o región, genera nuevamente energía eléctrica. Ejemplo de esta tecnología es la represa de Río Grande, Córdoba, Argentina. A nivel mundial representan el 2 % de la potencia total instalada de generación y son las que predominan entre los SAE.

Entre las aplicaciones se destacan control de frecuencia, control de tensión, nivelación de carga y soporte al sistema ante contingencias.

Sistema Almacenador de Aire Comprimido El aire es comprimido y almacenado a altas presiones en depósitos bajo tierra, naturales o artificiales (e.g., minas abandonadas, cavidades rellenas en soluciones minerales o acuíferos). Posteriormente el aire comprimido se expande moviendo un turbo-generador. En los sistemas convencionales de compresión de aire se libera a la atmósfera el calor producido resultando en un rendimiento limitado del ciclo de carga/descarga. En sistemas adiabáticos, el calor es almacenado en un sólido o un líquido y utilizado durante el proceso de descarga aumentando el rendimiento del ciclo.

Las aplicaciones que se destacan son control de frecuencia, control de tensión, nivelación de carga, seguimiento de carga y soporte al sistema ante contingencias.

Una de las ventajas que posee esta tecnología es su durabilidad y flexibilidad. Adicionalmente, es la que posee la mayor Tasa de Retorno Energético (TRE) [15], Figura 2.5. Como desventaja podemos mencionar la limitación en términos de localización de la misma y los altos costos de inversión inicial.

Sistema Almacenador mediante Volante de Inercia Es un dispositivo electro-mecánico donde la energía es almacenada en forma de energía cinética rotacional. El disco o volante de inercia descansa sobre un rodamiento y se encuentra en un recinto al vacío que minimizan las pérdidas por roce. El mismo se encuentra acoplado, en general siendo el mismo eje, a una máquina eléctrica que transforma la energía entre los dominios mecánico y eléctrico.

Su principal utilización es control de frecuencia, control de tensión y nivelado de carga.

Las principales ventajas de esta tecnología son la elevada velocidad de respuesta, la cantidad de ciclos de carga/descarga que soporta y su alto rendimiento. Como desventaja se puede destacar su elevado costo por unidad de energía almacenada.

Baterías Electro-químicas Las baterías recargables están compuestas esencialmente de 3 componentes: un electrodo positivo (cátodo), un electrodo negativo (ánodo) y un electrolito que los vincula. Durante la descarga, reacciones químicas oxido-reducción se llevan a cabo en los electrodos y una corriente eléctrica continua fluye por un circuito externo desde el cátodo hacia el ánodo. Esta reacción se revierte cuando externamente se le aplica una corriente inversa produciendo la carga de la batería.

Distintas características se obtienen en función de la composición de los electrodos y del electrolito elegido. Entre ellas podemos destacar a las Plomo Ácido (la tecnología más madura y comercializada), Litio Ion (la preferida para dispositivos móviles), Níquel Cadmio (tolerante a ciclos profundos de descarga e inmunidad a la temperatura), Hidrato de Níquel-metal y Cloruro de Níquel-Sodio (Zebra). Debido a la amplia variedad de características para las distintas configuraciones, las aplicaciones abarcan prácticamente todo el espectro, desde el control de calidad de servicio eléctrico hasta soporte al sistema ante contingencias o almacenamiento mensual/estacional.

Sus mayores ventajas son una elevada energía específica en masa, energía específica en volumen y su variada escala de tamaños (desde mWh hasta varios decenas de MWh). Siendo su mayor desventaja la expectativa de vida en términos temporales (entre 10 y 15 años en los mejores casos) y en ciclos carga/descarga (entre 200 hasta 5000) [16].

SuperCapacitores Los supercapacitores, de manera similar a los capacitores, hacen uso del fenómeno electro-estático para almacenar energía en el campo eléctrico. Sin embargo, aprovechando el Efecto Doble Capa (EDC) logran aumentar en varios ordenes de magnitud la densidad energética almacenable. Suelen usarse como control de tensión y control de estabilidad gracias a su elevada eficiencia, bajo mantenimiento y velocidad de respuesta pero baja capacidad energética.

Batería de Hidrógeno-Oxígeno Esta tecnología emergente está compuesta por una celda de combustible (o fuel cell) y un electrolizador como convertidores de energía, y gas de dihidrógeno (H_2) como vector de energía. Esta batería electro-química convierte la energía química del combustible (H_2) en energía eléctrica a partir de su oxidación produciendo agua como subproducto (proceso de descarga). De manera inversa, durante el proceso de carga se disocia la molécula de agua (H_2O) consumiendo energía eléctrica y se genera dihidró-

geno y dióxígeno (O_2). Su principal utilización es soporte al sistema ante contingencias o almacenamiento de largo tiempo.

Esta tecnología tiene la principal ventaja de poseer un completo desacople entre la capacidad de los procesos de carga, descarga y energía almacenada ya que se tratan de elementos físicos distintos. Adicionalmente, al ser hidrógeno el vector de energía, tiene una elevada energía específica por masa e incluso, para algunas soluciones, energía específica por *costo de inversión*.

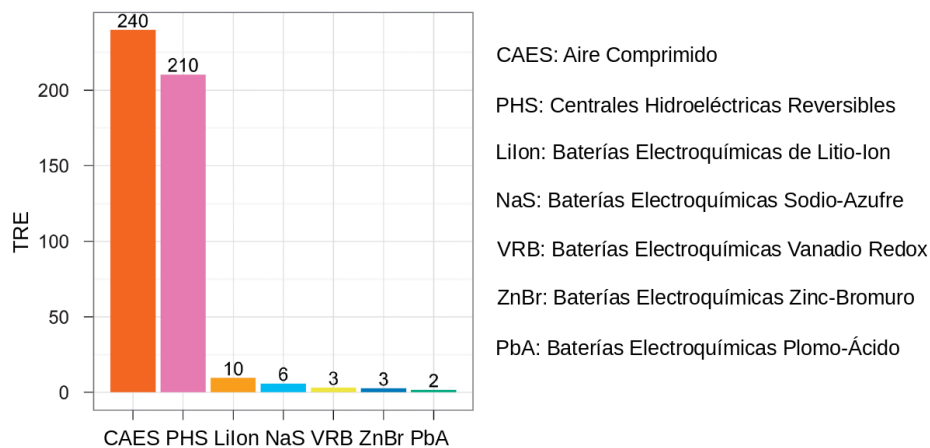


Figura 2.5 Tasa de Retorno Energético por tecnología de almacenamiento de energía. Fuente: [15].

2.1.6. Caracterización de los SAE

Los SAE son una tecnología central en el desarrollo futuro de la redes eléctricas en particular de las Micro Red Eléctrica Inteligente (MREI). Sin embargo la diversidad de solicitudes que pueden ser demandadas como así también las tecnologías que se encuentran disponibles hacen que la definición de un SAE sea una tarea compleja.

Una de las etapas fundamentales en la concepción de un sistemas es la caracterización de los elementos disponibles a ser usados. En esta tesis se concentraron los esfuerzos en la caracterización de 3 tecnologías de gran importancia actual y prometedoras a aumentar su participación: Baterías de Litio-Ion (BLI), SuperCapacitores (SC) y Baterías de Hidrógeno-Oxígeno (BHO).

Cada dispositivo almacenador, independientemente de su tecnología, puede ser caracterizado según sus capacidades de energía y de potencia bajo las cuales puede operar de manera segura (sin dañarse). En muchos dispositivos almacenadores estas capacidades se encuentran relacionadas, e.g., en un SC la corriente máxima de descarga es la principal variable limitante

de la potencia de descarga máxima, la cuál disminuye al disminuir su tensión interna (es decir su energía almacenada).

Definiremos el Área de Operación Segura (AOS) en el plano Energía-Potencia (o simplemente AOS) como: *el AOS de un almacenador de energía es la condición de energía (interna almacenada) y potencia bajo la cual el dispositivo puede operar sin dañarse.*

Esta caracterización permite un rápida comparación visual (aunque también cuantitativa) entre dispositivos de la misma tecnología o transversalmente entre distintas llevando a una misma *arena*⁶ de comparación: sus prestaciones en términos de energía vs potencia.

Veremos que este concepto es ampliado para permitir una comparación más justa entre dispositivos almacenadores de tamaños distintos especificando sus AOS por algún parámetro sobre el cual se quiera realizar la comparación.

En el Capítulo 3, se presentan los modelos de las tecnologías de almacenamiento utilizadas y el método de caracterización desarrollado que permite compararlos.

Adicionalmente, el concepto de AOS puede ser usado para dimensionar los SAE tal como se observa en el método de dimensionamiento desarrollado en el Capítulo 5.

2.2. Desarrollo de Sistemas Energéticos

Una de las ramas más interesantes y desafiantes de la ingeniería es el diseño de sistemas de energía. En la Figura 2.6 se esquematizan las etapas que conforman el desarrollo de un sistema. Los trabajos de esta tesis fueron orientados a proveer soluciones en la etapa de diseño.

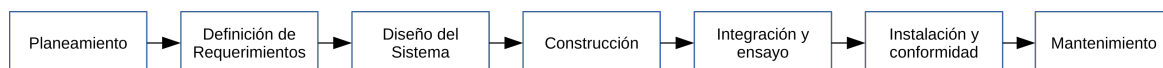


Figura 2.6 Ciclo de Vida del Desarrollo de Sistemas

2.2.1. Diseño de Sistemas Energéticos

En particular podemos expandir la etapa de diseño del sistema obteniendo las siguientes etapas:

- **1- Evaluación de las especificaciones, selección de la topología y las tecnologías**
Luego de realizar una evaluación de las especificaciones del sistema, se elige una o varias topologías y se seleccionan las tecnologías de sus elementos constitutivos.

⁶Los gladiadores se batían a duelo en la *arena* del circo romano

- **2- Gestión de energía y dimensionamiento** Partiendo de una topología y elementos que la componen, se define una estrategia de gestión energética que permita cumplir con los requerimientos del sistema. Cabe resaltar que también se deben seleccionar las dimensiones de sus elementos. Estas 2 acciones están íntimamente ligadas.
- **3- Validación vía simulación** Partiendo de un modelo matemático de la solución propuesta, se valida su correcto funcionamiento y se evalúa según distintos índices de desempeño.
- **4- Validación vía banco de prueba o emulación física** La solución propuesta es emulada total o parcialmente en un banco de prueba donde se analiza su desempeño en condiciones más reales.

Normalmente, las etapas de diseño son recorridas de manera secuencial. Sin embargo el no cumplimiento de alguna de ellas produce un retroceso en las etapas.

Si en la etapa de dimensionamiento y gestión energética ninguna solución permite cumplir con los requerimientos del sistema debe volverse a la etapa de selección de topología y tecnologías.

De manera equivalente si durante la validación por simulación de la solución propuesta (topología, tecnologías, gestión energética y dimensiones) no cumple con los requerimientos del sistema o los índices de desempeño no son aceptables debe volverse a la etapa anterior o incluso a la etapa 1.

En el transcurso de esta tesis se abordó la problemática del bucle de diseño entre las etapas 2 y 3 (Gestión de energía, dimensionamiento y validación vía simulación). De manera clásica estas etapas se abordan en ese orden y en un proceso iterativo. Con el fin de optimizar los resultados, un abordaje integrado o simultáneo de esas etapas es aconsejable [17]. Sin embargo, este enfoque conlleva problemáticas en términos de procesamiento de la información, ligados a las siguientes tres dimensiones de complejidad:

Complejidad estática debida a la cantidad de elementos a tratar (modelar, dimensionar, gestionar), ya que las redes inteligentes tienen multiplicidad de fuentes, cargas y acumuladores.

Complejidad dinámica ligada a la dispersión de modos, ya que en estas redes coexisten desde los modos ultrarrápidos ligados a las dinámicas eléctrico-electrónicas (milisegundos) hasta los lentos asociados a los ciclos de cargas/descarga de baterías, por ejemplo, y extremadamente lentos ligados a los ciclos ambientales (ciclo solar diurno y ciclos estacionales).

Complejidad computacional determinante de la velocidad de convergencia de los algoritmos de optimización que a veces necesitan un gran número de evaluaciones de los modelos

de dimensionamiento y de gestión (del orden de 10^3 a 10^5) [17], o más aún si se integran aspectos de robustez o incertidumbre de modelos [18].

Se investigaron soluciones a este problema en términos de la representación compacta de los perfiles de demanda. La síntesis de los mismos en términos de energía y potencia, y su representación en el plano Energía-Potencia (EP), fue una de las principales herramientas para reducir la complejidad del problema como se aprecia en el Capítulo 5.

2.2.2. Emulación física

En esta tesis se considera que la primera etapa de validación sea vía simulación. Ahí se utilizan modelos de los distintos elementos del sistema que permiten fácilmente verificar el correcto funcionamiento y el desempeño de las distintas topologías, configuraciones, dimensiones y controles de cada elemento.

Una vez que tenemos una solución (o varias) que satisface nuestros requerimientos prosigue la etapa de implementación real. La pregunta es como pasar de manera segura y rápida del sistema simulado al sistema físico real.

El sistema puede dividirse en 2 partes: sistemas de control (unidades embebidas de control) y sistemas a controlar (la planta propiamente dicha compuesta por motores, baterías, generadores, entre otros).

Un método usado intensamente en la industria automotriz y aeronáutica para el desarrollo de sistemas de control es el método-V que se encuentra descrito en el Anexo A.1. El mismo consiste en un serie de etapas ordenadas que deben llevarse a cabo para pasar del controlador simulado a la implementación embebida controlando el sistema real.

La etapa de Rapid Control Prototyping (RCP) se utiliza normalmente para casos en donde se dispone del sistema a controlar y solamente el control se encuentra en etapa de diseño [19]. ¿Pero qué es lo que ocurre cuando el sistema completo se encuentra bajo diseño o si dicho sistema no es accesible? Este es mayormente el caso del diseño de redes eléctricas de potencia en donde se estudia la incorporación de varios elementos, hasta el momento inexistentes, a un sistema pre-existente o incluso completamente nuevo. Adicionalmente, las magnitudes de las variables de dichos sistemas (e.g., potencias nominales, energías almacenadas) suelen exceder las capacidades de un laboratorio de desarrollo.

La emulación de sistemas eléctricos de potencia consiste en la creación de un nuevo sistemas cuya comportamiento sea equivalente al del sistema original pero, en general, a una escala distinta. De esta manera se puede realizar la etapa de RCP sobre el sistema emulado validando no sólo el controlador sino también el sistema propiamente dicho.

Los trabajos desarrollados en esta tesis presentan un procedimiento de escalado de modelos basados en análisis dimensional que permite no sólo escalar los modelos en las

magnitudes de tensión y corriente (normalmente elegidas), sino también temporalmente garantizando la equivalencia entre ellos.

Existen casos donde el emulador no puede ser construido con elementos físicos reales (*emulador físico*) debido a las restricciones físicas de sus elementos constitutivos. Para estos casos se puede usar el concepto de Hardware-In-the-Loop (HIL) en donde el modelo matemático escalado corre en tiempo real en un procesador y se lo vincula con el resto del sistema a través de una interfaz (en este caso de potencia eléctrica controlada) dando origen a un *emulador físico-simulado*.

El procedimiento de escalado, descrito en el Capítulo 4, fue aplicado al Modelo Mejorado de Batería electro-química (Litio-Ion), también fruto de los trabajos de esta tesis, y luego validado vía simulación y vía experimentación física [20].

Posteriormente, se aplica el método al modelo de un generador eólico [21, 22] y a una Batería H₂O₂ para conformar el banco de ensayo usado para validar los resultados del Capítulo 6.

2.3. Gestión de Energía y Dimensionamiento

La gestión de energía dentro de una REI es un tema de constante estudio. Si bien las estrategias para garantizar el control de las MREI se encuentran fuera de los alcances de esta tesis podemos mencionar la estructura propuesta por Palizban et al. en [23, 24]. Haciendo un extensivo análisis de las diferentes características de las MREI y con el objetivo fundamental de garantizar una calidad de energía definen una estructura jerárquica de control de las mismas sobre la base de la aplicación de la norma internacional IEC/ISO 62264. Dicha estructura permite organizar y clarificar los lazos de control interno de cada elemento, con los de regulación primaria, secundaria y terciaria de MREI genéricas. Según esta estructura las etapas de gestión de energía y dimensionamiento se encuentran en los niveles superiores (Business Planning and Logistic y Maintaining and Optimizing the Generation Process).

En particular en esta tesis los esfuerzos fueron puesto en la gestión y dimensionamiento de los almacenadores de energía que componen la MREI.

2.3.1. Gestión de Energía

La gestión de energía dentro de una MREI, y particularmente la del SAE, está fuertemente vinculada con los objetivos del sistema.

En [23] se utilizan los SAE para garantizar la calidad del suministro eléctrico (particularmente control de frecuencia y tensión) tal es el caso de los volantes de inercia Beacon Power 20MW/5MWh en Estados Unidos.

También se puede asociar un SAE a un fuente de generación intermitente. En [25] se utiliza SAE basado en baterías para alisar la producción de un generador eólico usando estrategia de Control Predictivo basado en Modelos.

Las estrategias de gestión se vuelven más complejas cuando la cantidad de elementos de la MREI aumenta y las políticas de remuneración cambian. Rigo-Mariani evidencia este hecho en [26] donde implementa una estrategia de gestión de energía basada en programación dinámica en una MREI que incluye generación solar, un perfil de cargas internas y un SAE. Esta optimización se realiza *off-line*, i.e., con conocimiento previo de cierta información, y luego algunas correcciones son hechas de manera *on-line*.

2.3.2. Dimensionamiento

Otro eje de vital importancia es el tamaño del SAE ya que impondrá límites que la estrategia de gestión deberá considerar. El mismo debe ser tal de que le permita cumplir con los objetivos para el cual fue diseñado.

En el caso de la asociación de un almacenador con una generación intermitente, el dimensionamiento debe ser tal que se cumplan los requisitos fijados por el operador de la red y que permita mejorar el desempeño del sistema generador (aplanar la generación, aumentar el factor de servicio, entre otros) [27].

El dimensionamiento también es de vital importancia en las soluciones de sistemas eléctricos embarcados como ser Vehículos Eléctricos e Híbridos (VEH) ⁷ ya que deben garantizar tanto la autonomía deseada así como también la potencia demandada.

Similar es el caso cuando se asocia un SAE a una Celda de Combustible (e.g. [29]) para limitar la pendiente de su potencia entregada. El tamaño del SAE debe ser tal de cumpla con los requerimientos de potencia sin llegar a sus límites.

2.3.3. Gestión y dimensionamiento

Es evidente el vínculo que existe entre gestión y dimensión de un SAE para cumplir con los requerimientos del sistema. Esta etapa se realiza normalmente de manera secuencial. Se optimiza el tamaño (o ya se encuentra dimensionado por cuestiones externas) del SAE y posteriormente se optimiza la gestión. Sin embargo, la importancia de optimizar también el dimensionamiento teniendo en cuenta la gestión son destacados por Roboam en [17].

⁷Problemáticas similares a las de una MREI aislada [28]

Los diferentes métodos para realizar la concepción óptima de un sistema puede ser enmarcado en alguna de las categorías que pueden verse en la Figura 2.7. El abordaje de la concepción óptima del sistema conlleva difíciles problemas ligados a la complejidad estática, dinámica y computacional.

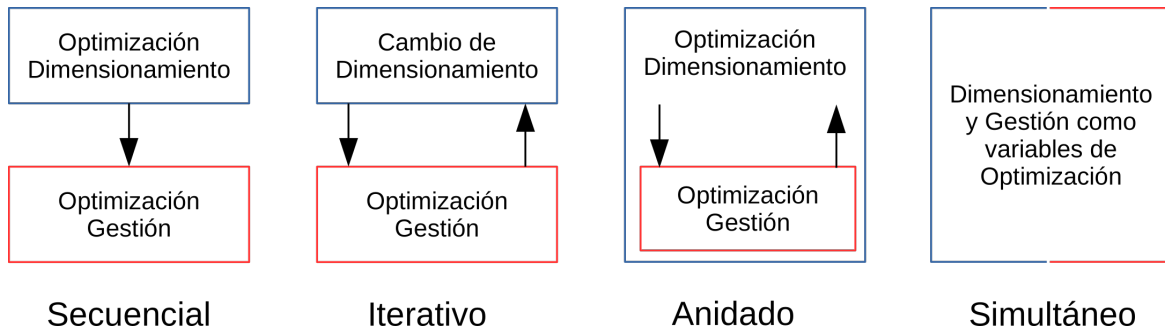


Figura 2.7 Diferentes categorías de los métodos para la concepción óptima de un sistema (dimensiones y gestión energética).

Los trabajos en esta tesis consistieron en desarrollar un método de dimensionamiento de SAE a partir de su caracterización en el plano EP (AOS).

Las estrategias de gestión de energía también pueden ser representadas en el plano EP permitiendo una síntesis de las mismas. En esta primer etapa se pueden comparar, en términos de demanda de energía y potencia, las distintas estrategias independientemente de la tecnología del sistema almacenador y de sus dimensiones. Cabe destacar que las estrategias de gestión implementables en esta etapa no deben depender ni de las características de SAE ni de su estado de carga. Posteriormente, utilizando la caracterización de los distintos dispositivos almacenadores de energía, se puede realizar de manera directa el dimensionamiento del SAE. En el Capítulo 5, se presenta dicho método de dimensionamiento de SAE.

Finalmente, en el Capítulo 6 se presenta el estudio de un caso real en el cual se aplican las contribuciones previamente descritas (el Modelo de Batería, la Caracterización del SAE y el Método de dimensionamiento). Se agregan índices de desempeño que permiten ajustar las estrategias de gestión asociadas y el consiguiente dimensionamiento del SAE vía simulación. Posteriormente se valida vía experimentación física el correcto funcionamiento del esquema propuesto como solución.

Capítulo 3

Sistemas Almacenadores de Energía

La importancia de los Sistema Almacenador de Energía (SAE) en las redes eléctrica fue ampliamente remarcada en el capítulo anterior. Las etapas de selección de la tecnología y el tamaño de los almacenadores son críticas a la hora de diseñar un SAE por lo cual es necesario caracterizarlos y tener modelos que permitan un análisis de su desempeño bajo distintas configuraciones y dimensiones posibles, en general vía simulación numérica.

Los SAE están constituidos por Dispositivo Almacenador de Energía (DAE). En este capítulo se presentan los modelos de las 3 tecnologías de DAE usados en el transcurso de la tesis: Baterías de Litio-Ion (BLI), SuperCapacitores (SC) y Baterías de Hidrógeno-Oxígeno (BHO).

Del estudio de los modelos de BLI encontrados en la bibliografía se eligió el desarrollado por Tremblay-Dessaint [2] ya que es un modelo ampliamente utilizado y permite un buen desempeño (en términos del cálculo de la tensión y el estado de carga) a partir de una estimación de sus parámetros utilizando los datos proporcionados por el fabricante. Sobre dicho modelo se proponen mejoras que permiten obtener homogeneidad dimensional, importante a la hora de escalar modelos, y un mejor desempeño. Adicionalmente, se proponen 2 nuevos métodos de estimación paramétrica de ambos modelos para que mejoren aún más sus desempeño. Estas afirmaciones fueron validadas vía experimentación física y los resultados publicados en [30].

Varios modelos de SC fueron estudiados y una serie de ellos considerados para su análisis. Se estiman sus parámetros a partir de ensayos experimentales realizados sobre SC reales y se comparan sus desempeños.

Para el caso de BHO se describe el modelo utilizado en esta tesis extraído del trabajo realizado por Akli [31].

Posteriormente se estudia la caracterización de los DAE en términos de sus capacidades de Energía-Potencia (EP). Se introduce el concepto de Área de Operación Segura (AOS) en

el plano EP de un DAE el cual sintetiza visualmente las capacidades de energía y potencia del mismo. De manera similar al AOS de componentes electrónicos en el plano tensión-corriente, el AOS de los almacenadores de energía define la excursión de energía interna y potencias admisibles (para cada Estado de Energía (EdE)) que permite un funcionamiento seguro de los mismos. Esta idea, que posteriormente será usada para dimensionar los SAE, permite caracterizar los dispositivos y comparar no solo elementos de una misma familia sino transversalmente entre tecnologías.

Adicionalmente, se introduce el concepto de AOS-específica. El mismo consiste en dividir el AOS original por algún parámetro del DAE. Este método permite superar las diferencias de tamaño intrínseca entre distintos dispositivos y constituyen, como veremos la Sección 5.4, una *huella digital* de cada solución compuesta por dichos dispositivos.

3.1. Introducción

Durante el transcurso de la tesis se trabajó con 3 tipos de almacenadores de energía: Baterías de Litio-Ion (BLI), Baterías de Hidrógeno-Oxígeno (BHO) y SuperCapacitores (SC). El almacenamiento de energía eléctrica en estos dispositivos consiste en alguno de estos principios fundamentales: el *principio electrostático* que se basa en la migración de cargas negativas y positivas en sentidos opuestos (como los capacitores tradicionales), o el *principio electroquímico* que responde a las reacciones oxido-reducción de los materiales activos según las leyes de Faraday relacionada con el potencial de los electrodos [32].

La BLI es una tecnología de gran importancia en la actualidad por su creciente uso en Vehículos Eléctricos e Híbridos (VEH) como así también en la red eléctrica de potencia [33, 34]. Estas baterías basan su almacenamiento de energía en la migración de iones de Litio (Li^+) del ánodo (usualmente compuesto por grafito) a través de un electrolito (usualmente orgánico a base de sales de Litio) hacia el cátodo compuesto por algún material que permite la inserción de dichos iones a su estructura (LiCoO_2 , LiMn_2O_4 o LiFePO_4). La Figura 3.1a esquematiza dicho funcionamiento. El proceso inverso permite obtener nuevamente la energía almacenada a través de este proceso reversible (electro-químico). Es uno de los almacenadores de energía más estudiado desde hace décadas debido a que posee una alta densidad energética (75-200 Wh/kg) como así también una elevada densidad de potencia (150-315 W/kg) [35]. Es por eso que se usa, principalmente, en dispositivos móviles (notebooks, ultrabooks, celulares, tablets, etc).

Los capacitores comunes consisten en 2 electrodos separados por un dieléctrico sólido y basan su capacidad en el principio electrostático. Los SC consisten en 2 electrodos conectados por una solución electrolítica pero separados por una membrana permeable a los iones

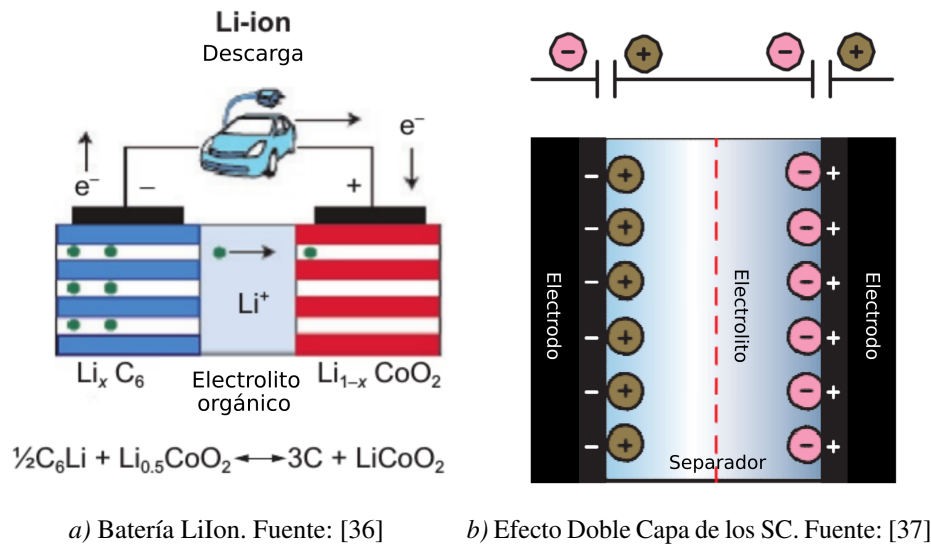


Figura 3.1 Esquemas de funcionamiento.

disueltos en dicha solución. Cuando los electrodos se polarizan al aplicarse una diferencia de tensión, los iones migran hacia el electrodo de atracción correspondiente formando una doble capa de polarización (Efecto Doble Capa) como se puede ver en la Figura 3.1b. La utilización de polvo de carbón o materiales porosos para la construcción de los electrodos permite aumentar considerablemente la superficie efectiva de contacto con la solución electrolítica permitiendo elevados niveles de capacidad por unidad de volumen. En los últimos años ha habido grandes avances en la tecnología de SC llegando a elevados niveles de densidad de potencia (hasta 20kW/kg). Se utilizan principalmente en VEH pero así también pueden encontrarse en otros campos de aplicación como las telecomunicaciones, dispositivos de flash, sistemas de alimentación ininterrumpida o incluso asociado a generadores eólicos y solares, aplicaciones de directo interés para esta tesis.

Otra tecnología emergente es la BHO compuesta por una celda de combustible (o fuel cell) y un electrolizador como convertidores de energía y H_2 como vector de energía. Esta batería electroquímica convierte la energía química del combustible (generalmente H_2) en energía eléctrica a partir de su oxidación produciendo agua como subproducto (proceso de descarga). De manera inversa, durante el proceso de carga se disocia la molécula de agua (H_2O) consumiendo energía eléctrica y se generan moléculas de H_2 y O_2 . En la Figura 3.2 se muestra un esquema de los subsistemas de la BHO y su funcionamiento.

Esta tecnología tiene la principal ventaja de poseer un completo desacople entre capacidad de carga, descarga y energía almacenada al tratarse de elementos físicos distintos. Adicionalmente, el hidrógeno posee una gran densidad energética (33kWh/kg [38, 39]) lo

cuál permite que el SAE resultante tenga una elevada densidad energética si se lo diseña correctamente.

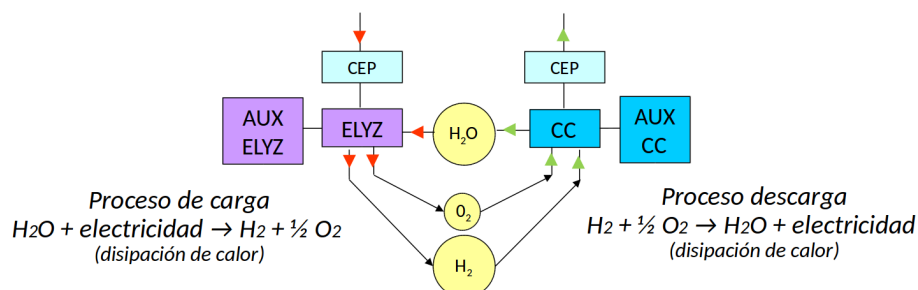


Figura 3.2 Esquema de batería H₂-O₂ compuesta por Convertidor Electrónico de Potencia (CEP), un Electrolizador o celda de electrólisis (ELYZ), una Celda de Combustible o fuel cell (CC) y los sistemas auxiliares (AUX) asociados. Fuente: [40]

3.2. Modelos de Almacenadores de Energía

Existe una amplia variedad de modelos que varían en complejidad y precisión. En un primer nivel de modelado se puede destacar los que intentan reproducir el comportamiento del sistema completo a partir de principios físico-químicos fundamentales de sus elementos constitutivos. Resultan en modelos con una gran precisión pero al mismo tiempo alta complejidad no sólo para simularlos sino para la determinación de los valores de sus parámetros. Suelen usarse cuando el foco de estudio es el elemento modelado y el nivel de detalle amerite la complejidad del modelo, e.g., el estudio comparativo entre los distintos materiales que pueden componer el electrodo positivo de una batería de Li-Ion requiere el modelado de las relaciones físico-químicas entre los elementos de la batería [41].

Otros tipos de modelos son los equivalentes en circuitos eléctricos. El comportamiento del sistema es representado por una serie de elementos eléctricos (resistencias, capacitores e inductancias) en diversas topologías que encapsulan en sus ecuaciones los complejos efectos electroquímicos, e.g., tanto el principio electrostático como el principio electroquímico que se llevan a cabo en un SC se pueden ver, externamente, como un elemento capacitivo aunque sean de naturaleza distinta [32].

Una tercer forma de modelado son los experimentales-empíricos. Proporciona un nivel superior de abstracción de los principios físicos y están constituidos, en general, por ecuaciones semi-empíricas que permiten describir una cantidad limitada de variables de interés, por ejemplo, el comportamiento de la membrana de una CC es representado como una fuente de tensión cuyo valor es función de la densidad de corriente.

La elección del tipo de modelado (y su complejidad asociada) está fuertemente vinculada a los objetivos propuestos. Los trabajos desarrollados en esta tesis se focalizan en el comportamiento externo de los elementos del sistema y, en mayor medida, desde el punto de vista energético y sistémico. Los DAE serán elementos del sistema considerado (Red Eléctrica Completa). Los estudios de esta tesis se concentran en las etapas de caracterización de DAE en el plano EP, el dimensionamiento de los SAE y la gestión energética asociada a los mismos. Por lo tanto se utilizan modelos de circuitos eléctricos equivalentes y modelos analíticos que poseen un buen compromiso entre precisión y complejidad (incluyendo la cantidad de parámetros y los métodos para su estimación).

3.2.1. Batería de Litio-Ion

Desde su introducción en el mercado comercial en los años 90 el uso de las BLI no ha dejado de crecer. Es la unidad de almacenamiento preferencial para los dispositivos portátiles y se utiliza cada vez más en aplicaciones de transporte (Vehículos Eléctricos) y en aplicaciones estacionarias [42].

La principal ventaja de las BLI frente a las otras tecnologías de baterías electro-químicas es su elevada energía específica y potencia específica. Además no poseen efecto memoria (como es el caso de la NiCd y NiMH) y soportan una elevada cantidad de ciclos de carga y descarga (muy superior a las Pb-Ácido).

Sin embargo todavía es una tecnología que se encuentra en proceso de maduración. Las principales desventajas son su elevado costo de fabricación y de reciclado como así también un limitado rango de temperatura para un correcto funcionamiento. Adicionalmente, se requiere un sofisticado sistema de monitoreo de cada celda por cuestiones de seguridad y prolongación de su vida útil.

Las BLI están compuestas por un electrodo positivo (cátodo) hecho de un óxido de litio (LiCoO_2 , LiMO_2 , LiNiO_2), un electrodo negativo (ánodo) comúnmente hecho de grafito y el electrolito que permita el flujo de los iones de Litio (Li^+).

Durante el proceso de carga/descarga, el almacenador responde al proceso de óxido-reducción en los electrodos. Durante el proceso de carga el electrodo positivo se oxida liberando iones de Litio y electrones. Los iones atraviesan la separación de los electrodos a través del electrolito y se alojan entre las capas del electrodo negativo produciendo una reducción del material. La transferencia interna de iones de Litio es compensada por la transferencia de electrones vía un circuito externo.

Durante el proceso de descarga los procesos de óxido-reducción en los electrodos se invierte. El electrodo negativo se oxida liberando iones de Litio los cuales viajan hacia el electrodo positivo donde se intercalan con su estructura. Nuevamente los electrones viajan

por una conexión galvánica externa que conecta ambos electrodos manteniendo el balance de cargas en la batería.

Estos procesos pueden verse esquematizados en la Figura 3.3 y se resumen en la siguiente ecuación química para el caso de electrodo positivo de óxido de Cobalto-Aluminio (LiCoO_2):

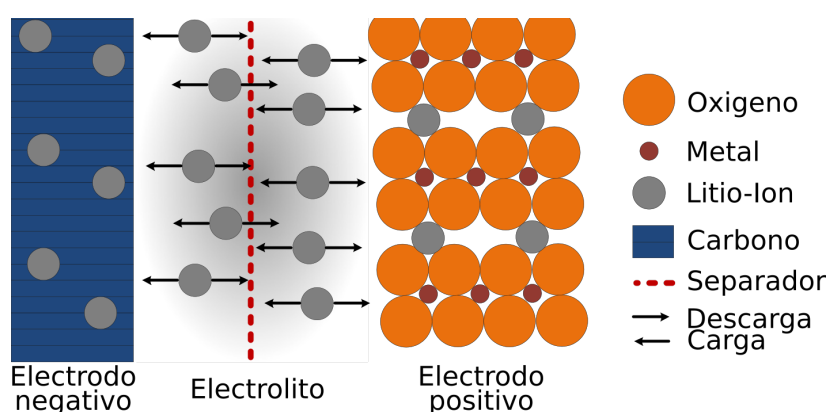
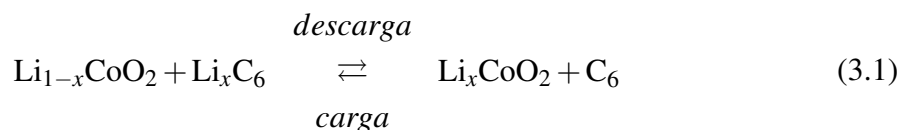


Figura 3.3 Esquema del proceso de descarga de una batería de Li-Ion basada en óxido de Cobalto-Metal. Fuente: [37].

Las realizaciones física de las baterías pueden dividirse en dos: Cilíndricas y Prismáticas. Las mismas se encuentran esquematizadas en la Figura 3.4.

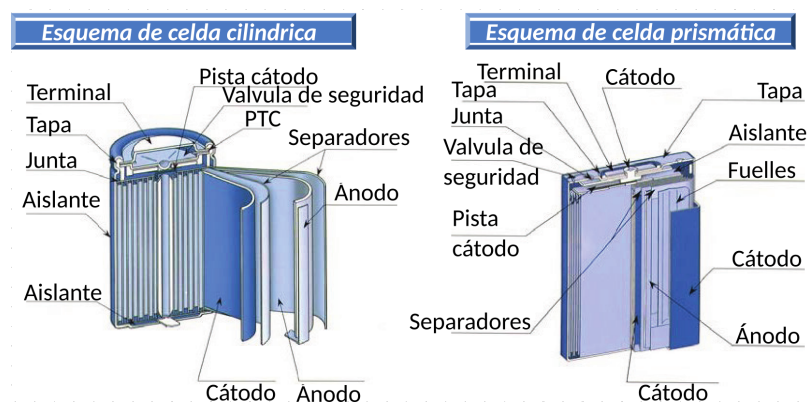


Figura 3.4 Esquema de 2 soluciones constructivas de BLI. Fuente: [34]

En el transcurso de la tesis trabajamos con 3 tecnologías distintas: Mottcell 3.2V39Ah, VL41M y VL45E. Las últimas 2 son baterías cilíndricas con electrodo positivo de Níquel-Aluminio-Cobalto y electrolito a base de solventes carbonatados y LiPF_6 (Anexos C.5 y

C.6). Mientras que la Mottcell es de forma prismática, de electrodo positivo formado por Litio-Ferrofosfato (LiFePO_4) y electrolito a base de carbonato de etileno (Anexo C.4).

3.2.1.1. Modelo Tremblay-Dessaint de Batería

Varios modelos semi-empíricos de baterías electro-químicas (Li-Ion, Plomo Ácido y NiCd/NiMH) son presentados en [2] a partir de los trabajos realizados por Shepherd [43]. Consiste en un modelo que considera la corriente de descarga de la batería (i_{LiIon}) como entrada, 2 variables de estado (Estado de Carga (EdC) y corriente filtrada ($i_{f-LiIon}$)) y la tensión en bornes de la batería como variable de salida ($v_{LiIon-MTD}$). En particular se extrajo el modelo para la tecnología de Litio-Ion (de ahora en más Modelo Tremblay-Dessaint (MTD)).

El EdC representa el nivel de carga de la batería siendo 1 cuando está completamente cargada y 0 cuando se encuentra descargada. Empíricamente se observa que ante un escalón de corriente en bornes de la batería, su tensión evoluciona con cierta dinámica que se puede aproximar a un retardo de primer orden. Para representar esta evolución (producto de la dinámica electro-química interna de la batería) se define la corriente filtrada ($i_{f-LiIon}$). Las variables lógicas (is_{dch} y is_{ch}) ayudan a condensar las ecuaciones de carga y descarga en una sola ecuación.

El MTD se resume en las siguientes ecuaciones.

$$\frac{d}{dt}EdC = -\frac{1}{Q}i_{LiIon} \quad (3.2)$$

$$\frac{d}{dt}i_{f-LiIon} = -\frac{1}{T_f}i_{f-LiIon} + \frac{1}{T_f}i_{LiIon} \quad (3.3)$$

$$v_{LiIon-MTD} = E_0 + Ae^{-BQ(1-EdC)} - KQ\left(\frac{1}{EdC} - 1\right) - Ri_{LiIon} - Ki_f\left(\frac{is_{dch}}{EdC} + \frac{is_{ch}}{1-EdC}\right) \quad (3.4)$$

donde la descripción de cada elemento se encuentra en la Tabla 3.1

En la Figura 3.5 se puede observar la variación de la tensión a circuito abierto de la batería en función de su EdC.

Tremblay y Dessaint, autores de [2], realizan varias simplificaciones y consideraciones para llegar a este modelo que no sólo es simple de implementar en simulación sino también de parametrizar.

Tabla 3.1 Resumen de los elementos del MTD.

Variables	
i_{LiIon}	corriente de descarga (A)
v_{LiIon}	tensión en sus bornes (V)
EdC	estado de carga
$i_{f-LiIon}$	corriente filtrada (A)
Parámetros	
E_0	tensión constante (V)
A	amplitud de la zona exponencial (V)
B	capacidad inversa de la zona exponencial (1/Ah)
R	resistencia interna (Ω)
K	constante de polarización o resistencia interna de polarización (V/Ah u Ω)
Q	capacidad (Ah)
T_f	constante de tiempo de la corriente filtrada (s)
Variables lógicas	
is_{dch}	1 cuando la batería se encuentra en descarga y 0 en caso contrario
is_{ch}	1 cuando la batería se encuentra en carga y 0 en caso contrario

Dentro de las consideraciones más destacadas se encuentran:

- Los parámetros son estimados en el proceso de descarga y se consideran idénticos para el proceso de carga.
- La temperatura no afecta al modelo.
- No posee auto-descarga.
- No hay efecto Peukert, es decir, la capacidad de la batería no varía con la intensidad de la corriente.
- La resistencia interna no varía con la intensidad de la corriente.

El MTD reporta un muy buen desempeño (errores de tensión menores al 5 %) en una amplio rango de excursión de sus variables. Los 7 parámetros del modelo pueden ser estimados directamente de la hoja de datos de manera rápida y sistemática [2].

Sin embargo, el modelo posee algunas particularidades. La primera es que su desempeño para bajos valores de EdC (<20 %) se degrada sustancialmente. Como puede verse en la Figura 3.6 el error entre la tensión de la batería ensayada vía experimentación física y la

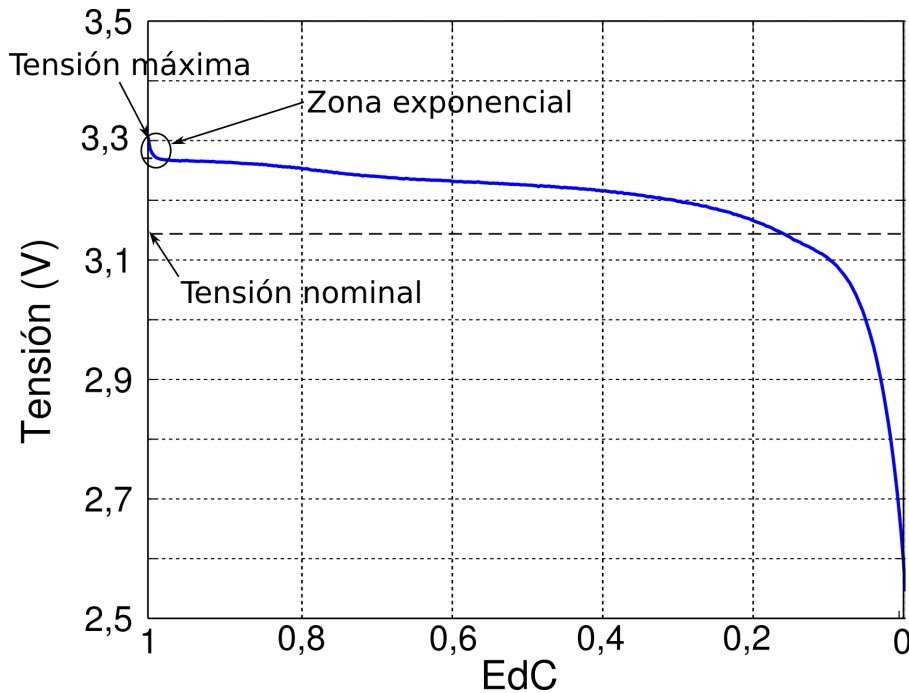


Figura 3.5 Curva de tensión de una BLI a circuito abierto en función de su EdC.

simulada bajo el mismo perfil de descarga aumenta considerablemente en los minutos finales de ensayo (bajos niveles de EdC).

La segunda particularidad del modelo es la incongruencia dimensional del parámetro K . Se observa que ambos términos donde se encuentra multiplicando son de diferente naturaleza. Mientras uno representa la variación de la tensión con respecto únicamente al EdC (constante de polarización), el otro representa una resistencia no-lineal que depende no solamente del EdC sino del proceso (carga o descarga) y de la corriente filtrada. En consecuencia se propone separar dicho parámetro en dos.

3.2.1.2. Modelo Mejorado de Batería

El Modelo Mejorado de Batería (MMB) propuesto consiste en el MTD pero separando el parámetro K en K_1 , constante de polarización (V/Ah), y en K_2 , resistencia de polarización (Ω). La desvinculación de ambos parámetros permite ajustar mejor el modelo mejorando su estimación de la evolución de la tensión. Además, dicha separación es consistente desde el punto de vista de la naturaleza de cada término con la consiguiente congruencia dimensional. Esta última característica será de suma importancia a la hora de realizar el escalado del modelo como se puede ver en el Capítulo 4.

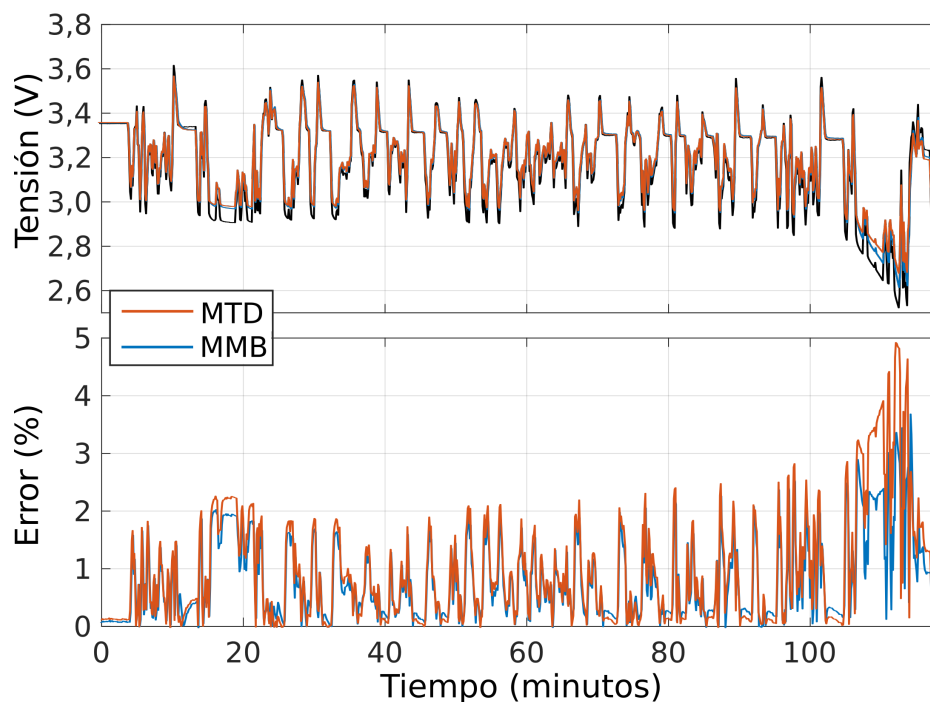


Figura 3.6 Comparación entre las simulaciones del MTD (rojo), el Modelo Mejorado de Batería (MMB) (azul) y el ensayo físico (negro) sobre una BLI bajo el perfil FTP-75 (ver Sección 3.2.1.4).

Las siguientes ecuaciones resumen el MMB,

$$\frac{d}{dt}EdC = -\frac{1}{Q}i_{LiIon} \quad (3.5)$$

$$\frac{d}{dt}i_{f-LiIon} = -\frac{1}{T_{f-LiIon}}i + \frac{1}{T_f}i_{LiIon} \quad (3.6)$$

$$v_{LiIon-MMB} = E_0 + Ae^{-BQ(1-EdC)} - K_1Q\left(\frac{1}{EdC}-1\right) - Ri_{LiIon} - K_2i_f\left(\frac{is_{dch}}{EdC} + \frac{is_{ch}}{1,1-EdC}\right) \quad (3.7)$$

donde la descripción de cada elemento se encuentra en la Tabla 3.2.

Nuevamente las variables lógicas (is_{dch} y is_{ch}) ayudan a condensar las ecuaciones de carga y descarga en una sola ecuación.

3.2.1.3. Estimación paramétrica

Método de Sistema de Ecuaciones Mínimo (ME-1)

MTD Una de las principales ventajas del MTD es su facilidad para la estimación de sus parámetros utilizando únicamente la hoja de datos del fabricante [2].

Tabla 3.2 Resumen de los elementos del MMB.

Variables	
i_{LiIon}	corriente de descarga (A)
v_{LiIon}	tensión en sus bornes (V)
EdC	estado de carga
$i_{f-LiIon}$	corriente filtrada (A)
Parámetros	
E_0	tensión constante (V)
K_1	la constante de polarización (V/Ah)
A	amplitud de la zona exponencial (V)
B	capacidad inversa de la zona exponencial (1/Ah)
R	resistencia interna (Ω)
K_2	la resistencia interna de polarización (Ω)
Q	capacidad (Ah)
T_f	constante de tiempo de la corriente filtrada (s)
Variables lógicas	
is_{dch}	1 cuando la batería se encuentra en descarga y 0 en caso contrario
is_{ch}	1 cuando la batería se encuentra en carga y 0 en caso contrario

El procedimiento consiste en tomar la capacidad de la batería Q y la resistencia interna R proporcionadas por el fabricante.

Luego se utiliza la Curva de Descarga Característica (CDC) de la batería. Esta curva es el resultado de un ensayo de descarga a partir del EdC máximo. Es la evolución de la tensión en función de la cantidad de carga eléctrica descargada ($Q_{dch} = Q(1 - EdC)$) de la batería cuando se la descarga a corriente constante (típicamente $i_{dch} = 0,2C^1$) a partir del EdC máximo hasta la tensión mínima. De esta curva se extraen 3 puntos: Máxima carga ($0, V_{full}$), Fin de zona exponencial (Q_{exp}, V_{exp}) y Nominal (Q_{nom}, V_{nom}) cuando la tensión empieza a caer abruptamente, ver Figura 3.7.

El parámetro B se aproxima como $B = 3/Q_{exp}$. El parámetro T_f no es especificado por el fabricante pero según estudios realizados el mismo no varía notablemente entre baterías de una misma tecnología (30s para las BLI) [2]. Los 3 parámetros restantes (E_0 , A y K) se calculan usando la ecuación de tensión (ecuación 3.4) valorizada en los 3 puntos extraídos de la CDC resultando en un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas.

Esto completa la estimación paramétrica del MTD con la mínima cantidad de ecuaciones obteniendo un modelo cuyo desempeño es muy bueno a pesar de la simpleza de su estimación.

¹Típica notación de corrientes en las baterías en función de su capacidad, i.e., $0,2C = 0,2A/Ah \times \text{Capacidad}$

MMB Cuando se separa el parámetro K en dos, el método de estimación anterior sigue siendo válido en su totalidad agregándose un cuarto punto ha satisfacer por la ecuación de tensión. Teniendo en cuenta que el desempeño del modelo disminuye para elevados valores de corriente (y sobre todo para bajo estado de carga) e infiriendo que esto se debe a la incorrecta representación de la resistencia a altas corriente, se agrega el punto (Q_{nom}, V_{nom1C}) que es la tensión nominal de la CDC a $i_{dch}=1C$ cuando se descargó Q_{nom} .

Nuevamente la estimación paramétrica queda completa a través de este simple y directo método. La inclusión de un nuevo parámetro no aumenta la complejidad del método de estimación.

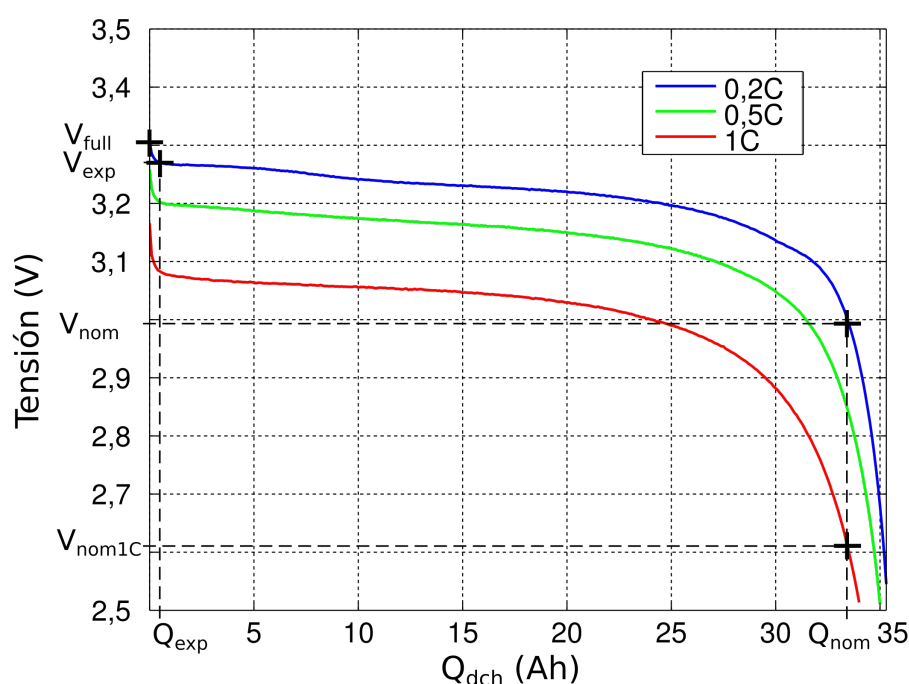


Figura 3.7 Curvas de descargas típicas proporcionadas por el fabricante y puntos sobre las curvas utilizados para la estimación paramétrica.

Método de Sistema de Ecuaciones Sobre-determinado (ME-2)

El fabricante provee mucha más información que los 3 puntos (para el MTD o 4 para el MMB) en las CDC usados en el método anterior para estimar E_0 , A y K (o K_1 y K_2). Se implementó un método de estimación de parámetros para ambos modelos que consiste en utilizar todas las CDC extrayendo una gran cantidad de puntos. Cada punto tiene asociada una ecuación de tensión que, bajo las hipótesis previas, resulta lineal.

$$V_p = E_0 + A\alpha(EdC_p - K(\beta(EdC_p) + \gamma(EdC_p, i_{d-p})) - Ri_{d-p} \quad (3.8)$$

$$V_p = E_0 + A\alpha(EdC_p - K_1\beta(EdC_p) - K_2\gamma(EdC_p, i_{d-p}) - Ri_{d-p} \quad (3.9)$$

En las ecuaciones previas se representan las expresiones de un punto genérico p (EdC_p, V_p) para el MTD (ecuación 3.8) y el MMB (ecuación 3.9).

El sistema de ecuaciones compuesto con la cantidad de puntos seleccionados puede resolverse con el método de mínimos cuadrados.

Este método mejora de manera significativa el desempeño de los modelos lo cual pudo validarse experimentalmente y cuyos resultados se describen en la Sección 3.2.1.4.

Método de Estimación Completa de Parámetros (ME-3)

Ambos métodos descriptos previamente tienen la ventaja de que pueden ser usados para estimar los parámetros de ambos modelos tanto a partir de los datos de las hojas de datos del fabricante como a través de sencillos ensayos (CDC). Sin embargo varias suposiciones son realizadas para simplificar dicho proceso de estimación. Si se requieren modelos más exactos y se posee la capacidad de realizar ensayos sobre las baterías, el siguiente método puede ser usado.

Dadas las mediciones de tensión de un perfil de descarga (corriente) específico, el problema de estimación de los parámetros puede ser formulado como:

$$\min_x \|V_n - V_{LiIon}(EdC_n, i_n, i_{f-n})\|_2^2 \quad (3.10)$$

en donde x es el vector de parámetros $[E_0, A, B, R, Q, T_f, K]$ para el MTD (K_1 y K_2 en vez de K para el MMB), V_n el vector de tensiones medidas y i_n el vector de corrientes (perfil de entrada). EdC_n es calculado según la ecuación 3.2, i_{f-n} a partir de la ecuación 3.3 y V_{bat} a partir de la ecuación 3.4 para el MTD y la ecuación 3.7 para el MMB.

Para resolver el problema de minimización se utilizó el *Trust Region Reflective Method* [44], implementado en la rutina *lsqnonlin.m* de MATLAB. Este método necesita un punto de partida para iniciar el vector de parámetros. Una solución, la cual fue utilizada en la validación experimental, es considerar como punto de partida el resultado de alguno de los métodos anteriores.

3.2.1.4. Validación Experimental

En esta sección se muestran los ensayos realizados sobre una batería Litio-Ion Mottcell (Anexo C.4) para estimar los parámetros de ambos modelos (MTD y MMB) utilizando los 3 métodos descritos en la sección anterior. Posteriormente, se realizaron ensayos de validación sobre la batería con el objetivo de poder comparar el desempeño de los modelos bajo un perfil de demanda típico. El banco de ensayo utilizado se encuentra descrito en el Anexo B.1 y consiste en una fuente de alimentación controlada (PSI 9080-510) y una carga electrónica controlada (ELR 9080-510) asociadas remotamente a un procesador dSpace que permite controlar tanto la tensión como la corriente sobre la batería.

Los ensayos realizados consistieron en:

- Ensayo de CDC
- Ensayo perfil HPPC
- Ensayo perfil FTP-75

A continuación se describen y se muestran los resultados de los ensayos mencionados.

Ensayo CDC Normalmente provisto por el fabricante, este ensayo consiste en descargar la batería desde el EdC máximo a una corriente constante hasta alcanzar la tensión mínima admisible. Las corrientes elegidas para realizar los ensayos fueron 0,2C, 0,5C y 1C. Los resultados de dichos ensayos se muestran en la Figura 3.7.

Ensayo perfil HPPC El perfil Hybrid Pulse Power Characterization (HPPC) fue diseñado para medir la capacidad dinámica de potencia de un dispositivo a través de su rango de carga y tensión [45, 46]. Consiste en una serie de pulsos de corriente constante de descarga y carga en diferentes EdC. La duración e intensidad de los pulsos depende de los objetivos del ensayo. En este caso fueron considerados pulsos crecientes en intensidad (7A, 14A, ..., 56A) de 45 segundos de duración seguidos de 45 segundos de pausa. Seguido a la fase de pulsos se descarga la batería a corriente constante hasta cambiar un 10% su EdC. Luego se deja en reposo durante 30 minutos y se repite nuevamente el ciclo hasta llegar a la tensión mínima admisible. La Figura 3.8 muestra un ciclo del perfil HPPC descrito.

Estimación parámetros modelos MTD y MMB A partir de los ensayos CDC y perfil HPPC, y usando los métodos descritos previamente se obtuvieron los juegos de parámetros de la tabla 3.3 definiendo 6 modelos distintos.

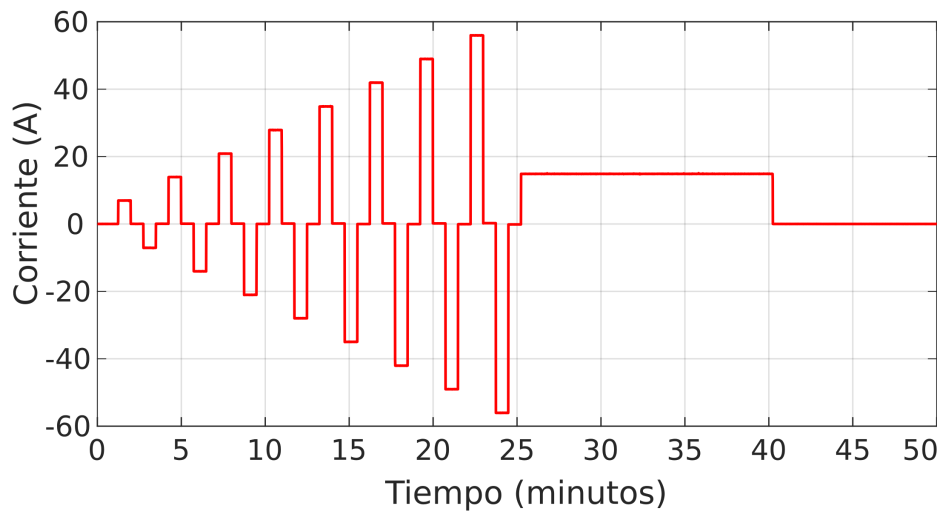


Figura 3.8 Perfil de corriente de un ciclo del perfil HPPC

Tabla 3.3 Tabla con los parámetros resultantes para los 6 modelos propuestos: MTD y MMB sujeto a 3 métodos de estimación.

	MTD			MMB		
	M1	M2	M3	M1	M2	M3
E_0 (V)	3,311	3,297	3,32	3,312	3,284	3,275
K_1 (mV/Ah)	0,470	0,370	0,507	0,435	0,255	0,277
A (V)	0,034	0,100	0,023	0,032	0,096	0,058
B (1/Ah)	6,010	6,010	3,879	6,010	6,010	0,036
R (m Ω)	5,000	6,511	6,718	5,000	5,540	6,474
K_2 (m Ω)	0,470	0,300	0,507	0,632	0,624	0,788
Q (Ah)	36	36	36,91	36	36	36,42
T_f (s)	30	30	108,6	30	30	94,1

Ensayo perfil FTP-75 Basado en el trabajo [47], se extrajo el perfil de demanda de corriente probable de un auto eléctrico alimentado por baterías y sujeto al perfil de velocidad FTP-75²; y luego se adaptó al tamaño de la batería bajo ensayo. La Figura 3.9 muestra el perfil de corriente demandado.

Dicho perfil fue usado para ensayar físicamente la batería y validar los distintos modelos obtenidos vía simulación.

Validación de los modelos MTD y MMB Los resultados de los 3 ensayos realizados sobre la batería real fueron contrastados con las simulaciones de los 6 modelos.

²<http://www.epa.gov/>

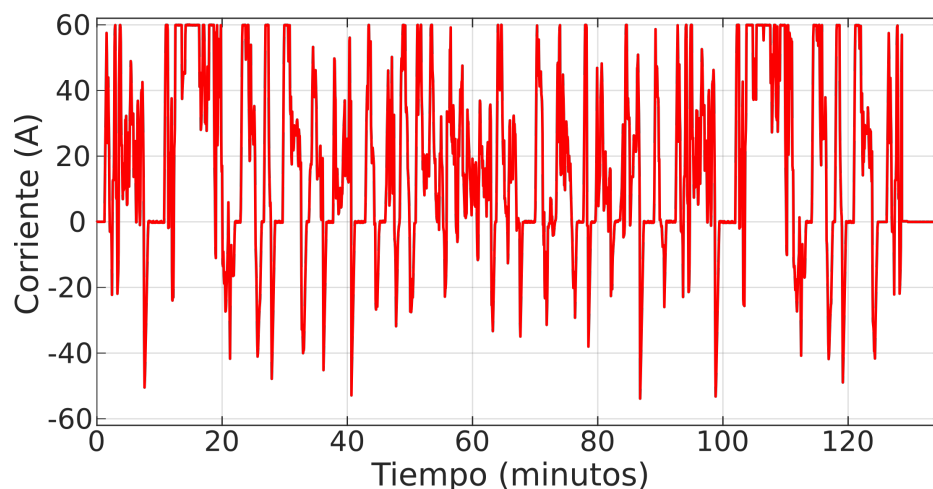


Figura 3.9 Perfil de corriente probable demandado a una batería de un auto eléctrico bajo el perfil de velocidad FTP-75.

Si bien los 2 primeros ensayos (CDC y HPPC) fueron usados para la estimación de parámetros por alguno de los métodos, los mismos también se comparan con los modelos obtenidos para tener una noción del desempeño de los modelos incluso bajo el ensayo de estimación. Adicionalmente, se comparan los desempeños bajo un perfil realista de demanda (FTP-75).

El índice elegido para comparar los modelos fue la Raíz del Error Cuadrático Medio Normalizado (RECMN) con la tensión nominal.

$$RECMN = \sqrt{\sum_{n=1}^N \frac{(v_{LiIon-sim} - v_{LiIon-ens})^2}{E_0^2 N}} \quad (3.11)$$

En todas las pruebas el desempeño de los modelos se degradaba sustancialmente para bajos niveles de EdC. Por este motivo se calcula la RECMN cuando el EdC es superior e inferior al 20 %. La tabla 3.4 muestran los índices para los 6 modelos bajo los 3 ensayos realizados y según el EdC.

Para observar el mejor desempeño del modelo propuesto (MMB) frente al original (MTD), se comparan los modelos obtenidos del método de estimación ME-1 (el más simple y el propuesto por Tremblay-Dessaint) bajo el perfil FTP-75. Se obtiene una leve mejora en el desempeño para valores de EdC superior al 20 % (1,03 % → 0,92 %) pero una mejora más significativa para bajos niveles de EdC (2,37 % → 1,70 %).

En ambos modelos, el método de estimación ME-2 mejora notablemente su desempeño en comparación con el método de estimación ME-1 (reducción del RECMN en un 35 %).

Tabla 3.4 Raíz del Error Cuadrático Medio Normalizado de los 6 modelos de BLI (3 MTD y 3 MMB) bajo los 3 ensayos realizados (CDC, HPPC y FTP-75).

		CDC		HPPC		FTP-75	
EdC		>20 %	<20 %	>20 %	<20 %	>20 %	<20 %
ME-1	MTD	1,01*	1,97*	0,68	1,51	1,03	2,37
	MMB	0,86*	1,74*	0,79	1,49	0,92	1,7
ME-2	MTD	0,42*	1,44*	1,12	0,97	0,66	1,4
	MMB	0,40*	1,32*	1,33	0,97	0,56	1,11
ME-3	MTD	0,40	2,13	0,41*	0,74*	0,49	1,47
	MMB	0,49	1,7	0,35*	0,44*	0,36	1,39

* Ensayos de estimación

Finalmente la utilización del método de estimación ME-3 mejora aún más el desempeño de los modelos obteniendo RECMN menores al 0,5 % para EdC >20 % y menores al 1,5 % para EdC <20 %.

Se evidencian las mejoras que se obtienen tanto con la utilización del modelo propuesto (MMB) como con el uso de los nuevos métodos de estimación. Estos resultado fueron publicados en [30].

3.2.2. Supercapacitores

Los capacitores comunes consisten en 2 electrodos separados por un dieléctrico solido y basan su capacidad en el principio electrostático de separación de cargas. Su capacidad aumenta con proporcionalidad directa con el área de los electrodos y la constante dieléctrica del material e inversa con la separación entre los electrodos.

De la gran variedad de capacitores dieléctricos podemos destacar los Capacitores electro-líticos. Reciben dicho nombre porque la delgada capa dieléctrica es un óxido metálico que se forma en las caras de los electrodos a partir de un proceso electrolítico de pasivación o anodizado. Entre los capacitores, son los que poseen mayor densidad de capacidad gracias a los bajos espesores de dieléctrico que se pueden obtener (entre 10 y 100 nm).

En cambio los SC, o capacitores electro-químicos, están constituidos por 2 electrodos conectados por una solución electrolítica y separados por un membrana aislante y porosa que permite la conducción iónica entre ellos basando su funcionamiento en 2 efectos principales: i - Efecto Doble Capa y ii - Efecto de Pseudo-capacidad.

Cuando los electrodos se polarizan al aplicarse una diferencia de tensión, los iones migran hacia el electrodo de atracción correspondiente formando una doble capa de polarización. Este efecto es conocido por el nombre de Efecto Doble Capa (EDC). Esta propiedad fue descubierta por Helmholtz en 1853 y consiste en la capacidad que emerge de la interfaz

que se forma entre un conductor electrónico sólido y una solución iónica. Las capacidades que se obtiene son de elevado valor (10000 veces superior a los dieléctricos tradicionales) debido a que la separación entre cargas es muy inferior (del orden de 0,3-0,5nm) [32]. Adicionalmente, la utilización de polvo de carbón o materiales poroso para la construcción de los electrodos permite aumentar considerablemente la superficie efectiva de contacto con la solución electrolítica permitiendo aumentar más los niveles de capacidad por unidad de volumen.

Algunos electrodos (e.g. dióxido de rutenio) presentan la capacidad de intercambiar una carga con el solvente. A diferencia del EDC, en donde no hay transferencia de cargas y la energía se almacena por efecto electro-estático, esta pseudo-capacidad (para diferenciarla de la capacidad electro-estática) es de origen electro-químico ya que la transferencia de carga produce una reacción de oxido-reducción en el solvente.

Si bien ambos efectos, EDC y Pseudo-capacidad, están presentes en todos los SC, el que predomina en los comercialmente usados en la actualidad es el EDC.

En la Figura 3.10 se pueden observar los distintos principios de almacenamiento de cargas de capacitores y supercapacitores.

3.2.2.1. Modelos de Supercapacitor

Para describir su comportamiento pueden usarse distintos niveles de complejidad de modelos. Desde los modelos de alto nivel de detalle [48, 49] hasta los más simples consistiendo en un solo elemento capacitivo y resistencias.

Para los alcances de esta tesis los modelos simples (mostrados en la Figura 3.11) fueron suficientes ya que poseen un buen desempeño sobre todo desde el punto de vista energético del elemento.

Incluso ante la decisión de tomar modelos simples existe una variedad de opciones. El modelo más sencillo es una resistencia lineal en serie, R_{sc} , con una capacidad de valor constante, C_{sc} .

Tal como se ve en la Figura 3.11 otra opción es considerar la resistencia de autodescarga, R_{sd} . Si bien esta resistencia no provoca diferencias en usos de corto tiempo del SC o en los límites de potencia de carga o descarga, si es relevante para usos prolongado.

Otro elemento a tener en cuenta es la capacidad, C_{sc} . La primer aproximación es considerar una capacidad constante como si fuere un capacitor común. Sin embargo los SC presentan capacidad dependiente de la tensión [48, 32]. Dicha dependencia puede modelarse de manera lineal según la siguiente ecuación.

$$C_{sc}(V_{C_{sc}}) = C_0 + k_{C_{sc}} V_{C_{sc}} \quad (3.12)$$

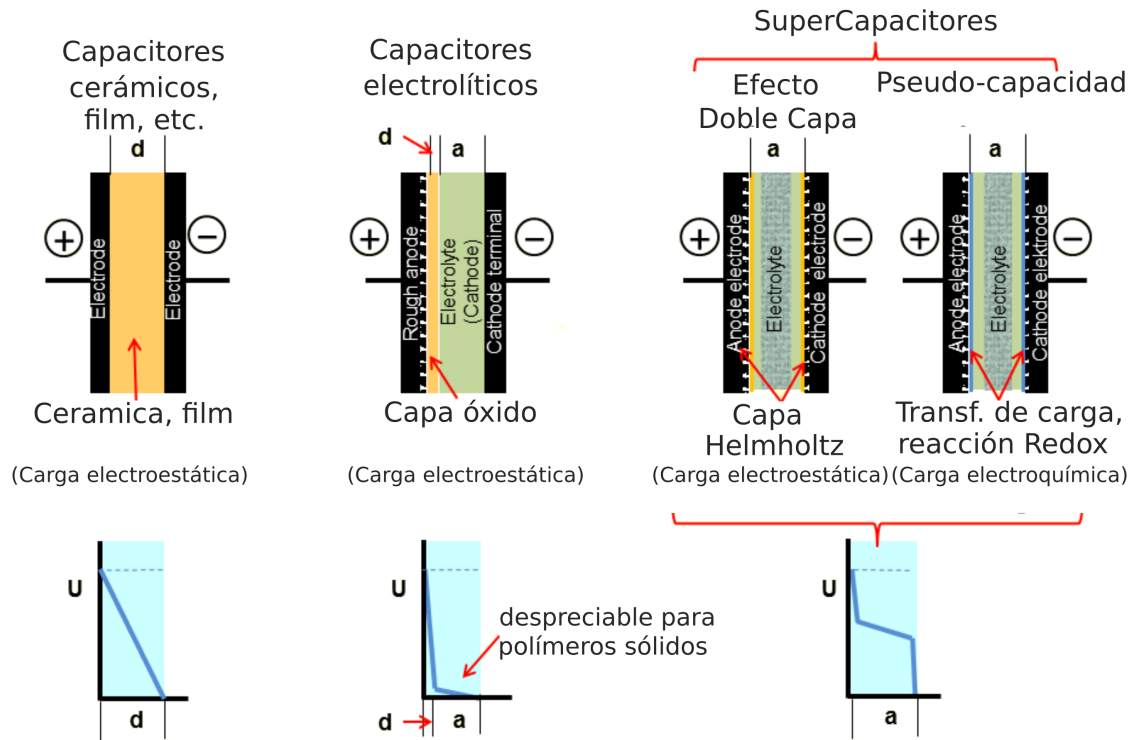


Figura 3.10 Principios de almacenamiento de carga de capacitores y supercapacitores. Fuente: <https://en.wikipedia.org>.

Tanto para un capacitor como para un SC la ecuación que relaciona la tensión con la cantidad de carga se define de manera similar.

$$q_{sc}(V_{C_{sc}}) = \int_0^{V_{C_{sc}}} C_{sc}(V) dV = C_0 + \frac{k_{C_{sc}}}{2} V_{C_{sc}}^2 \quad (3.13)$$

Se observa que el caso en el que la capacidad es constante basta con considerar $k_{C_{sc}} = 0$ y obtener la conocida relación entre tensión y carga de un capacitor.

De los supuestos anteriores podemos definir 4 modelos:

- **Modelo SC₁** Modelo con capacidad constante y resistencia serie lineal.
- **Modelo SC₂** Modelo con capacidad constante, resistencia serie lineal y resistencia autodescarga.
- **Modelo SC₃** Modelo con capacidad variable linealmente con la tensión y resistencia serie lineal.

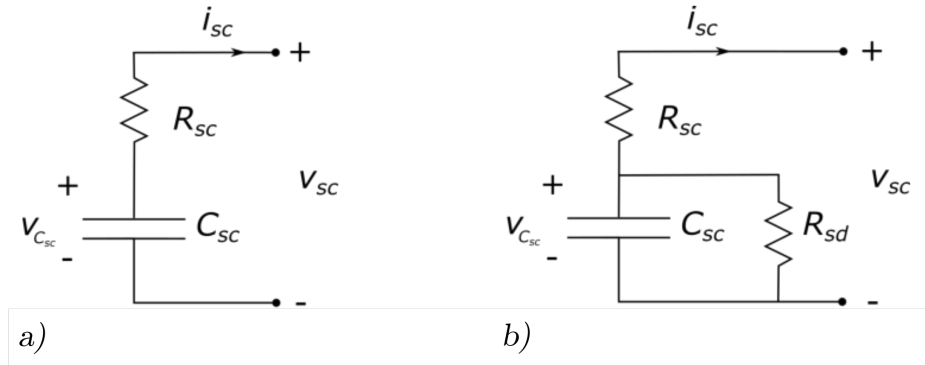


Figura 3.11 a) Modelo simple de SC (capacidad en serie con una resistencia) b) Modelo simple con autodescarga (resistencia en paralelo).

- **Modelo SC₄** Modelo con capacidad variable linealmente con la tensión, resistencia serie lineal y resistencia autodescarga.

Se realizó la estimación de los parámetros de cada uno de los modelos y se compararon sus desempeños.

3.2.2.2. Estimación de parámetros

La mayoría de la bibliografía consultada (proporcionada por fabricantes ([50, 51] y organizaciones de estándares [52]) definen procedimientos similares para el cálculo de capacidad constante, resistencia serie constante y porcentaje de autodescarga. Para la estimación de la capacidad y la resistencia serie utilizan un ensayo de carga y descarga a corriente constante mientras que un ensayo a circuito abierto es usado para estimar la autodescarga. Dichos procedimientos difieren levemente en los tiempos donde se realizan las mediciones pero definen de manera similar la ecuación de cálculo de cada parámetro.

$$C_{sc} = \frac{I_{test} \Delta t_{test1}}{\Delta V_{test1}} \quad (3.14)$$

$$R_{sc} = \frac{\Delta V_{test2}}{I_{test2}} \quad (3.15)$$

Los ensayos descriptos en el procedimiento por Maxwell Inc. [51] fueron seleccionados para la estimación de los parámetros de los 4 modelos descriptos en la Sección 3.2.2.1.

Ensayo de 6 etapas El primer ensayo consiste en una serie de cargas y descarga a corriente constante que se describen en la Figura 3.12.

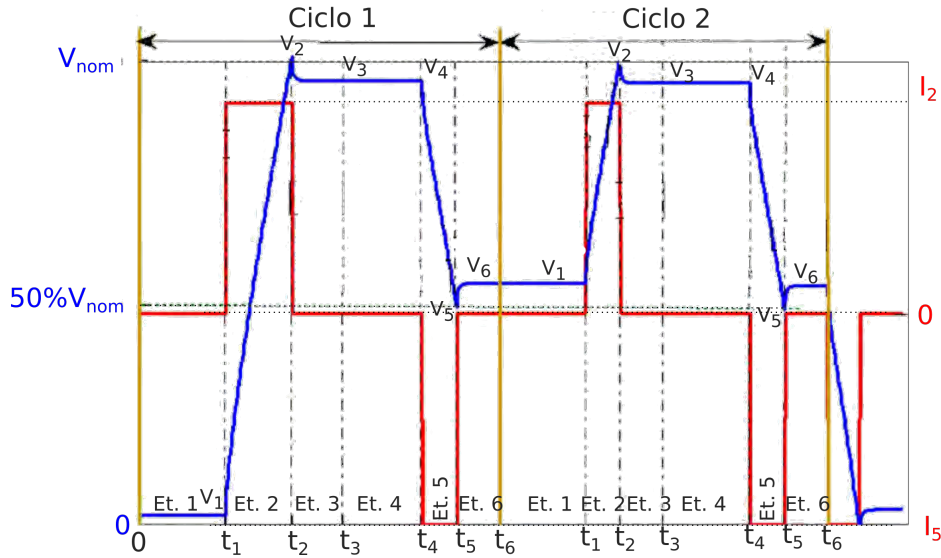


Figura 3.12 Procedimiento de 6 etapas para la estimación paramétrica propuesto por Maxwell Inc. [51].

Durante la etapa 2 se carga el SC a corriente constante, I_2 , hasta llegar a la tensión nominal, V_{nom} . Tomando el tiempo que demora esta etapa, midiendo los valores iniciales y finales, y corrigiendo la caída de tensión debida a la resistencia serie (medida en la próxima etapa) se calcula la capacidad como

$$C_{sc} = \frac{I_2(t_2 - t_1)}{V_2 - V_1 - R_{sc}I_2} \quad (3.16)$$

Para el cálculo de la capacidad variable (C_0 y $k_{C_{sc}}$) se realizan varias mediciones (tensión, tiempo y corriente) durante el proceso de carga (etapa 2). Para cada tensión medida se calcula la capacidad asociada usando la aproximación $C_{sc} = I_{test}\Delta t / \Delta V$ obteniendo la capacidad en función de varias tensiones. Cabe destacar que también se compensó la caída de tensión en la resistencia serie. Posteriormente se calculan los valores C_0 y $k_{C_{sc}}$ de forma tal de minimizar el error cuadrático medio con los valores medidos.

En la siguiente etapa (etapa 3), luego de llegar a la tensión nominal, se deja en reposo ($I_{sc} = 0$) y se mide la tensión a los 10 segundos. La resistencia serie se calcula como:

$$R_{sc} = \frac{V_2 - V_3}{I_2} \quad (3.17)$$

Resultados ensayo 6 etapas Normalmente la corriente de carga/descarga, $I_{test} = I_2 = -I_5$, se define para un SC genérico proporcional a la capacidad del mismo bajo la constante de proporcionalidad de 100mA/F. En esta tesis se utilizaron SC Maxwell de 16V 58F (Anexo

C.1) por lo que la corriente de ensayo sería de 5,8A. Sin embargo, a fines de obtener valores de parámetros que adapten a una mayor excursión de corriente (la corriente máxima es 170A) y a fines comparativos se realizaron ensayos a 5A, 12A, 19A y 35A.

Las mediciones de los parámetros descriptas anteriormente se realizan durante el período de carga (subíndice *c*). De manera análoga se calcula tanto la resistencia serie como la capacidad en períodos de descarga (subíndice *d*) enriqueciendo los modos de uso en los cuales se realiza la estimación. La tabla 3.5 resume los resultados de la estimación realizada sobre un SC.

Tabla 3.5 Estimación de los parámetros de resistencia serie y capacidad durante el ensayo de 6 etapas

	Corriente de ensayo				Promedio
	5A	12A	19A	35A	
R_{sc_c} (m Ω)	29,90	26,30	23,72	22,10	22,2
R_{sc_d} (m Ω)	19,23	18,92	18,79	18,69	
C_{sc_c} (F)	64,77	64,92	64,46	63,92	63,9
C_{sc_d} (F)	63,27	63,52	63,43	63,30	
C_{0_c} (F)	48,27	48,54	48,39	48,47	48,2
C_{0_d} (F)	49,56	48,76	47,73	45,92	
$k_{C_{sc_c}}$ (F/V)	1,50	1,45	1,40	1,33	1,34
$k_{C_{sc_d}}$ (F/V)	1,15	1,23	1,29	1,40	

Ensayo Circuito Abierto El ensayo a circuito abierto consiste en cargar el SC a tensión nominal durante una hora, para garantizar plena carga, y luego medir la evolución de la tensión a circuito abierto durante un tiempo de 72hs.

En nuestro modelo la autodescarga es modelada simplemente con la resistencia constante en paralelo, R_{sd} . Debido a esta simplificación del complejo proceso electro-químico que se lleva a cabo durante el proceso de autodescarga acotamos el rango de mediciones a usar para la estimación a valores de tensión superior a 2V (tensión mínima de operación).

Nuevamente minimizando el error cuadrático medio estimamos su valor para ambos modelos, Modelo SC₂ y Modelo SC₄, obtenemos que la resistencia de autodescarga es 673 Ω y 679 Ω respectivamente.

3.2.2.3. Validación experimental

De los ensayos realizados se obtuvieron los siguientes 4 modelos:

Para comparar y validar los modelos obtenidos se realizaron 3 ensayos sobre el SC. Cada ensayo consistió en una serie de descargas y cargas, a partir de tensión nominal (V_{nom}), con

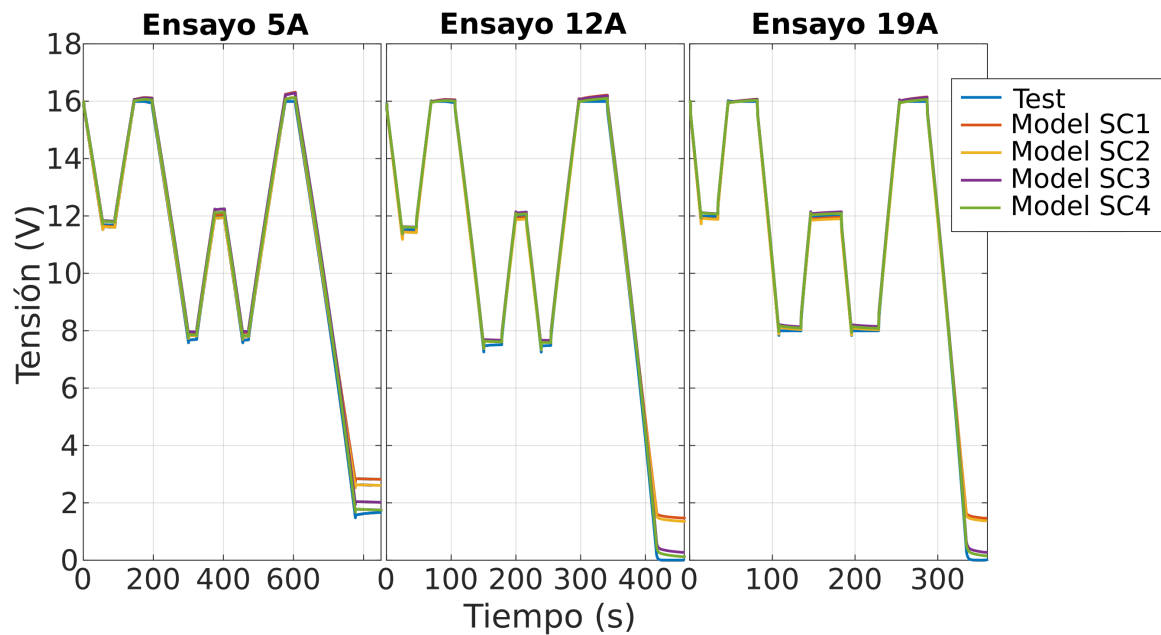
Tabla 3.6 Parámetros de los 4 modelos de SC considerados

	Modelo SC ₁	Modelo SC ₂	Modelo SC ₃	Modelo SC ₄
R_{sc} (m Ω)	22,2	22,2	22,2	22,2
C_{sc} o C_0 (F)	63,9	63,9	48,2	48,2
k_C (F/V)	-	-	1,34	1,34
R_{sd} (Ω)	-	673	-	679

referencias de tensión y con una corriente máxima permitida para cada ensayo (5A, 12A y 19A). La siguiente es la secuencia de tensiones de referencias.

$$\frac{V_{ref}}{V_{nom}} = 100\% \rightarrow 75\% \rightarrow 100\% \rightarrow 50\% \rightarrow 75\% \rightarrow 50\% \rightarrow 100\% \rightarrow 0\% \quad (3.18)$$

Las mediciones de corriente asociadas a cada ensayo fueron usadas como entrada de los modelos. En la Figura 3.13 se muestra la evolución de las tensiones de los 4 modelos y el ensayo físico.

**Figura 3.13** Ensayos de validación de los modelos 4 modelos de SC bajo 3 corrientes distintas.

Puede observarse que los 4 modelos reproducen la tensión de manera muy buena. En la tabla 3.7 se pueden observar los resultados de la Raíz del Error Cuadrático Medio (RECM) y el error máximo para cada modelo y ensayo. Como era de esperar el modelo SC₄, el más completo, tiene el mejor desempeño. Puede verse que las mayores discrepancias se obtienen

Tabla 3.7 Errores de tensión entre los modelos y el SC real bajo los 3 ensayos de validación

	Corriente de ensayo	Ensayo Completo		Tensión >4V	
		RECM (V)	Err. Max.(V)	RECM (V)	Err. Max.(V)
Mod. SC ₁	5A	0,455	1,291	0,224	0,812
	12A	0,538	1,547	0,147	0,685
	19A	0,466	1,522	0,108	0,610
Mod. SC ₂	5A	0,351	1,082	0,125	0,605
	12A	0,489	1,434	0,107	0,574
	19A	0,433	1,431	0,089	0,520
Mod. SC ₃	5A	0,307	0,494	0,289	0,494
	12A	0,207	0,400	0,180	0,344
	19A	0,177	0,382	0,151	0,297
Mod. SC ₄	5A	0,167	0,293	0,168	0,293
	12A	0,130	0,252	0,118	0,234
	19A	0,118	0,262	0,104	0,206

a bajos niveles de tensión, valores que normalmente no forman parte del rango de trabajo del SC. Es interesante ver que cuando se restringe el cálculo de los errores a valores de tensión por arriba de los 4V los mismos disminuyen drásticamente para los modelos donde se considera capacidad constante (Modelo SC₁ y Modelo SC₂). Y si bien el error máximo sigue siendo mayor en dichos modelos (0,6V vs 0,3V), las RECM son similares (0,15V).

3.2.3. Batería de Hidrógeno-Oxígeno

Dentro de los almacenadores electro-químicos de energía, uno de los más interesantes desde el punto de vista ambiental es la batería de hidrógeno ya que basa su funcionamiento en la utilización del Hidrógeno (H_2) como vector de energía. El mismo se encuentra en estado gaseoso en condiciones ambientes, lo cual lo hace más *difícil* de manipular, pero por otro lado, permite la obtención directamente de energía eléctrica a través de una celda combustible (CC). A partir de la oxidación de dicha molécula se obtiene energía eléctrica y, como subproductos, agua y energía térmica. El hidrógeno, que no se encuentra puro en la naturaleza, puede ser producido a partir del proceso inverso al anterior, la electrólisis del agua, que consiste en producir hidrógeno y oxígeno a partir del agua y una corriente eléctrica (ELYZ). Como puede observarse en las siguientes reacciones, el ciclo no genera elementos contaminantes y tiene como único subproducto el calor:



siendo $\Delta_r H$ la entalpía de la reacción.

La unidad fundamental, tanto de la CC como del ELYZ, es la celda o membrana, las cuales se apilan en serie para obtener mayores niveles de tensión y potencia. Es en dichas membranas donde se realizan las reacciones químicas (ya sea de oxidación o reducción) que permiten la transformación de energía entre los dominios químico y eléctrico.

Los reactivos, el hidrógeno y oxígeno, se almacenan en tubos a presión que no superan los 40bar para evitar fugas, en particular del hidrógeno.

Si comparamos la BHO con las baterías normalmente conocidas (Litio-Ion, Pb-Acido, etc) podemos destacar la independencia entre los sistemas de carga (ELYZ), almacenamiento (tanques) y descarga (CC). Estos pueden dimensionarse de manera independiente y proveen una versatilidad que prácticamente ningún otro almacenador de energía posee.

Adicional a la pila de membranas y los tanques que componen la BHO, se pueden destacar los sistemas auxiliares necesarios para llevar a cabo los procesos químicos de manera segura y controlada. Dentro de estos auxiliares podemos mencionar el sistema acondicionador de reactivos (H₂ y O₂), sistema de control térmico, sistema de manejo de agua, entre otros. Estos elementos auxiliares necesarios para el funcionamiento de BHO consumen una potencia no despreciable.

Si bien la físico-química involucrada en el proceso electro-químico es compleja y existen varios modelos que pueden describirla con precisión [38, 40], en esta tesis se usaron modelos de estado estacionario. Los mismos se describen en las siguientes secciones.

3.2.3.1. Celda de Combustible

La CC es la encargada de recombinar el hidrógeno y el oxígeno obteniendo energía eléctrica y agua. Para realizar esta acción ambos gases entran de manera controlada (presión, flujos, temperatura, etc) a ambos lados de la membrana permeable y, una vez combinados, son evacuados en forma de agua.

Curva de polarización El elemento más importante para expresar el desempeño de una CC es la dependencia entre tensión y corriente (Curva de polarización o curva tensión-corriente). Dicha dependencia es no lineal incluso en régimen estacionario. En la Figura 3.14 puede verse la relación tensión-corriente (V/celda y A/cm²³) y también potencia-corriente (W/cm²/celda y A/cm²). Dicha relación puede linealizarse obteniendo la siguiente expresión.

$$E_{cc} = E_{0-cc} - R_{cc}i_{cc} \quad (3.21)$$

³Representa la densidad de corriente transversal de la membrana = Corriente celda / Superficie membrana

donde E_{cc} (V/celda) es la tensión en bornes de una celda de combustible, E_{0-cc} (V/celda) la tensión a circuito abierto por celda y R_{cc} (Ωcm^2) la resistencia unidad de superficie.

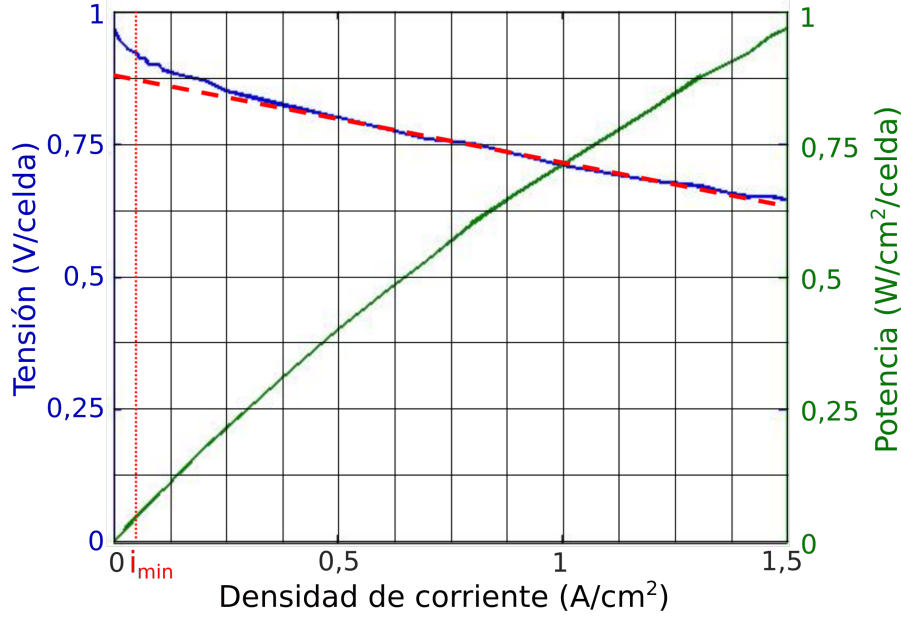


Figura 3.14 Curvas tensión y potencia en función de la densidad de corriente de una CC en estado estacionario. Fuente: [40].

Usando la ecuación de tensión linealizada, ecuación 3.21, se puede calcular la densidad de corriente en función de la potencia de la celda, p_{cc} .

$$i_{cc} = \frac{1}{2R_{cc}} \left(E_{cc} - \sqrt{E_{cc}^2 - 4R_{cc}p_{cc}} \right) \quad (3.22)$$

Auxiliares Como se mencionó previamente es necesario contar con una cantidad de sistemas auxiliares para el correcto funcionamiento de la CC. Dichos auxiliares poseen un consumo energético que se modelan como un consumo base constante, $p_{cc-auxmin}$ (W/celda), más un consumo proporcional a la potencia de la membrana, $k_{cc-aux}p_{cc}$ (W/celda). La siguiente ecuación resume el consumo de los sistemas auxiliares.

$$p_{cc-aux} = p_{cc-auxmin} + k_{cc-aux}p_{cc} \quad (3.23)$$

de donde se puede calcular la potencia en la celda, p_{cc} , en función de la potencia eléctrica saliente, p_{cc-out} .

$$p_{cc} = p_{cc-out} + p_{cc-aux} = \frac{p_{cc-out} + p_{cc-auxmin}}{1 - k_{cc-aux}} \quad (3.24)$$

Consumo de reactivos En base a la ley electroquímica de Faraday [38] y utilizando la ecuación 3.19, el flujo molar de los reactivos por celda ($\dot{n}_{cc}$) se puede calcular como:

$$\dot{n}_{cc-H_2} = \frac{i_{cc}}{2F} \quad (3.25)$$

$$\dot{n}_{cc-O_2} = \frac{i_{cc}}{4F} = \frac{1}{2} \dot{n}_{H_2} \quad (3.26)$$

en donde i_{cc} (A) es la corriente por la celda y F la constante de Faraday. Puede observarse que el consumo de oxígeno es la mitad que el de hidrógeno.

Conversión energética En la Figura 3.15 se muestra el flujo energético en el proceso de conversión. De la energía química del hidrógeno parte se *pierde* (transforma en calor) durante el proceso de conversión a energía eléctrica. Luego, parte de dicha energía es usada para alimentar los elementos auxiliares y el resto es la energía efectivamente extraída del sistema celda de combustible.

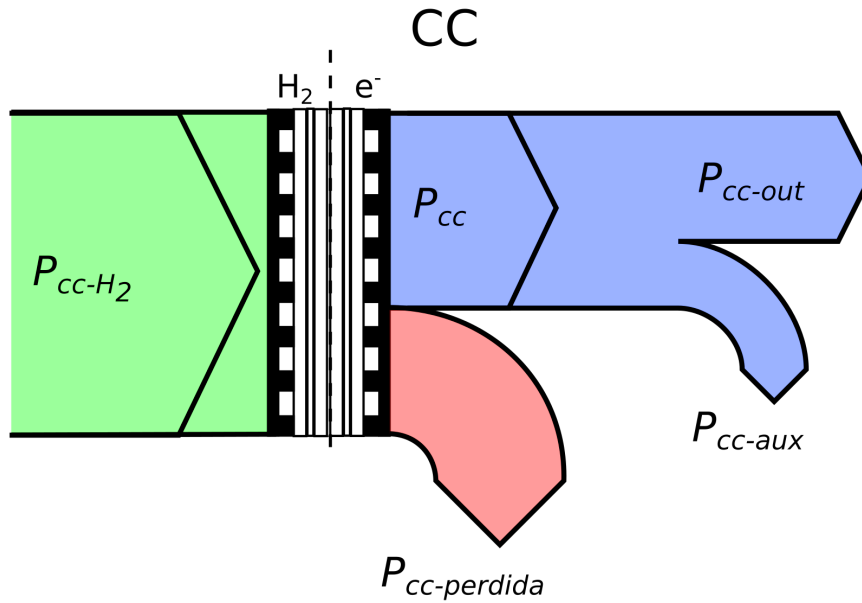


Figura 3.15 Diagrama Sankey del flujo energético de una CC.

Considerando que la energía específica del hidrógeno es $E_{H_2} = 39,39 \frac{Wh}{g} = 141,79 \frac{kJ}{g}$ [39] se puede calcular la potencia que se consume del hidrógeno almacenado (p_{H_2}) en función de la potencia en la membrana (p_{cc}), y adicionalmente, la potencia útil entregada por la CC (p_{cc-out}).

$$p_{cc-H_2} = \dot{n}_{cc-H_2} M_{H_2} E_{H_2} = \frac{i_{cc}}{2F} M_{H_2} E_{H_2} \quad (3.27)$$

$$= \frac{M_{H_2} E_{H_2}}{4R_{cc}F} \left(E_{cc} - \sqrt{E_{cc}^2 - 4R_{cc}p_{cc}} \right) \quad (3.28)$$

$$= \frac{M_{H_2} E_{H_2}}{4R_{cc}F} \left(E_{cc} - \sqrt{E_{cc}^2 - 4R_{cc} \frac{p_{cc-out} + p_{cc-auxmin}}{1 - k_{cc-aux}}} \right) \quad (3.29)$$

Arreglo de celdas Para obtener niveles de tensión y potencia más elevados las CC se apilan en serie (aumentando la tensión de salida) y en paralelo (aumentando la capacidad de corriente). Considerando que no hay dispersión paramétrica entre las celdas se puede expresar la relación entre las variables externas al sistema de CC y las variables de cada celda. Las mismas son resumidas en las siguientes ecuaciones.

$$E_{CC} = N_{cc-s} E_{cc} \quad (3.30)$$

$$i_{CC} = S_{cc} N_{cc-p} i_{cc} \quad (3.31)$$

$$P_{CC} = p_{cc} N_{cc-s} N_{cc-p} \quad (3.32)$$

$$\dot{n}_{CC-H_2} = \dot{n}_{cc-H_2} N_{cc-s} N_{cc-p} \quad (3.33)$$

donde S_{cc} es la superficie de una CC.

3.2.3.2. Electrolizador

El funcionamiento del ELYZ es el inverso a la CC. A partir del agua que entra en una membrana y la aplicación de una diferencia de potencial se logra disociar la molécula H_2O y obtener hidrógeno y oxígeno en estado gaseoso. Estos son almacenados separadamente en tanques.

Curva de polarización De manera similar a la CC se describe el comportamiento de la ELYZ con la dependencia de la tensión y potencia con la densidad de corriente, ver Figura 3.16. Linealizando la curva de polarización (o tensión-corriente) se obtiene la siguiente expresión.

$$E_{elyz} = E_{0-elyz} + R_{elyz} i_{elyz} \quad (3.34)$$

donde E_{elyz} (V/celda) es la tensión en bornes de una celda de electrólisis, E_{0-elyz} (V/celda) la tensión a circuito abierto por celda, R_{cc} ($\Omega \text{ cm}^2/\text{celda}$) la resistencia unidad de superficie por celda.

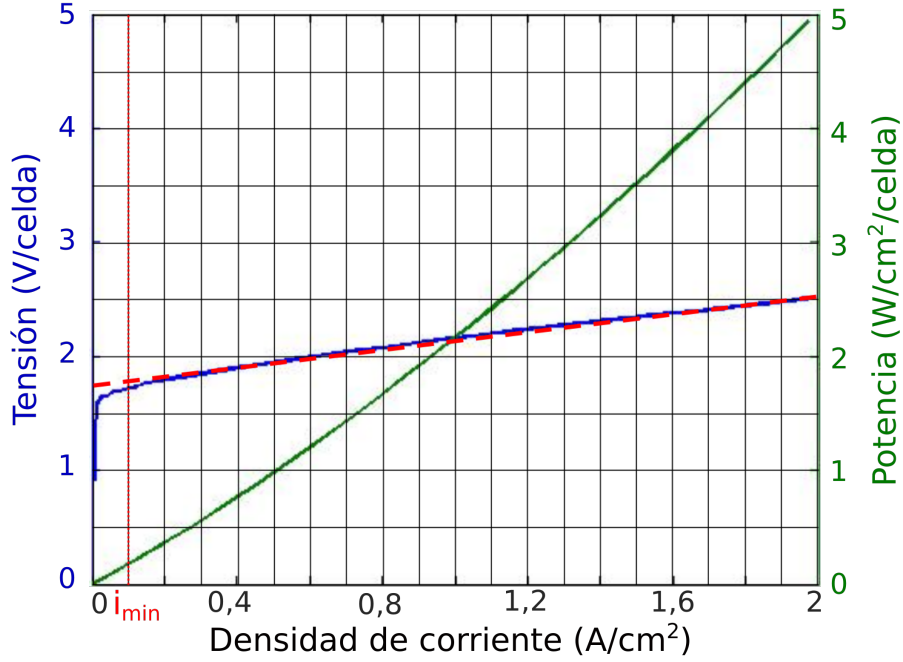


Figura 3.16 Curvas tensión y potencia en función de la densidad de corriente de un ELYZ en estado estacionario. Fuente: [40].

Usando la ecuación de tensión linealizada (ecuación 3.34) se puede calcular la densidad de corriente en función de la potencia de la celda, p_{elyz} .

$$i_{elyz} = \frac{1}{2R_{elyz}} \left(-E_{elyz} + \sqrt{E_{elyz}^2 + 4R_{elyz}p_{elyz}} \right) \quad (3.35)$$

Auxiliares El funcionamiento del ELYZ, al igual que la CC, requiere de una cantidad de sistemas auxiliares. Los mismos son modelados de manera similar a los de la CC. Un consumo base constante, $p_{elyz-auxmin}$ (W/celda), más un consumo proporcional a la potencia de la membrana, $k_{elyz-aux}p_{elyz}$ (W/celda). La siguiente ecuación resume el consumo de los sistemas auxiliares.

$$p_{elyz-aux} = p_{elyz-auxmin} + k_{elyz-aux}p_{elyz}$$

de donde se puede calcular la potencia en la celda, p_{elyz} , en función de la potencia eléctrica entrante, $p_{elyz-in}$.

$$P_{elyz} = P_{elyz-in} - P_{elyz-aux} = \frac{P_{elyz-in} - P_{elyz-auxmin}}{1 + k_{elyz-aux}}$$

Conversión energética En la Figura 3.17 se observa el flujo energético que se lleva a cabo en el ELYZ. De la potencia eléctrica de entrada una parte es consumida por los auxiliares mientras que el resto entra en la membrana donde se realiza el proceso de electrólisis. Durante este proceso parte de la energía se *pierde* en forma de calor mientras que el resto se almacena en la molécula de H_2 .

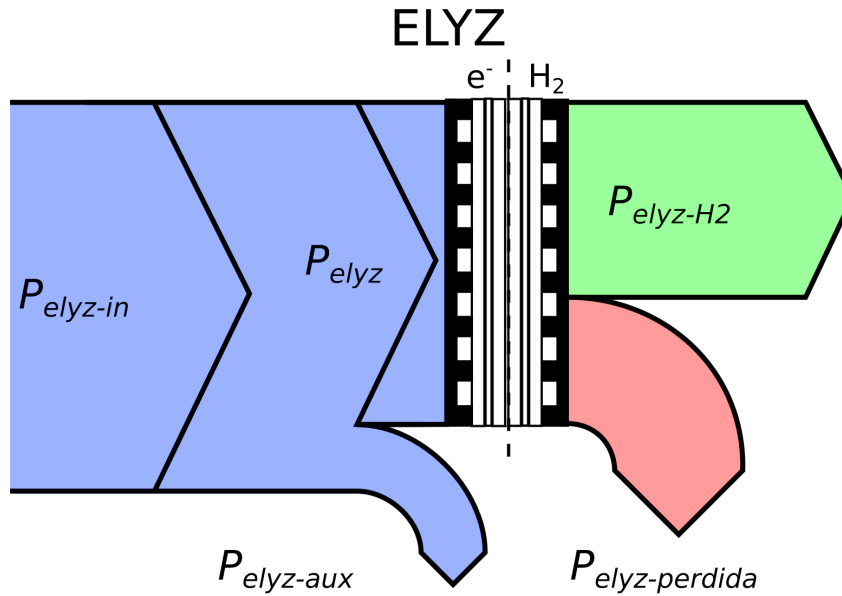


Figura 3.17 Diagrama Sankey de flujo energético de un ELYZ.

Nuevamente considerando la energía específica del hidrógeno y la ecuación 3.35 podemos calcular la potencia que es almacenada en forma de hidrógeno (p_{H_2}) en función de la potencia en la membrana (p_{elyz}) y, adicionalmente, la potencia eléctrica suministrada al electrolizador ($p_{elyz-in}$).

$$p_{elyz-H_2} = \dot{n}_{elyz-H_2} M_{H_2} E_{H_2} = \frac{i_{elyz}}{2F} M_{H_2} E_{H_2} \quad (3.36)$$

$$= \frac{M_{H_2} E_{H_2}}{4R_{elyz} F} \left(-E_{elyz} + \sqrt{E_{elyz}^2 + 4R_{elyz} p_{elyz}} \right) \quad (3.37)$$

$$= \frac{M_{H_2} E_{H_2}}{4R_{elyz} F} \left(-E_{elyz} + \sqrt{E_{elyz}^2 + 4R_{elyz} \frac{p_{elyz-in} - p_{elyz-auxmin}}{1 + k_{elyz-aux}}} \right) \quad (3.38)$$

Arreglo de celdas De manera similar a las CC, las celdas ELYZ se apilan en serie (aumentando la tensión de salida) y en paralelo (aumentando la capacidad de corriente) para obtener niveles de tensión y potencia más elevados. Considerando que no hay dispersión paramétrica entre las celdas se puede expresar la relación entre las variables externas al sistema de ELYZ y las variables de cada celda. Las mismas son resumidas en las siguientes ecuaciones.

$$E_{ELYZ} = N_{elyz-s} E_{elyz} \quad (3.39)$$

$$i_{ELYZ} = S_{elyz} N_{elyz-p} i_{elyz} \quad (3.40)$$

$$P_{ELYZ} = p_{elyz} N_{elyz-s} N_{elyz-p} \quad (3.41)$$

$$\dot{n}_{ELYZ-H_2} = \dot{n}_{elyz-H_2} N_{elyz-s} N_{elyz-p} \quad (3.42)$$

donde S_{elyz} es la superficie de una CC.

3.2.3.3. Tanques almacenadores de gases (H_2 y O_2)

Si bien el gas más importante es el hidrógeno (combustible) y podría ser el único almacenado, la tecnología de BHO considerada en esta tesis utiliza gas oxígeno puro para realizar el proceso de combustión (y no extraído del aire como puede ser el caso).

Ambos gases son almacenados en tanques en forma gaseosa. Considerando el modelo de gases ideales se puede escribir

$$p_{gas} = \frac{RT n_{gas}}{V_{tanque-gas}} \quad (3.43)$$

donde R es la constante universal de los gases ($8,314472 J/mol.K$), T la temperatura absoluta del gas (K), n_{gas} el número de moles del gas (mol) y $V_{tanque-gas}$ el volumen del tanque (m^3).

Donde se puede considerar el número de moles como variable de estado del almacenador y puede calcularse como

$$n_{gas} = n_{gas-0} + \int n_{gas} dt \quad (3.44)$$

Tabla 3.8 Resumen de los parámetros del BHO extraídos de [40].

	CC	ELYZ
E_0 (V/celda)	0,875	1,75
R (Ω cm ²)	0,167	0,4
S (cm ²)	400	300
p_{max} (W/celda cm ²)	0,97	5
p_{min} (W/celda cm ²)	0,05	0,17
p_{auxmin} (W/celda cm ²)	$0,2p_{max}$	$0,3p_{max}$
k_{aux} (%)	8	5
Tanque H ₂		
p_{H_2max} (bar)	35	
p_{H_2min} (bar)	8	
T (K)	300	

Normalmente el volumen del tanque de hidrógeno es el doble que el de oxígeno lo cual produce que las variaciones de presión sean iguales (a iguales temperaturas) en ambos tanques ya que como mencionamos en la sección previa los números de moles de H₂ producidos (o consumidos) son el doble que los de O₂. Adicionalmente, si las presiones iniciales son idénticas obtenemos que la evolución de las mismas en ambos tanques son iguales durante el funcionamiento del BHO.

Existen límites máximos y mínimos de presión para un funcionamiento adecuado de los tanques ($p_{tanque-max}$ y $p_{tanque-min}$) los cuales definen la energía máxima útil.

$$E_{max-tanques} = \frac{(p_{tanque-max} - p_{tanque-min})V_{tanque-H_2}M_{H_2}E_{H_2}}{RT} \quad (3.45)$$

Resumen parámetros del BHO La tabla 3.8 resume los parámetros característicos y de funcionamiento de una CC, un ELYZ y del tanque de H₂ que componen el BHO en [40].

Para terminar de dimensionar un BHO se necesita la cantidad de CC ($N_{cc} = N_{cc-s}N_{cc-p}$) dispuestas en un arreglo serie-paralelo, la cantidad de ELYZ ($N_{elyz} = N_{elyz-s}N_{elyz-p}$) dispuestas en un arreglo serie-paralelo y el volumen del tanque de H₂ ($V_{tanque-H_2}$ y su complementario de O₂ de la mitad del volumen). Una vez definidos estos 3 parámetros se encuentra completamente dimensionado y parametrizado el modelo del BHO.

3.3. Caracterización de SAE

Una de las etapas más importante durante el diseño de un SAE es la selección de la tecnología a utilizar. Múltiples son los factores que influyen dicha selección, tanto características intrínsecas de los mismos (rendimiento, capacidades máximas de almacenamiento/potencia, autodescarga, tiempo de respuesta, etc) como características extrínsecas (gestión de la energía asociado, confiabilidad requerida, masa/volumen máximo admisible, etc) [53, 16]. Según la aplicación, estos aspectos pueden ser decisivos a la hora de elegir una tecnología.

Si hacemos foco en las características intrínsecas, una de las más relevantes es su capacidad de energía y de potencia. Dicho en otras palabras, los almacenadores de energía pueden ser caracterizados según su disponibilidad para entregar/almacenar potencia y energía. En este aspecto, los diagramas de Ragone [54] son ampliamente conocidos por su capacidad de mostrar visualmente las características de los SAE en función de sus potencias específicas y sus energías específicas.

3.3.1. Diagrama de Ragone

Consiste en la caracterización de distintos tipos de dispositivos almacenadores de energía según la disponibilidad máxima de energía a una descarga de potencia activa constante expresados en términos de potencia-específica (potencia por unidad de masa) y energía-específica (energía por unidad de masa).

En la Figura 3.18 puede verse como distintas tecnologías ocupan distintas regiones del plano energía-específica vs potencia-específica. Puede apreciarse como las baterías electroquímicas predominan frente a los SC en términos de energía específica (rango entre $10^4 - 10^6$ J/kg frente a un rango de $10 - 10^3$ J/kg), mientras que la situación se invierte desde el punto de vista de potencia específica ($10 - 10^2$ W/kg frente a $10^2 - 10^4$ W/kg).

La construcción de las regiones por tecnología se obtiene de la superposición de curvas de ensayo sobre múltiples SAE de cada tecnología. Dichos ensayos consisten en calcular la energía máxima que puede entregar un determinado SAE a partir de su EdE máximo bajo una potencia constante de descarga. Variando la potencia de descarga se obtiene una curva (energía máxima por potencia de descarga) como la que se observa en la esquina superior derecha de la Figura 3.18.

El principal beneficio de este diagrama es la posibilidad de una rápida y fácil comparación entre tecnologías (e incluso dentro de cada tecnología). El mismo relaciona la energía-específica máxima almacenable y la potencia-específica de descarga teniendo en cuenta las pérdidas internas y la autodescarga. Sin embargo no están contemplados los casos donde

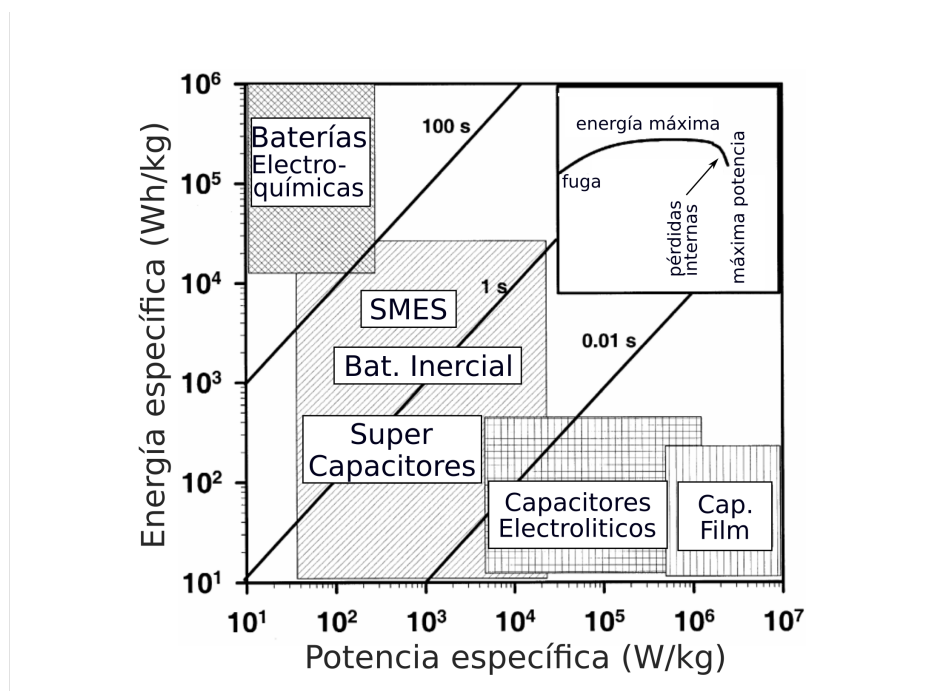


Figura 3.18 Diagrama de Ragone de caracterización de almacenadores de energía. Fuente: [55]

el EdE inicial no es el máximo, ni el proceso de descarga es a potencia variable ni cuando existen etapas de carga.

3.3.2. Caracterización según el Área de Operación Segura (AOS)

En la gran mayoría de los SAE la potencia máxima de descarga (y también de carga) no es constante y varía, en algunos casos considerablemente, con el EdE. Esto se debe a las limitaciones de sus variables internas para garantizar una operación segura, e.g., en un SC la corriente máxima de descarga es la principal limitante de la potencia máxima de descarga la cual disminuye al disminuir su tensión interna (es decir su EdE).

Para la caracterización de un SAE según sus capacidades de energía-potencia se define (de manera equivalente al AOS para semiconductores ⁴) el AOS en el plano Energía-Potencia (o simplemente AOS de ahora en más) como: *el AOS de un SAE es la condición de energía (interna almacenada) y potencia bajo la cuál el dispositivo puede operar sin dañarse.*

La caracterización propuesta consiste en calcular para cada estado de energía del SAE (vector Energía Interna Discretizado - EID) la potencia máxima de carga (P_{chmax}) y la potencia máxima de descarga (P_{dchmax}). Si bien las principales variables que limitan tanto la energía

⁴El área de operación segura de un dispositivo semiconductor de potencia se define como la condición de tensión y corriente bajo la cuál el dispositivo puede operar sin dañarse [56]

almacenada como la potencia son el estado de energía, la tensión y la corriente, también pueden mencionarse otras variables como la temperatura (tanto interna como externa) o la presión (e.g. tanque de H_2). Cada tecnología deberá ser estudiada de manera independiente para así calcular la relación entre energía almacenada, potencias máximas y limitaciones de sus variables para una operación segura.

En la Figura 3.19 se presenta un diagrama de flujo de los pasos propuestos para realizar el cálculo del AOS para un SAE.

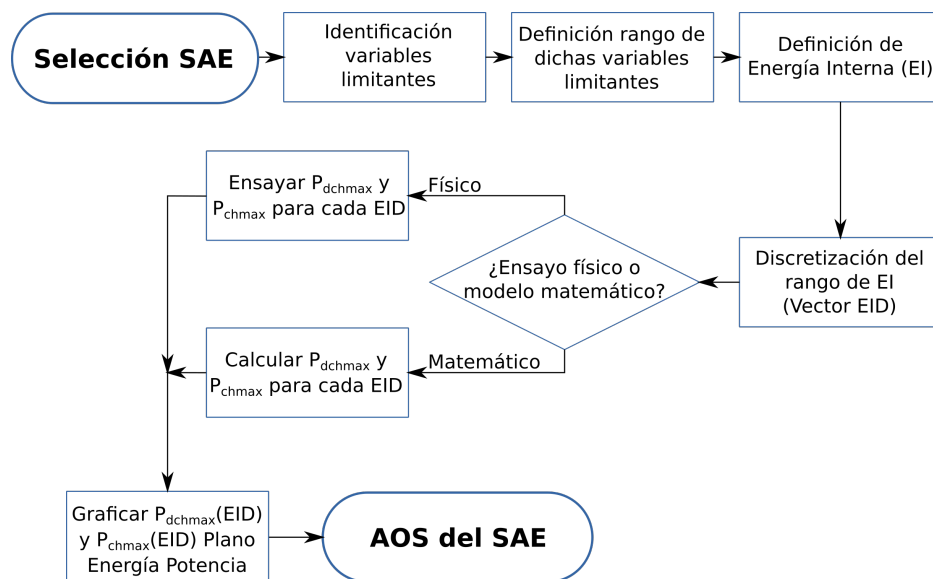


Figura 3.19 Diagrama de flujo para calcular el AOS de un SAE.

3.3.2.1. AOS de una batería de Litio-Ion

Para garantizar un funcionamiento seguro la tensión en bornes de la batería no debe superar un valor máximo, $V_{max-LiIon}$, ni descender por debajo de un mínimo, $V_{min-LiIon}$. Adicionalmente, las corrientes, tanto de descarga como de carga, poseen límites máximos, $I_{dch-max-LiIon}$ y $I_{ch-max-LiIon}$, respectivamente. Para evitar el envejecimiento prematuro también suele limitarse la excursión del EdC entre los valores EdC_{min} y EdC_{max} .

Modelo utilizado Para calcular la potencia máxima de carga (y descarga) se ignora la dinámica de la corriente (política conservadora), por lo que la ecuación de tensión expresada en 3.7 se reduce al equivalente de una fuente de tensión en serie con una resistencia no lineal, ambas dependientes del EdC.

$$v_{LiIon} = v_{0-LiIon}(EdC) - R_{NL-LiIon}(EdC)i_{LiIon} \quad (3.46)$$

donde

$$v_{0-LiIon}(EdC) = E_0 + Ae^{-BQ(1-EdC)} - K_1Q\left(\frac{1}{EdC} - 1\right)$$

$$R_{NL-LiIon}(EdC) = R + K_2\left(\frac{is_{dch}}{EdC} + \frac{is_{ch}}{1,1-EdC}\right)$$

Una particularidad de este modelo (y de prácticamente todos los modelos de baterías electro-químicas) es que el EdC representa la cantidad de *carga* remanente y no la cantidad de *energía* almacenada. Sin embargo hay vínculo directo entre ambos. Considerando la tensión a circuito abierto de la batería ($v_{0-LiIon}$) puede calcularse la energía almacenada como:

$$E_{LiIon}(EdC) = E_{0-LiIon} - \int_{t_0}^t v_{0-LiIon}(EdC)i_{LiIon}(\tau)d\tau \quad (3.47)$$

$$= E_{0-LiIon} - \int_{EdC_0}^{EdC} v_{0-LiIon}(EdC^*)QdEdC^* \quad (3.48)$$

En la Figura 3.20 se muestra la evolución de la tensión a circuito abierto en función de la carga extraída, Q_{dch} , (y adicionalmente el estado de carga EdC) y la variación de energía interna que se produce en el proceso de descarga. Se puede ver que a EdC elevados, los niveles de tensiones son también elevados y por ende la variación de energía interna (energía sustraída a la batería) para una misma cantidad de carga sustraída es mayor que para bajos niveles de EdC. Dicho de otra manera si se necesita sustraer una cantidad de energía de la batería, cuando el EdC es elevado la variación de carga es menor que para bajos niveles de EdC.

Energía vs Potencia A partir de la ecuación 3.46 y considerando que el EdC es una función de la energía interna podemos calcular la potencia de salida como

$$P_{LiIon}(E_{LiIon}) = (v_{0-LiIon}(E_{LiIon}) - i_{LiIon}R_{NL-LiIon}(E_{LiIon}))i_{LiIon} \quad (3.49)$$

$$= \frac{v_{0-LiIon}(E_{LiIon}) - V_{LiIon}}{R_{NL-LiIon}(E_{LiIon})}V_{LiIon} \quad (3.50)$$

donde podemos ver como la potencia de salida depende de la energía interna. Dicha potencia puede expresarse en función de la corriente o tensión de salida de la batería.

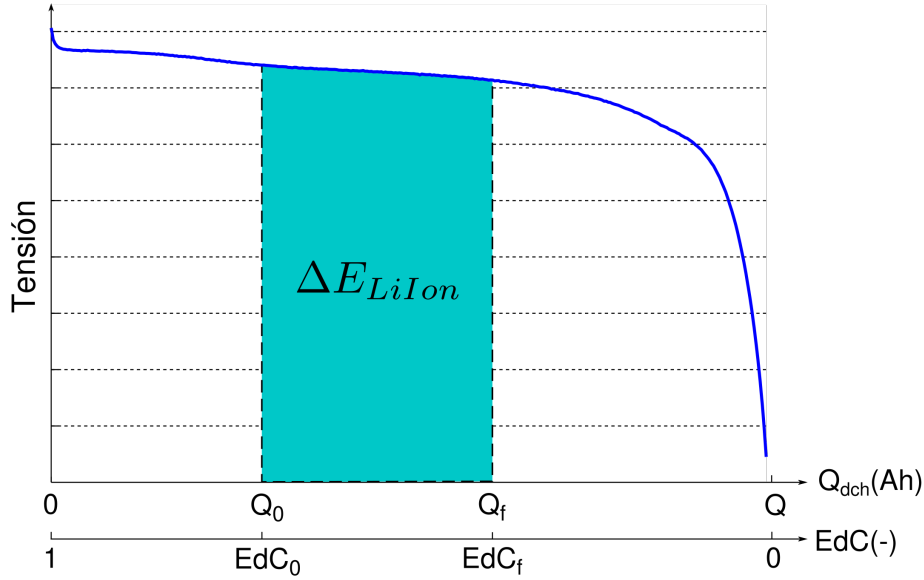


Figura 3.20 Curva de tensión a circuito abierto, $v_{0-LiIon}$, en función de la carga extraída, Q_{dch} , y el estado de carga de una BLI y el área que representa la energía descargada.

Definiendo los límites máximos de tensión y corriente llegamos a los siguientes límites de potencia en función de la energía interna.

$$P_{lim-LiIon}(E_{LiIon}) = \frac{V_{0-LiIon}(E_{LiIon}) - V_{lim-LiIon}}{R_{NL-LiIon}} V_{lim-LiIon} \quad (3.51)$$

$$V_{lim-LiIon} = \begin{cases} \min(V_{max-LiIon}, v_{0-LiIon}(E_{LiIon}) + R_{NL-LiIon} I_{ch-max-LiIon}) & \text{si } i_{LiIon} < 0 \\ \max(V_{min-LiIon}, v_{0-LiIon}(E_{LiIon}) - R_{NL-LiIon} I_{dch-max-LiIon}) & \text{sino} \end{cases} \quad (3.52)$$

Para cada nivel de energía almacenado se tiene una potencia de carga máxima y una potencia de descarga máxima. En la Figura 3.21 se dibujan estos límites en función de dicha energía almacenada para la batería Mottcell ⁵ dando como resultado un área. Dicha área es el AOS en energía-potencia.

Se observa que para niveles de energía cercanos al máximo la variable que limita la potencia de descarga es la corriente mientras que es la tensión máxima la que limita la potencia máxima de carga. De manera inversa, cuando el nivel de energía es bajo la tensión mínima limita la potencia máxima de descarga mientras que la corriente máxima de carga lo hace para la potencia máxima de carga.

⁵Estudiada en la Sección 3.2.1

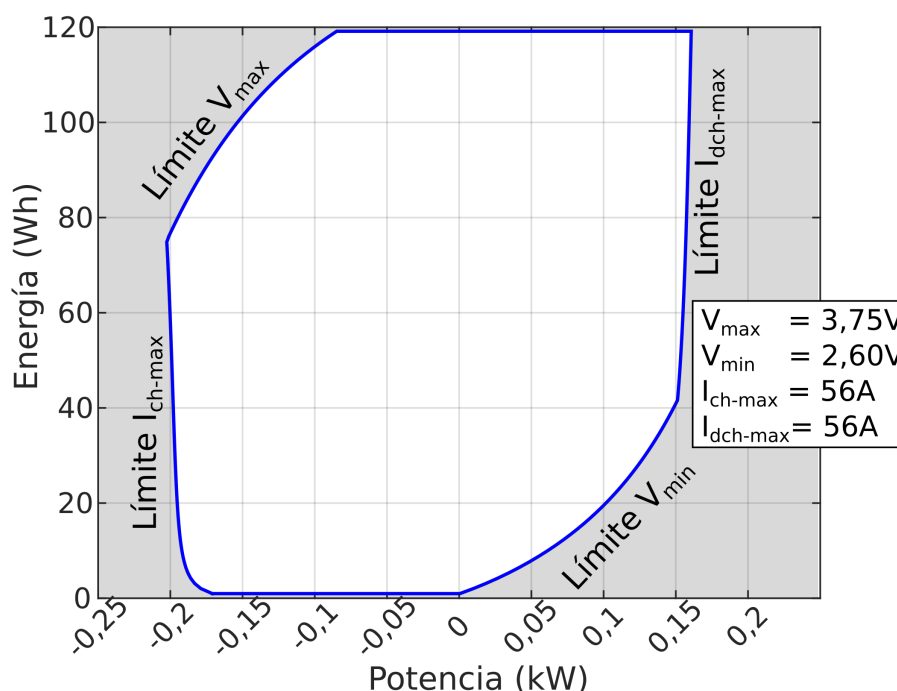


Figura 3.21 AOS en el plano EP para una batería Mottcell.

Validación experimental A fin de validar el concepto de AOS calculado a partir del modelo matemático se realizaron ensayos sobre una batería Mottcell para determinar experimentalmente sus límites de energía-potencia. La misma fue sometida a ciclos de carga y descarga, partiendo siempre del EdC pleno.

Los límites encontrados experimentalmente son superiores a los calculados, en particular cuando se consideró una elevada corriente máxima. Luego de observar que la temperatura interna (temperatura de los bornes) de la batería aumentaba $12^{\circ}C$, de realizar otros ensayos a menor corriente y de calcular los límites de potencia reduciendo el valor de la resistencia hipotetizamos que justamente dicha discrepancia se debe a la variación del valor de la resistencia interna a medida que aumenta la temperatura.

Estudios sobre como varían los parámetros con la temperatura escapan al alcance de este trabajo.

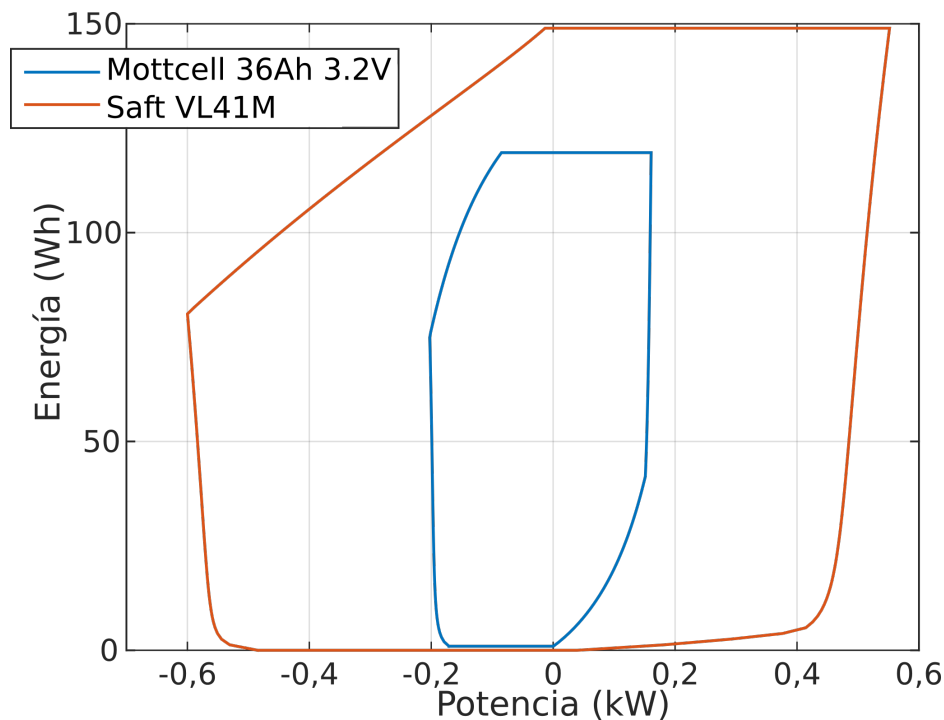
Comparación AOS entre baterías La primer ventaja de la obtención del AOS para la caracterización de DAE es una comparación visual entre distintos dispositivos de esta misma tecnología.

En la tabla 3.9 se muestran los parámetros de 2 baterías (Mottcell 3.2V38Ah y Saft-VL41M) considerados para el cálculo del AOS.

Tabla 3.9 Parámetros de las baterías MottCell y SAFT

	Saft-VL41M	Mottcell 3.2V38Ah
Tensión constante E_0 (V)	3,24	3,26
Constante de polarización K_1 (mV/Ah)	0,104	0,24
Amplitud de la zona exponencial A (mV)	750	74,5
Capacidad inversa de la zona exponencial B (1/Ah)	0,03	0,033
Resistencia interna R (m Ω)	1,97	6,36
Resistencia interna de polarización K_2 (m Ω)	0,104	0,747
Capacidad Q (Ah)	41	36,8
Constante de tiempo de la corriente filtrada T_f (s)	30	88

En la Figura 3.22 pueden verse las AOS de ambas baterías. Se aprecia que tanto en niveles de energía como de potencia la batería Saft es superior a la batería Mottcell.

**Figura 3.22** AOS en el plano EP para 2 baterías LiIon (MottCell y SAFT).

3.3.2.2. AOS de un Supercapacitor

De manera similar las baterías de Litio-Ion, los SC poseen una tensión máxima y mínima de funcionamiento, V_{max-sc} y V_{min-sc} , respectivamente. Mientras la tensión máxima está asociada a la máxima tensión admisible en bornes del dispositivo, la tensión mínima obedece

más a un parámetro de diseño del conjunto DAE - CEP. La corriente posee un único valor absoluto máximo, I_{max-sc} , es decir, el mismo para el proceso de carga y descarga.

Modelo utilizado Considerando el modelo con capacidad constante se puede calcular la energía almacenada como

$$E_{sc} = \frac{1}{2} C_{sc} V_{C_{sc}}^2 \quad (3.53)$$

Cabe mencionar que la resistencia de auto-descarga no influye en la potencia en bornes del SC.

Energía vs Potencia De manera similar a la BLI cuando el EdC (o nivel de carga) es elevado la tensión limita la potencia máxima de carga, mientras que la corriente máxima limita la potencia máxima de descarga. Adicionalmente, cuando el nivel de energía almacenado es bajo, es la corriente máxima la que limita la potencia de carga, mientras que la tensión mínima limita la potencia de descarga.

Para este caso particular, debido a que los niveles de tensión admisibles pueden llegar a ser bajos y las corrientes admisibles altas, la limitación de potencia puede estar dada por el límite de la máxima potencia extraíble de una fuente de tensión en serie con una resistencia. Esto pone un nuevo límite a la tensión inferior igual a la mitad de la tensión interna del SC, $V_{C_{sc}}/2$.

Podemos expresar los límites de potencia de la siguiente manera

$$P_{lim-sc}(E_{sc}) = \frac{V_{C_{sc}}(E_{sc}) - V_{lim-sc}}{R_{sc}} V_{lim-sc} \quad (3.54)$$

$$V_{lim-sc} = \begin{cases} \min(V_{max-sc}, V_{C_{sc}}(E_{sc}) + R_{sc}I_{max-sc}) & \text{si } i_{sc} < 0 \\ \max(V_{min-sc}, V_{C_{sc}}(E_{sc}) - R_{sc}I_{max-sc}, V_{C_{sc}}/2) & \text{sino} \end{cases} \quad (3.55)$$

En la Figura 3.23 puede verse como disminuyen considerablemente los niveles de potencia de descarga a bajos niveles de energía como así también la asimetría en los límites en los procesos de carga y descarga.

Validación experimental Se realizaron validaciones experimentales a partir de los ensayos de carga y descarga usados en la Sección 3.2.2.3. Estimando la tensión interna durante todo el ensayo y calculando la energía en relación con esta tensión se obtiene que el AOS experimental es prácticamente idéntica a la teórica calculada a partir del modelo. Así como se calcularon y validaron por simulación las AOS de los modelos con capacidad constante, también se realizaron los cálculos y validaciones para los modelos con capacidad variable dando como resultado AOS muy similares.

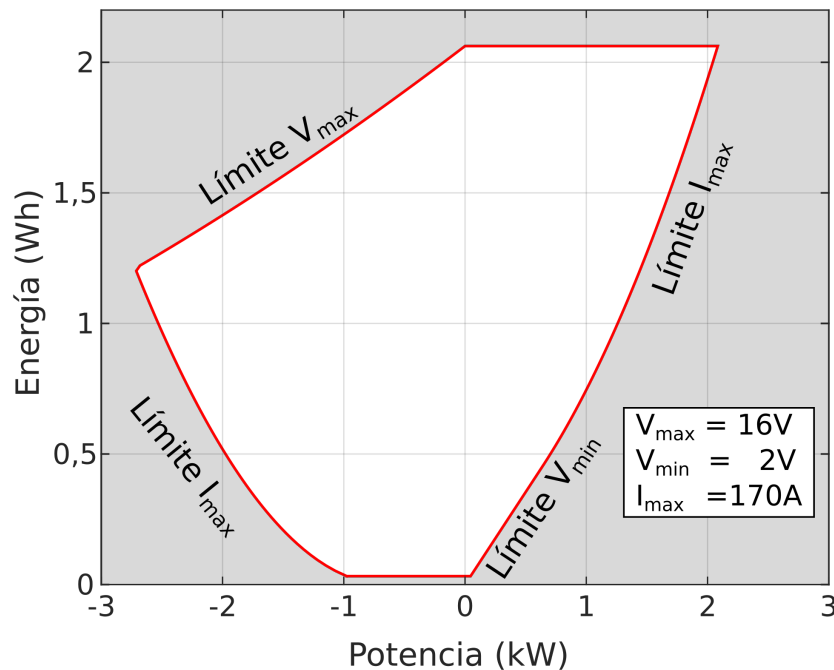


Figura 3.23 AOS en el plano EP para un SC Maxwell 16V 58F.

Comparación AOS entre SC A partir de los parámetros de distintos SC se puede calcular las AOS de cada uno y compararlos gráficamente. Esto se puede ver en la Figura 3.24 donde se muestran las AOS de 3 SC de la marca Maxwell de distintos tamaños (Maxwell BMOD0058 E016, BMOD0006 E0160 y BMOD0083 P048; hojas de datos en los Anexos C.1, C.2 y C.3, respectivamente) cuyos parámetros se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Parámetros de 3 SC de Maxwell Inc.

Modulo BMOD00	58 E016	06 E160	83 P048
C_{sc} (F)	58	5,8	83
R_{sc} (mΩ)	22	220	10
V_{max} (V)	16	160	48
I_{max} (A)	170	170	1150

3.3.2.3. AOS de una batería de Hidrógeno-Oxígeno

El caso de la BHO es ligeramente distinto que los anteriores ya que los 3 elementos que la componen son independientes y cada uno se relaciona de manera directa con uno de los límites antes mencionados (E_{max} , $P_{dch-max}$ y P_{ch-max}).

Los niveles de energía de la batería están determinado por la cantidad de moles de ambos gases, que se calculan según el volumen de los tanques y sus presiones, mientras que la

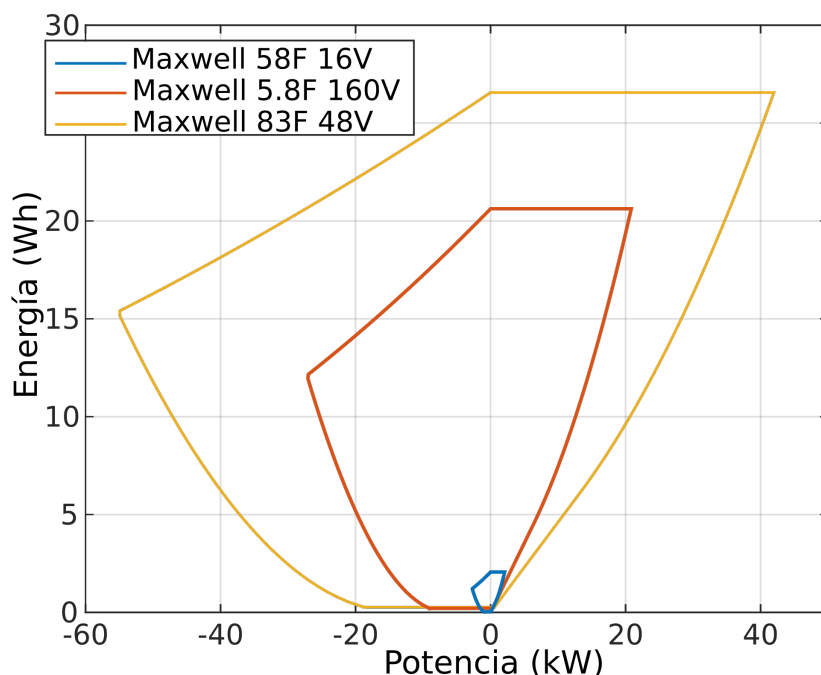


Figura 3.24 AOS en el plano EP para 3 SC Maxwell.

potencia de carga máxima corresponde a la máxima potencia del ELYZ y la potencia de descarga máxima a la potencia máxima de la CC.

Modelo utilizado El modelo utilizado es el descrito en la Sección 3.2.3 considerando que tanto el ELYZ como la CC están compuestos por una sola celda o membrana y que el volumen del tanque es de 1m^3 .

Energía vs Potencia Los límites de presión en los tanques limitan la cantidad de energía almacenable. La potencia de descarga máxima es la potencia máxima de la CC menos la potencia de los auxiliares.

$$p_{cc-out-max} = p_{cc-max} - p_{cc-aux} = p_{cc-max}(1 - k_{cc-aux}) - p_{cc-auxmin} \quad (3.56)$$

Mientras que la potencia de carga máxima la determina la potencia máxima del ELYZ más la potencia de los auxiliares.

$$p_{elyz-in-max} = p_{elyz-max} + p_{elyz-aux} = p_{elyz-max}(1 + k_{elyz-aux}) + p_{elyz-auxmin} \quad (3.57)$$

No existe influencia del EdE sobre la potencia de carga máxima ni la potencia de descarga máxima. Esto puede apreciarse en la forma rectangular del AOS en el plano EP, Figura 3.25.

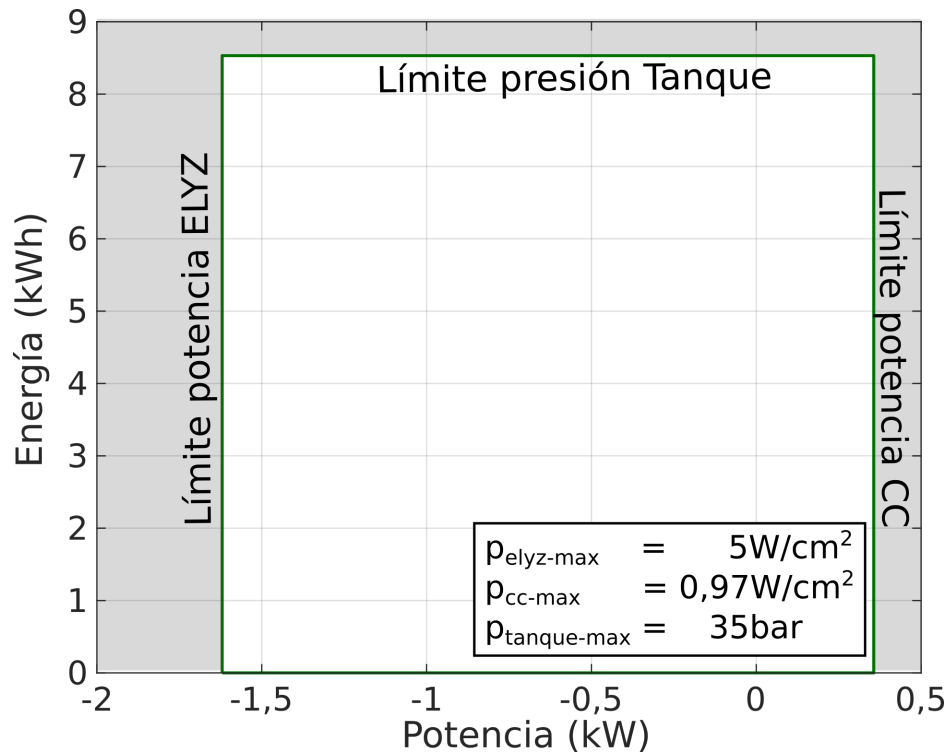


Figura 3.25 AOS en el plano EP para una BHO compuesta por una celda ELYZ, una celda CC (según Tabla 3.8) y un tanque de hidrógeno de 1m³.

3.3.2.4. Comparación Multi-tecnológica

Como se mencionó en la introducción de esta sección, el objetivo de la caracterización los DAE es poder comparar no sólo dispositivos de una misma tecnología sino también de diferentes tecnologías. En la Figura 3.26 pueden verse las AOS de los 6 DAE estudiados hasta el momento. Se aprecia las diferencias notables entre las tecnologías. Las BHO son las más energética de todas, mientras que las BLI son menos energéticas pero de potencias máximas comparables. Finalmente, los SC son los DAE de mayor potencia en desmedro de sus capacidades energéticas.

3.4. AOS-específica

Si bien el AOS en el plano EP sirve para comparar las capacidades entre DAE definidos, muchas veces son de tamaños muy distintos. Por ejemplo, podemos preguntarnos que SC es *mejor*, el Maxwell 58F 16V o el Maxwell 5,8F 160V. En la Figura 3.27a se observa que el segundo posee mayores límites tanto de energía como de potencia. ¿Pero esto lo hace *mejor* o simplemente más grande?

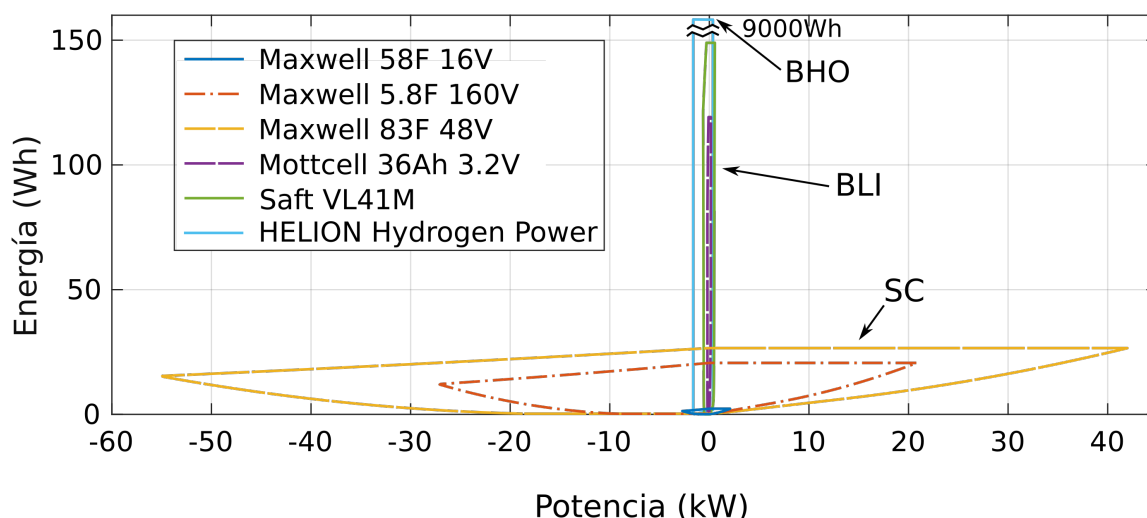


Figura 3.26 AOS en el plano EP para los 6 DAE analizados: 3 SC, 2 BLI y 1 BHO.

De manera equivalente al Diagrama de Ragone, las AOS se pueden *especificar* en función de un parámetro y comparar los distintos DAE usando dichas AOS-específicas.

Tomemos por ejemplo el mismo parámetro especificante que adopta Ragone: la masa. Dividiendo ambos ejes del AOS de un DAE por su masa, obtenemos un AOS específica por masa. En la Figura 3.27b puede verse dicha AOS-específica en masa para 2 SC Maxwell y cuyos ejes son la energía específica por masa (Wh/kg) y la potencia específica por masa (kW/kg). Puede verse que aunque el SC de 5,8F y 160V sigue siendo superior al de 58F y 16V la diferencia entre las AOS es menor. La elección de la masa como parámetro especificante es usualmente usado para el diseño de sistemas eléctricos móviles donde el peso juega un rol importante en el desempeño del sistema.

Otro parámetro de gran importancia en la concepción de sistemas es el costo. Eligiendo el costo del DAE como parámetro especificante se obtiene, nuevamente para el caso de los 2 SC, las áreas de la Figura 3.27c. Observando que las unidades de los ejes son la energía por unidad monetaria ($Wh/\$$) y la potencia por unidad monetaria ($kW/\$$), puede apreciarse que en este caso el SC de 58F es el que predomina, en particular desde el punto de vista de energía específica.

Esta misma caracterización, el AOS-específica usando la masa y el costo como parámetros especificantes, se extiende a los 6 DAE estudiados y se obtiene la Figura 3.28.

Se observa una clara preponderancia de los SC en términos de potencia, tanto específica por masa como por costo de inversión. Sin embargo, desde el punto de vista energéticos son los más débiles.

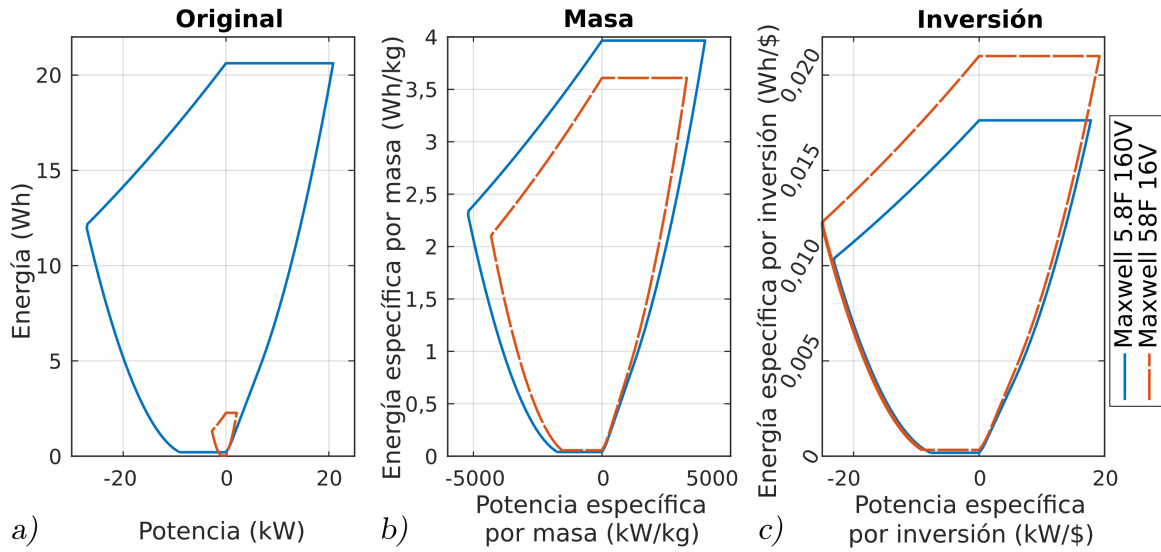


Figura 3.27 AOS para 2 SC Maxwell en a) el plano EP, b) el plano EP específico por masa y c) en el plano EP específico por costo de inversión.

De manera opuesta, la BHO es la más beneficiosa desde el punto de vista energético aunque no así en términos de potencia.

En cuanto a las 2 BLI consideradas, se observa que la batería Saft es superior a la Mottcell desde el punto de vista de la potencia obtenida tanto por masa como por unidad monetaria invertida. Pero desde el punto de vista energético la Mottcell es superior cuando se considera el costo de inversión.

En la caracterización según el AOS-específica también puede verse las regiones tecnológicas. Se evidencia la afirmación de que los SC son almacenadores de *potencia* mientras que las BLI son almacenadores de *energía*. Además se agregan las BHO que son incluso más energéticas que las BLI.

3.5. Conclusiones

En este capítulo se presentaron los modelos de DAE de las 3 tecnologías (BLI, SC y BHO) usadas en el transcurso de la tesis. Del estudio bibliográfico sobre modelos de BLI se seleccionó y mejoró uno de los comúnmente usados [2]. Estas mejoras, junto con la ampliación de los métodos de estimación de parámetros fueron presentados en [30]. Dichas modificaciones permiten obtener homogeneidad dimensional, importante a la hora de escalar modelos, y un mejor desempeño del mismo en términos de la estimación de la tensión. Se validaron las afirmaciones anteriores experimentalmente.

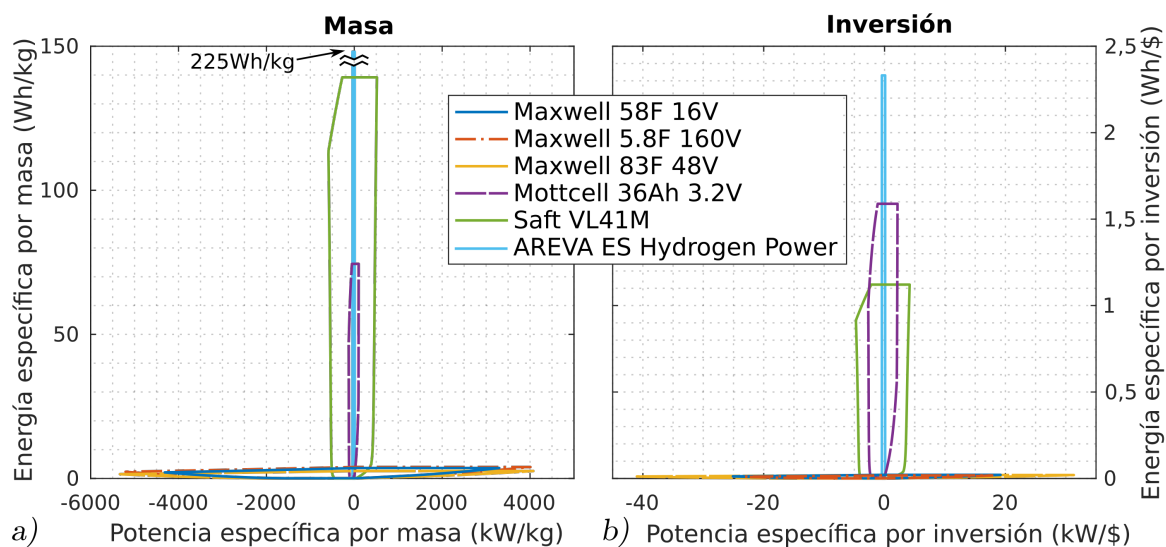


Figura 3.28 AOS para los 6 DAE analizados (3 SC, 2 BLI y 1 BHO) en a) el plano EP específico por masa y b) el plano EP específica por costo de inversión.

En términos de caracterización de DAE nos focalizamos en sus capacidades de energía-potencia. Sabiendo que en la gran mayoría de los DAE la potencia máxima (carga o descarga) depende del EdE del DAE, una de las principales contribuciones de este trabajo es la definición de AOS en el plano EP de los DAE que sintetiza visualmente las capacidades de energía y potencia del mismo. Esta idea permite caracterizar los dispositivos y comparar no solo elementos de una misma familia sino transversalmente entre tecnologías. En el Capítulo 5 se muestra como usar el AOS del DAE para dimensionar un SAE.

Adicionalmente, se introduce el concepto de AOS-específica. El mismo consiste en dividir el AOS original por algún parámetro del DAE. Este método permite superar las diferencias de tamaño intrínseca entre distintos dispositivos y constituyen, como veremos en la Sección 5.4, una *huella digital* de cada solución compuesta por dichos dispositivos. Se puede comparar rápidamente dispositivos y permite observar cuál ofrece mayores capacidades de energía-potencia por cada unidad del parámetro especificante, e.g., si el parámetro especificante es la masa veremos los límites de energía-potencia por cada kg del SAE compuesto por dicho DAE. De manera similar al diagrama de Ragone, dispositivos de la misma tecnología definen sectores próximos e incluso con formas similares. Sin embargo, la caracterización por AOS-específica no se limita únicamente al parámetro masa y puede extenderse a cualquier otro parámetro. Si elegimos el costo podremos comparar los dispositivos según el área de energía-potencia obtenido por unidad monetaria invertida. Este parámetro especificante es de suma importancia, sobre todo en sistemas estacionario donde ni la masa ni el volumen suelen

ser limitantes. Diversos parámetros pueden ser elegidos para realizar dicha especificación: Volumen, Emisiones de CO₂ durante su ciclo de vida [57], Contenido Energético [15], etc.

Capítulo 4

Emulación de Sistemas

La emulación de un sistema físico consiste en imitar su comportamiento usando otro sistema o dispositivo. Existen múltiples beneficios por los cuales realizar dicha emulación entre los que podemos destacar la reducción de los tiempos de desarrollo, reducción de los costos, chequeo de funcionamiento de controladores asociados, etc [58].

En este capítulo se presentan los trabajos realizados para la construcción de modelos emuladores escalados, tanto matemáticos como físicos. Estos emuladores posibilitan la experimentación en laboratorio a escala reducidas de tensión, corriente, potencia, energía, tiempo, etc. Por ejemplo, permiten capturar las variaciones estacionales de una Micro Red Eléctrica Inteligente (MREI) con fuentes de generación solar y eólica y almacenamiento de energía sobre un horizonte anual en un día de experimentación o el comportamiento de un sistema de generación solar residencial con almacenamiento de energía sobre un horizonte de un día en una hora de experimentación.

El método utilizado para construir un modelo emulador consiste en calcular los valores que deben tener los parámetros de dicho modelo para obtener semejanza dimensional con el modelo original o emulando. Partiendo del análisis dimensional del modelo de un sistema y usando el Teorema π de Vaschy-Buckingham se obtiene un modelo adimensional del mismo (los grupos- π). Una vez obtenidos dichos grupos- π es fácil calcular las relaciones entre las magnitudes físicas del sistema emulador y el sistema emulando que permiten obtener semejanza dimensional. El método es ejemplificado utilizando un caso típico de la literatura, el movimiento de un péndulo.

Posteriormente, se aplica el método de escalado al modelo matemático no lineal de la Baterías de Litio-Ion (BLI), desarrollado en la Sección 3.2.1, para obtener un modelo escalado en las variables tensión, corriente y tiempo. Se valida la semejanza dimensional entre todos los modelos vía simulación.

Luego se analiza la construcción de emuladores físicos de un Sistema Almacenador de Energía de Baterías (SAEB) (compuesto por arreglos de BLI) y su viabilidad para obtener semejanza dimensional. Se valida que el escalado en tensión y corriente se puede obtener a partir de la construcción de arreglos serie-paralelo de baterías mientras que el escalado temporal posee dificultades de implementación. Dichos emuladores físicos se validaron experimentalmente y se evidenciaron las complicaciones a la hora de obtener un modelo físico escalado en tiempo.

Para superar las limitaciones debido a las restricciones de los sistemas físicos (en este caso particular con la batería y el escalado temporal) se puede implementar el modelo matemático dentro de un procesador y vincularlo con el resto del sistema a través de una interfaz (en este caso de potencia eléctrica controlada), es decir un emulador físico-simulado. Este esquema se lo conoce como simulación Hardware-In-the-Loop (HIL) y la semejanza dimensional es siempre factible.

4.1. Introducción

Se pueden distinguir 2 tipos de emulación: emulación físico-simulada (comúnmente conocida como Hardware-In-the-Loop (HIL)) y emulación física. La primera consiste en un modelo matemático de la planta corriendo en tiempo real dentro de un procesador y vinculado a través de una interfaz con el resto del sistema, e.g., modelo del tren de tracción de un vehículo para ensayo de la ECU asociada [59]. El segundo consiste en un dispositivo físico cuyo comportamiento es semejante a la planta real, e.g., maquetas de aspas que son analizadas en túneles de viento.

La emulación físico-simulada tiene como principal beneficio la versatilidad de su implementación y sus posteriores modificaciones. Tomando como ejemplo del desarrollo e implementación de sistemas de control, y como se mencionó en el Capítulo 2, suele utilizarse en la etapa de ensayo final del controlador embebido antes de ser conectado a la planta real. De esta manera cualquier desperfecto o mal funcionamiento del controlador embebido puede ser detectado y corregido sin producir daños sobre la planta real. Es sumamente ventajoso ya que pueden repetirse ensayos donde se garantiza que el comportamiento de la planta será siempre el mismo (ante las mismas excitaciones externas). Adicionalmente, es posible realizar ensayos en situaciones poco usuales, indeseadas y/o destructivas del sistema. Tiene la desventaja que cualquier efecto no modelado, valga la redundancia, no formará parte del emulador-simulado. Por lo que la implementación en el sistema físico real tendrá una dosis de incertidumbre debido a los fenómenos no modelados.

La emulación física reproduce el comportamiento de la planta real pero con elementos físicos reales. Esto permite no solo verificar los fenómenos considerados, sino también analizar la influencia de los que no se tuvieron en cuenta. Siendo esta característica su principal ventaja, i.e, su mayor cercanía (desde el punto de vista de etapa de desarrollo) con el sistema final.

En general los motivos para realizar la emulación de un sistema son: la adaptación de tamaño u otras magnitudes físicas del sistema, la imposibilidad de acceso al mismo o la inadecuación de los tiempos de ensayo sobre el dicho sistema. Una de las características principales de los emuladores es que permiten una adaptación de las magnitudes de sus variables. En otras palabras son representaciones escaladas de los sistemas físicos originales.

La teoría de semejanza dimensional ¹ es la rama de la ciencia, basada en el análisis dimensional, que estudia la condiciones necesarias y suficientes de semejanza entre fenómenos. Es una herramienta que permite predecir el comportamiento del sistema bajo estudio a partir del comportamiento del emulador. En la Figura 4.1 se conceptualiza el vínculo entre el sistema emulador y el sistema original (o emulado) para el estudio estructural de un prototipo.

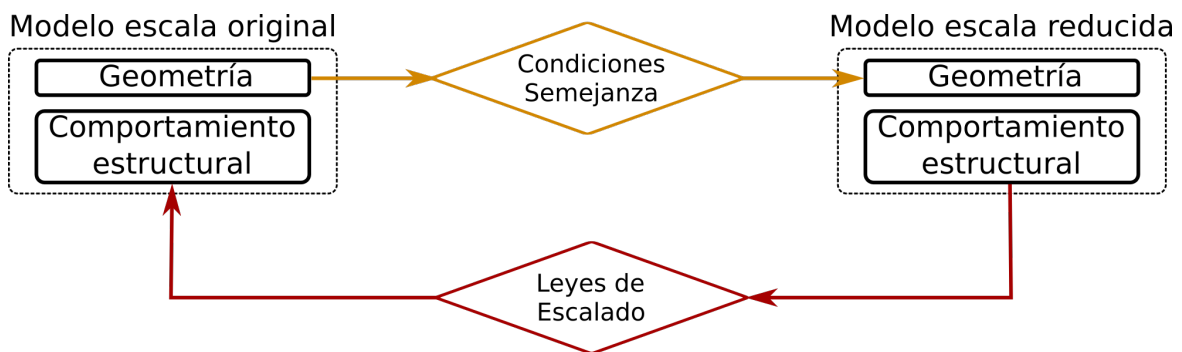


Figura 4.1 Esquema del proceso de emulación de un sistema estructural. Fuente [58].

El estudio de los fenómenos del sistema original permite la creación de prototipos o banco de ensayos (emulador). Existen múltiples trabajos donde se construyeron emuladores a escala reducida en potencia. Un escalado basado en análisis dimensional de un modelo básico de batería electro-química fue presentado en [60] en el contexto de diseño y evaluación de un Vehículos Eléctricos e Híbridos (VEH). En [61] el procedimiento de escalado en un modelo de batería más complejo, teniendo en cuenta no linealidades y comportamientos dinámicos, fue implementado en un emulador-simulado y validado experimentalmente. Sin embargo el procedimiento fue hecho ad-hoc. En el contexto de emulación del tren de tracción de VEH, un método basado en análisis dimensional fue desarrollado en [62] para obtener los factores

¹también conocida como Similitud

de escala entrada/salida (corriente/tensión) de un complejo modelo matemático de la batería y experimentalmente validados en un emulador físico escalado en tensión y corriente.

El trabajo mostrado en el presente capítulo consistió en formalizar el procedimiento de escalado desarrollado en [61] usando análisis dimensional, similar al realizado en [62], pero haciendo foco en la obtención de modelos escalados no solo en tensión y corriente, sino también en tiempo. Dicho procedimiento fue aplicado a un Sistema Almacenador de Energía (SAE) basado en BLI, ensayado vía simulación y emulación, y los resultados fueron publicados en [20].

Posteriormente el procedimiento fue aplicado a un generador eólico y los resultados fueron publicados en [21, 22].

4.2. Análisis Dimensional

El análisis dimensional es una herramienta muy potente a la hora de analizar sistemas y se basa en el hecho de que las leyes físicas deben ser independientes de las unidades utilizadas para asignar valores a sus magnitudes físicas [63, 64].

Desde los primeros cursos de física se les enseña a los alumnos a verificar las dimensiones de las ecuaciones, e.g., que los términos de una suma tengan las mismas unidades. El concepto de dimensión fue destacado en la obra [65] en la frase: *Es necesario hacer notar que cada magnitud, indeterminada o constante, tiene una dimensión que le es propia, y que los términos de una no podrían ser comparados si no tuviesen el mismo exponente de dimensiones*. Pero el análisis dimensional es mucho más poderoso que la simple comparación de 2 magnitudes.

Analicemos, por ejemplo, la oscilación de un péndulo. Este ejemplo es ampliamente usado en la bibliografía para resaltar la utilización del análisis dimensional. El período de oscilación (t_{osc}) puede depender de la aceleración de la gravedad (g), la longitud de hilo (l), la masa (m) y/o el ángulo máximo de oscilación (θ_0). Cada uno de estas cantidades poseen unidades que pueden resumirse en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Cantidades y sus unidades del péndulo simple.

Nombre de la cantidad	Símbolo	Formula Dimensional
Período de oscilación	t_{osc}	T
Longitud del péndulo	l	L
Masa del péndulo	m	M
Aceleración gravedad	g	LT^{-2}
Amplitud angular máxima	θ_0	-

Las letras mayúsculas (T, L y M) en la *Formula Dimensional* representan las unidades fundamentales de tiempo, longitud y masa respectivamente. La *Formula Dimensional* muestra como la magnitud numérica de las cantidades dependen de las unidades fundamentales elegidas.

Nuestro objetivo es encontrar t_{osc} en función de l , m , g y θ_0 de manera tal de que la relación se mantenga independientemente del tamaño de sus unidades fundamentales.

$$t_{osc} = f(l, m, g, \theta_0) \quad (4.1)$$

Puede verse como la magnitud numérica del período de oscilación depende únicamente del tamaño de la unidad de tiempo (T) elegida y deberá permanecer inalterada independientemente del tamaño de las unidades de masa y longitud. Por lo tanto, los elementos de entrada de la función en la expresión 4.1 deben combinarse de forma tal de que su resultado (magnitud numérica) no se vea alterado cuando cambien las unidades fundamentales de masa y longitud. Se observa que la unidad de masa (M) solo afecta a la masa del péndulo, por lo que si la unidad fundamental de la masa cambia, este cambio no se puede compensar con ninguna otra cantidad ya que no se ven afectadas por el cambio de unidad de masa. Por lo tanto la masa no puede formar parte de la fórmula para calcular el período de oscilación reduciendo la ecuación 4.1 a

$$t_{osc} = f(l, g, \theta_0) \quad (4.2)$$

Procediendo de manera similar con la unidad de longitud (L) se analizan las cantidades de dependen de ella: l y g . Ambas deben entrar en la función de manera tal de que un cambio en la unidad fundamental de longitud no afecte la magnitud numérica de la entrada. A partir de las fórmulas dimensionales en la Tabla 4.1 se deduce que l puede dividirse por g obteniendo la siguiente expresión:

$$t_{osc} = f(l/g, \theta_0) \quad (4.3)$$

De esta manera un cambio en el tamaño de la unidad fundamental de longitud no altera la magnitud numérica de l/g ya que depende únicamente del tamaño de la unidad tiempo ($[l/g] = T^2$). Adicionalmente, como la cantidad θ_0 es adimensional, deducimos que al término l/g se le debe aplicar una raíz cuadrada para obtener la dimensión de tiempo. Por lo que la ecuación 4.3 se puede expresar como:

$$t_{osc} = \sqrt{l/g} \Phi(\theta_0) \quad (4.4)$$

Comparando la ecuación 4.4 con la ecuación obtenida a partir del estudio analítico de movimiento, ecuación 4.5, vemos que se cumplen las relaciones propuestas entre las magnitudes.

$$t_{osc} = \sqrt{l/g} \int_0^{2\pi} \frac{4d\phi}{\sqrt{1 - \sin^2 \frac{\theta_0}{2} \sin^2 \phi}} \quad (4.5)$$

4.2.1. Adimensionalización

La adimensionalización de modelos físicos es un método exitosamente usado en la ciencia y la ingeniería. Es bien conocida la técnica de normalización (escalado) que consiste en referenciar todas las magnitudes físicas a cierto valor de referencia o base. Puede destacarse el caso en ingeniería eléctrica donde los valores nominales de potencia, tensión, frecuencia angular, entre otros son usados para el estudio de sistemas eléctricos de potencial [66]. O también la utilización de tensión, corriente y velocidad de rotación nominal de máquinas eléctricas para su estudio dinámico [67]. Esta técnica y muchas otras se desprenden del análisis dimensional.

Siguiendo con el ejemplo del péndulo, pero considerando pequeñas amplitudes, analizamos su movimiento en función del tiempo. Para ello agregaremos 2 cantidades al estudio: el ángulo del brazo (θ) y el tiempo transcurrido (t) y obtenemos la siguiente ecuación.

$$\theta(\theta_0, t_{osc}, t) = \theta_0 \sin(t/t_{osc}) \quad (4.6)$$

Definiendo $\pi_1 = \theta$, $\pi_2 = \theta_0$ y $\pi_3 = t/t_{osc}$ como variables en por unidad y utilizando la ecuación anterior obtenemos.

$$\pi_1(\pi_2, \pi_3) = \pi_2 \sin(\pi_3) \quad (4.7)$$

Vemos que dicha función, adimensional, está compuesta por variables adimensionales que fueron obtenidas a partir de relaciones de cantidades físicas relevantes del sistema. Es importante destacar que los ángulos, cuya unidad de medida es el radian, son adimensionales por definición.

La utilización de las variables adimensionales (o grupos- π) nos permite no sólo independizarnos de las unidades sino también simplificar el número de variables involucradas en las ecuaciones y, como veremos posteriormente, encontrar semejanzas entre sistemas de distintas dimensiones o incluso de distinta naturaleza.

No importa cuál sea el sistema ni cuan complicadas son las relaciones entre sus variables siempre podremos adimensionalizarlo. Dicha afirmación se encuentra formalizada en el Teorema de Vaschy-Buckingham [68].

4.2.2. Teorema de Vaschy-Buckingham

El teorema de Vaschy-Buckingham [68] formaliza lo ejemplificado en las secciones anteriores de la siguiente manera. Si existe una ecuación física que involucre un número N_V de cantidades físicas la misma puede ser reescrita como una ecuación de N_P variables adimensionales. Donde $N_P = N_V - R_{DM}$ siendo R_{DM} el número de unidades fundamentales (o rango de la matriz dimensional).

Es decir, a partir de una función, f , que relaciona las N_V cantidades de un sistema, (q_j) , expresada de la siguiente manera

$$f(q_1, q_2, \dots, q_{N_V}) = 0 \quad (4.8)$$

puede obtenerse otra ecuación que relaciona N_P variables adimensionales denominadas grupos- π (π_i)

$$F(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{N_P}) = 0 \quad (4.9)$$

donde cada π_i es calculado de la siguiente manera

$$\pi_i = q_1^{a_1^i} q_2^{a_2^i} \dots q_{N_V}^{a_{N_V}^i} \quad (4.10)$$

Analizando el caso del péndulo, nuevamente podemos calcular los siguientes grupos- π .

$$\pi_1 = \theta^1 \theta_0^0 t_{osc}^0 l^0 g^0 m^0 = \theta \quad (4.11)$$

$$\pi_2 = \theta^0 \theta_0^1 t_{osc}^0 l^0 g^0 m^0 = \theta_0 \quad (4.12)$$

$$\pi_3 = \theta^0 \theta_0^0 t_{osc}^{-1} l^0 g^0 m^0 = t/t_{osc} \quad (4.13)$$

$$\pi_4 = \theta^0 \theta_0^0 t_{osc}^{-1} l^{0,5} g^{-0,5} m^0 = \sqrt{l/g}/t_{osc} \quad (4.14)$$

A partir de dicho grupo podemos reescribir las 2 ecuaciones del péndulo simple,

$$t_{osc} = \sqrt{l/g} \quad \Rightarrow \pi_4 = 1 \quad (4.15)$$

$$\theta(\theta_0, t_{osc}, t) = \theta_0 \text{sen}(t/t_{osc}) \quad \Rightarrow \pi_1(\pi_2, \pi_3) = \pi_2 \text{sen}(\pi_3) \quad (4.16)$$

obteniendo un modelo en donde sus variables son adimensionales (grupos- π) y las relaciones entre ellas también.

4.2.3. Grupos adimensionales (Grupos- π)

El cálculo de la relación de las cantidades físicas del sistema para la obtención de los grupos- π no es trivial pero puede realizarse de manera ordenada a través del siguiente método. En primera instancia se construye la *matriz dimensional* que representa la relación de dimensiones para cada cantidad física del sistema. Las filas corresponden a las dimensiones y las columnas a las cantidades físicas, mientras que las entradas de la matriz representan los exponentes de dicha dimensión en la cantidad correspondiente.

	θ	θ_0	t	l	m	g	t_{osc}
T	0	0	1	0	0	-2	1
L	0	0	0	1	0	1	0
M	0	0	0	0	1	0	0

A partir de dicha matriz se calcula el rango de la misma, R_{DM} , que representa el número de cantidades independientes que permitirán el cálculo de los grupos- π . Para ello se divide la matriz dimensional en dos: la matriz cuadrada A de tamaño y rango R_{DM} (últimas R_{DM} columnas) y la matriz B (primeras N_p columnas). Se puede ver que en este caso las cantidades masa, gravedad y tiempo de oscilación son las cantidades independientes lo cual deja 4 cantidades dependientes para el cálculo de los grupos- π .

Luego se expanden las filas de la matriz dimensional agregando N_p filas (1 por cada cantidad dependiente). Esto define 2 matrices: una cuadrada debajo de la matriz B y otra de $N_p \times R_{DM}$ denominada matriz C. Las entradas de las matrices representan el exponente de la cantidad asociada a cada columna para la formación de dicho grupo adimensional. Si bien la matriz puede definirse de múltiples formas, por simplificación generalmente se define como la matriz identidad I_{N_p} siendo la matriz C la única incógnita.

Se demuestra en [64] que la matriz C se calcula según la siguiente ecuación

$$C = -(A^{-1}B)^T \quad (4.17)$$

Obteniendo para el caso del péndulo el siguiente resultado

	θ	θ_0	t	l	m	g	t_{osc}
T	0	0	1	0	0	-2	1
L	0	0	0	1	0	1	0
M	0	0	0	0	1	0	0
π_1	1	0	0	0	0	0	0
π_2	0	1	0	0	0	0	0
π_3	0	0	1	0	0	0	-1
π_4	0	0	0	1	0	-1	-2

De donde se obtiene la relación de las cantidades físicas para calcular las variables adimensionales. Se puede destacar que el π_4 obtenido a través de este método difiere del calculado heurísticamente en 4.14. Las cantidades relacionadas son las mismas aunque de exponente distintos. Sin embargo la relación entre dichos exponentes es la misma llevando a una equivalencia entre ambos parámetros π .

$$\pi_{4-metodo} = l/g/t_{osc}^2 = (\sqrt{l/g}/t_{osc})^2 = \pi_{4-heuristico}^2 \quad (4.18)$$

4.2.3.1. Diagrama de flujo del método- π

En la Figura 4.2 se observa el diagrama de flujo del procedimiento completo para la obtención del modelo adimensional en grupos- π descrito en [64].

4.2.4. Semejanza Dimensional

En el estudio de equivalencia entre sistemas existen diferentes tipos de semejanzas. Podemos nombrar la semejanza geométrica en donde dado dos objetos, de tamaños diferente, se puede obtener uno a partir del simple escalado de las dimensiones espaciales del otro. O la semejanza cinemática en donde dado 2 sistemas que se mueven, existe una correspondencia entre sus desplazamientos, velocidades y aceleraciones; y el tiempo en que ocurren. Pero dichas semejanzas solo tiene en cuenta algunas de las variables del sistema. Si deseamos hacer un análisis más profundo requiere comparar todas las variables de una manera ordenada. La adimensionalización de modelos nos permite no solo reducir el número de variables a comparar, sino también como realizar el escalado propiamente dicho.

La *semejanza dimensional* puede definirse de la siguiente manera: *2 sistemas de la misma naturaleza son dimensionalmente semejantes si los grupos- π (variables adimensionales) que describen ambos sistemas son correspondientemente idénticos en construcción y magnitud* [64].

Volviendo al ejemplo del péndulo, es fácil ver que si la aceleración de la gravedad fuese un 16 % de la original (gravedad en superficie lunar) y deseáramos un péndulo que posea el mismo período de oscilación la longitud del péndulo, l , debería ser un 16 % de la original. De esta manera, manteniendo el ángulo inicial (θ_0), obtenemos una igualdad en todos los grupos- π y una semejanza dimensional entre ambos sistemas.

Sin embargo también puede haber semejanza dimensional si no elegimos el mismo t_{osc} . Supongamos que dejamos la misma longitud del péndulo, l , para ambos modelos. De la ecuación 4.14 obtenemos que el período del modelo prototipo resulta 2,5 veces el período del modelo original. A partir de la ecuación 4.13 vemos que se obtiene semejanza dimensional

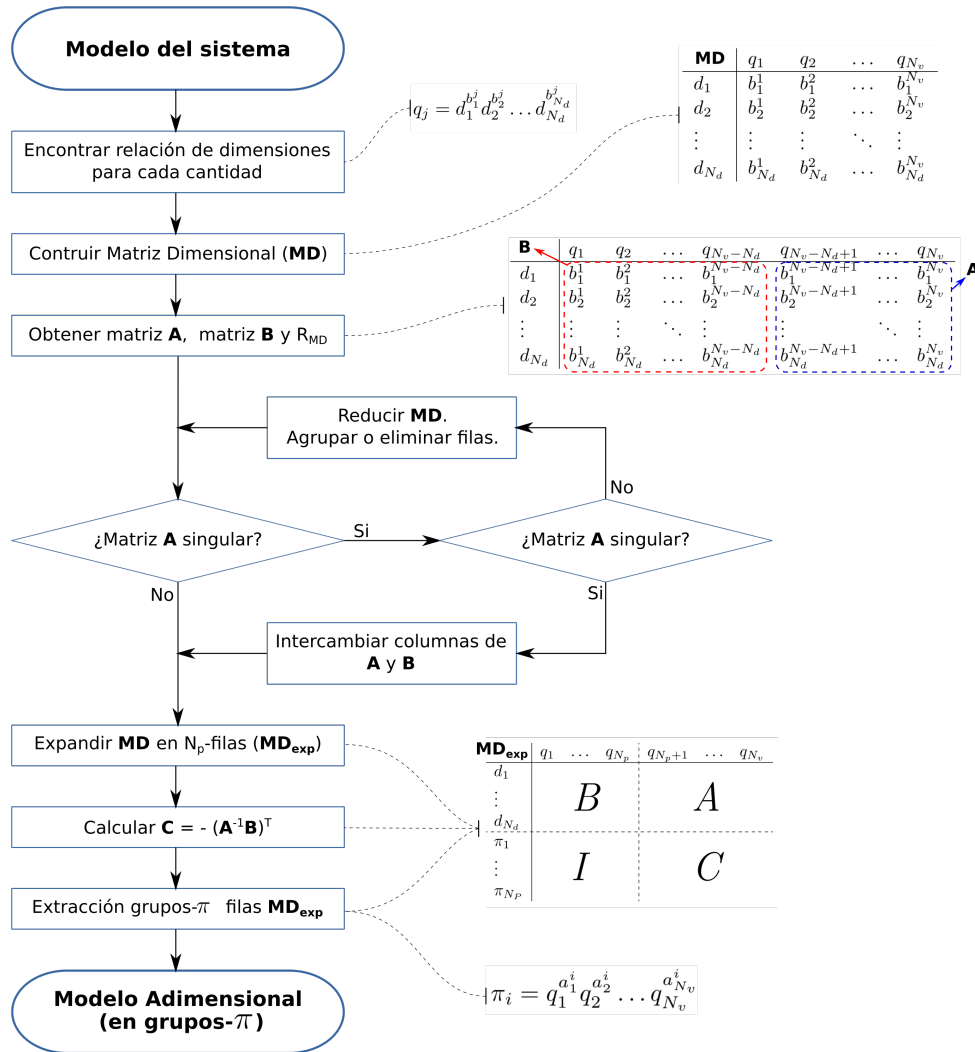


Figura 4.2 Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención de modelo adimensional en grupos- π descrito en [64].

cuando se escala el tiempo del prototipo 2,5 veces. Es decir, el prototipo tiene una evolución 2,5 veces más lenta que el modelo original cuando la gravedad a la que se encuentra sometido es el 16 % de la original y el ángulo inicial (θ_0) es el mismo. De esta manera se aprecia como, incluyendo el tiempo dentro de las cantidades de nuestro sistema, podemos construir sistemas semejantes dimensionalmente y con escalas de tiempo distintos.

4.2.5. Procedimiento de escalado

El objetivo es encontrar la relación entre las cantidades del prototipo (modelo escalado) y el sistema bajo estudio (modelo original) de manera tal de que posean semejanza dimensional.

Para clarificar el procedimiento se define el *Factor de escala* de una cantidad física a la relación entre la cantidad del prototipo y la cantidad del sistema original.

$$S_q = \frac{q_{esc}}{q_{ori}} \quad (4.19)$$

A partir del modelo adimensional (grupos- π) se calcula la relación entre los factores de escala. Se parte de la ecuación de cada grupo- π (del prototipo y sistema original) y se busca su igualdad.

$$\pi_{i-ori} = q_{1-ori}^{a_1^i} q_{2-ori}^{a_2^i} \cdots q_{N_V-ori}^{a_{N_V}^i} \quad (4.20)$$

$$\pi_{i-esc} = q_{1-esc}^{a_1^i} q_{2-esc}^{a_2^i} \cdots q_{N_V-esc}^{a_{N_V}^i} \quad (4.21)$$

$$\pi_{i-ori} = \pi_{i-esc} \quad (4.22)$$

Reemplazando la igualdad de cada grupo- π por su ecuación y agrupando los términos correspondientes a cada cantidad se obtiene que

$$S_{q_1}^{a_1^i} S_{q_2}^{a_2^i} \cdots S_{q_{N_V}}^{a_{N_V}^i} = 1 \quad (4.23)$$

Obteniendo N_P ecuaciones (1 por cada grupo- π) relacionando N_V factores de escala de cantidades físicas. Recordando que cada grupo- π relaciona una cantidad dependiente con las cantidades independientes (R_{DM}), si definimos el factor de escala de cada cantidad independiente, obtendremos el factor de escala de cada cantidad dependiente y por ende de todas las cantidades del sistema.

Nuevamente haciendo uso del ejemplo del péndulo se puede calcular, a partir de π_3 , que el factor de escala del tiempo va a ser el mismo que el factor de escala del período,

$$\frac{S_t}{S_{t_{osc}}} = 1 \Rightarrow S_t = S_{t_{osc}} \quad (4.24)$$

Si bien dicha igualdad parece trivial para π_3 se ve que no es el caso de π_4 .

$$\frac{S_l^{0,5}}{S_g^{0,5} S_{t_{osc}}} = 1 \Rightarrow S_l = S_g S_{t_{osc}}^2 \quad (4.25)$$

Aquí se puede ver cual debe ser el factor de escala de la longitud del hilo del péndulo para que, dados los factores de escala de la gravedad y del tiempo de oscilación, haya semejanza dimensional. Se puede despejar la longitud del hilo del modelo a escala obteniendo la

siguiente ecuación

$$l_{esc} = l_{ori} S_g S_{t_{osc}}^2 \quad (4.26)$$

4.2.5.1. Obtención del modelo escalado

En la Figura 4.3 se observa el diagrama de flujo del procedimiento completo para la obtención de las relaciones entre las cantidades del modelo escalado (q_{esc}) y el original (q_{ori}) en función de los factores de escala de las cantidades independientes (S_q^{indep}).

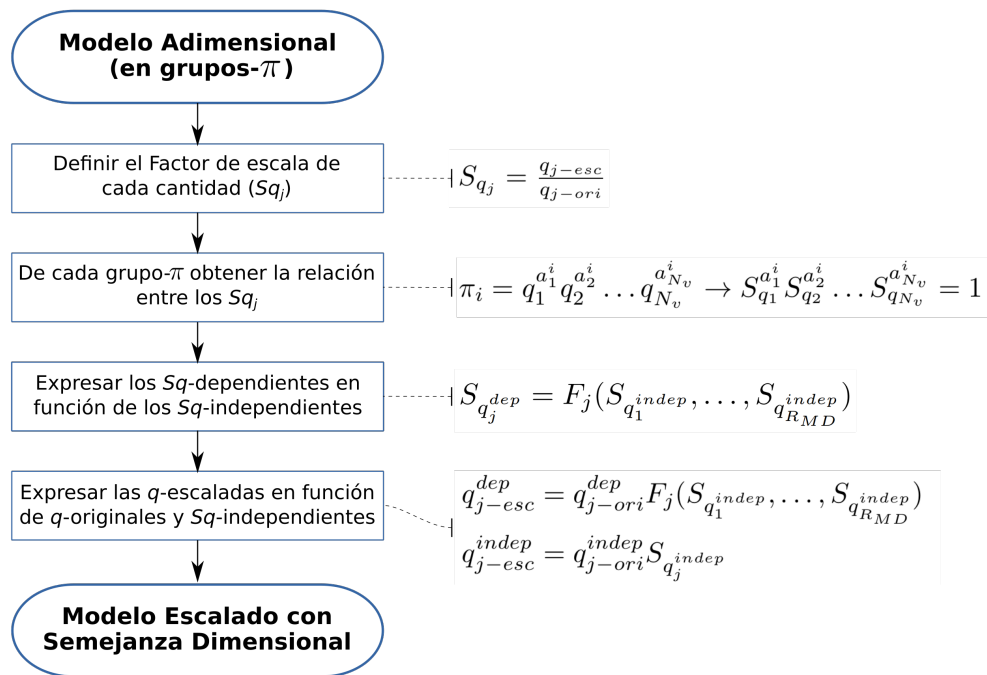


Figura 4.3 Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención de las relaciones entre las cantidades del modelo escalado y el original a partir de los grupo- π (modelo adimensional).

4.3. Construcción emulador físico

Como resultado del procedimiento de escalado a partir del análisis dimensional de un modelo, se obtienen los valores que deben tener los parámetros del modelo escalado (y todas sus cantidades) para obtener semejanza dimensional con el modelo original. A partir de dichos valores se puede construir un emulador físico. Sin embargo, durante su construcción no siempre es posible obtener el valor de los parámetros deseados debido a que existen restricciones físicas. Si la diferencia entre dichos valores de parámetros producen

discrepancias aceptables entre el comportamiento de los modelos se obtendrá un modelo físico aproximado. Si por el contrario, dichas discrepancias no son aceptables se puede implementar un emulador físico simulado donde el modelo a escala corre en tiempo real dentro de un procesador y se vincula a través de una interfaz con el resto del sistema.

En la Figura 4.4 se observa el diagrama de flujo del procedimiento de obtención del emulador físico a partir de modelo escalado dimesionalmente semejante con el modelo original.

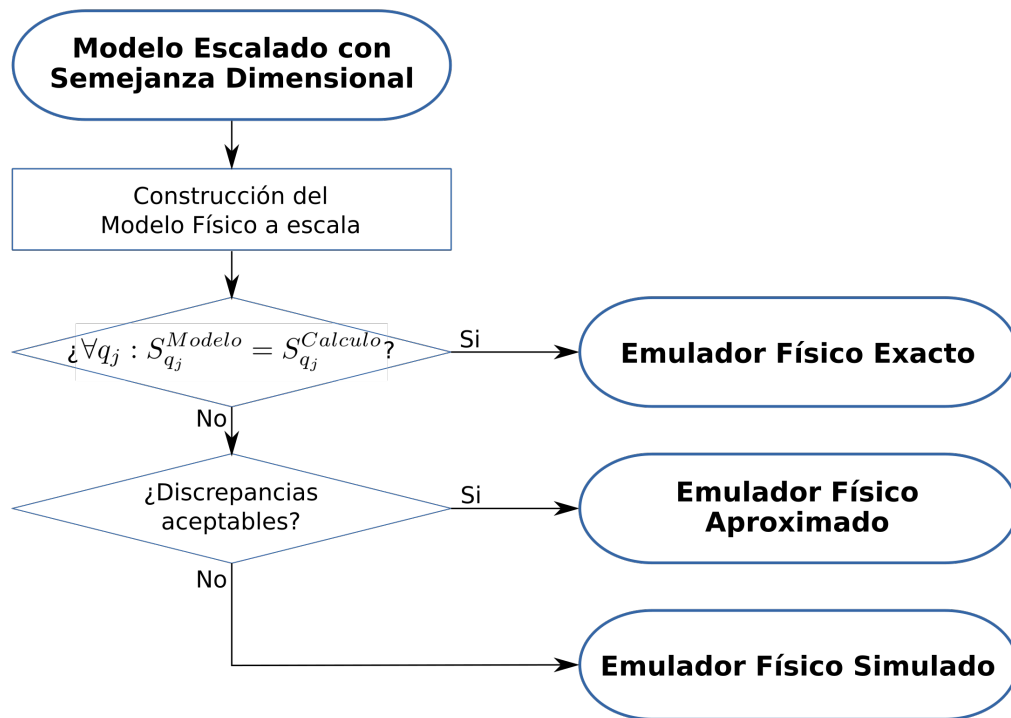


Figura 4.4 Diagrama de flujo del procedimiento de obtención del emulador físico a partir de modelo escalado dimesionalmente semejante con el modelo original

4.4. Escalado Batería Litio-Ion

4.4.1. Modelo original

En esta sección se utiliza el Modelo Mejorado de Batería (Modelo Mejorado de Batería (MMB)) desarrollado en la Sección 3.2.1.2. El mismo consiste en un modelo de 1 puerto de entrada (corriente), 1 puerto de salida (tensión), 2 variables de estado (corriente filtrada y Estado de Carga (EdC)) y 8 parámetros. Recordando las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.7 tenemos

$$\begin{aligned}
\frac{d}{dt}EdC &= -\frac{1}{Q}i_{LiIon} \\
\frac{d}{dt}i_{f-LiIon} &= -\frac{1}{T_f}i_{f-LiIon} + \frac{1}{T_f}i_{LiIon} \\
v_{LiIon-MMB} &= E_0 + Ae^{-BQ(1-EdC)} - K_1Q\left(\frac{1}{EdC}-1\right) \\
&\quad - Ri_{LiIon} - K_2i_{f-LiIon}\left(\frac{is_{dch}}{EdC} + \frac{is_{ch}}{1,1-EdC}\right)
\end{aligned}$$

4.4.2. Modelo Adimensional

El primer paso en el proceso es la obtención del modelo adimensional (grupos- π). Para ello se identifican todas las magnitudes físicas del sistema:

$$E_0, A, B, Q, K_1, K_2, R, T_f, v, i, i_f, t, EdC \quad (4.27)$$

Se prosigue con la obtención de la *fórmula dimensional* de cada magnitud física en unidades fundamentales (unidades MKSA).

$$\begin{aligned}
[E_0] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-1} \cdot s^{-3}; & [A] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-1} \cdot s^{-3}; & [B] &= A^{-1} \cdot s^{-1}; \\
[Q] &= A \cdot s; & [K_1] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-2} \cdot s^{-4}; & [K_2] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-2} \cdot s^{-3}; \\
[R] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-2} \cdot s^{-3}; & [T_f] &= s; & [v] &= m^2 \cdot kg \cdot A^{-1} \cdot s^{-3}; \\
[i] &= A; & [i_f] &= A; & [t] &= s; \\
[EdC] &= 0; & & & &
\end{aligned} \quad (4.28)$$

Se puede observar que el número de dimensiones fundamentales es 4 (m , kg , A y s). Pero m y kg se encuentran siempre en conjunto ($m^2 \cdot kg$) y se comporta como una unidad base reduciendo a 3 el número de dimensiones del sistema (rango de la matriz dimensional).

Según el Teorema- π el número de grupos no dimensionales (grupos- π) es el numero de magnitudes físicas menos el número de dimensiones ($13-3=10$).

Seleccionando E_0 , Q y T_f como parámetros repetidos se obtiene la siguiente matriz dimensional.

	A	B	K_1	R	K_2	i	i_f	v	t	EdC	E_0	Q	T_f
A	-1	-1	-2	-2	-2	1	1	-1	-1	0	-1	1	0
s	-3	-1	-4	-3	-3	0	0	-3	-3	0	-3	1	1
$m^2 \cdot kg$	1	0	1	1	1	0	0	1	1	0	1	0	0
π_1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
π_2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
π_3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0
π_4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1
π_5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	-1	1	-1
π_6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	-1	1
π_7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-1	1
π_8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0
π_9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1
π_{10}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0

donde las entradas de las matrices B_{dim} y A_{dim} representan los exponentes de cada dimensión dados las *fórmulas dimensionales* de la ecuación 4.28. Verificando que A_{dim} es invertible se calcula la matriz C_{rp} como

$$C_{rp} = -(A_{dim}^{-1} B_{dim})^T \quad (4.29)$$

Obteniendo los siguientes 10 grupos- π :

$$\begin{aligned}
 \pi_1 &= \frac{A}{E_0}; & \pi_2 &= BQ; & \pi_3 &= \frac{K_1 Q}{E_0}; \\
 \pi_4 &= \frac{RQ}{T_f E_0}; & \pi_5 &= \frac{K_2 Q}{T_f E_0}; & \pi_6 &= \frac{i T_f}{Q}; \\
 \pi_7 &= \frac{i_f T_f}{Q}; & \pi_8 &= \frac{v}{E_0}; & \pi_9 &= \frac{t}{T_f}; \\
 \pi_{10} &= EdC; & & & &
 \end{aligned} \quad (4.30)$$

Se pueden distinguir 2 tipos de grupos- π : los parámetros- π ($\pi_1, \dots, \pi_5$) y las variables- π ($\pi_6, \dots, \pi_{10}$).

Substituyendo los grupos- π en el modelo de la batería dado por las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.7 se obtiene el siguiente sistema adimensional.

$$\begin{aligned}
\frac{d}{d\pi_9}\pi_{10} &= -\pi_6 \\
\frac{d}{d\pi_9}\pi_7 &= -\pi_7 + \pi_6 \\
\pi_8 &= \pi_1 + \pi_2 e^{-\pi_2(1-\pi_{10})} - \pi_3\left(\frac{1}{\pi_{10}} - 1\right) - \pi_4\pi_6 - \pi_5\pi_7\left(\frac{is_{dch}}{\pi_{10}} + \frac{is_{ch}}{1,1-\pi_{10}}\right)
\end{aligned} \tag{4.31}$$

4.4.3. Escalado

De la teoría de semejanza dimensional se sabe que 2 modelos son semejantes dimensionalmente si sus grupos- π son idénticos. Es decir, si deseamos que un modelo (original) y el modelo escalado sean semejantes dimensionalmente se deben igualar sus grupos- π correspondientes.

De cada una de los grupos- π se obtiene una relación entre los Factores de Escala de las magnitudes físicas involucradas del modelo escalado y del original.

Por ejemplo, considerando π_1 se tiene que,

$$\pi_{1,ori} = \frac{A_{ori}}{E_{0,ori}} \equiv \pi_{1,esc} = \frac{A_{esc}}{E_{0,esc}} \Rightarrow \frac{A_{esc}}{A_{ori}} = \frac{E_{0,esc}}{E_{0,ori}} = S_A = S_{E_0} \tag{4.32}$$

De manera similar se procede con el resto de los grupos- π obteniendo las siguientes equivalencias

$$S_A = S_v = S_{E_0} \tag{4.33}$$

$$S_B = S_Q^{-1} \tag{4.34}$$

$$S_{K_1} = \frac{S_{E_0}}{S_Q} \tag{4.35}$$

$$S_R = S_{K_2} = \frac{S_{T_f} S_{E_0}}{S_Q} \tag{4.36}$$

$$S_i = S_{i_f} = \frac{S_Q}{S_{T_f}} \tag{4.37}$$

$$S_t = S_{T_f} \tag{4.38}$$

Nos interesa escalar nuestro modelo original en tres variables: tensión, corriente y tiempo. De dichas relaciones (S_v , S_i y S_t) obtenemos los factores de escala de los parámetros repetidos ($S_{E_0} = S_v$, $S_{T_f} = S_t$ y $S_Q = S_i S_t$) y, en consecuencia, de todos los parámetros (y variables) del sistema obteniendo las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
E_{0,esc} &= E_{0,ori} S_v; & A_{esc} &= A_{ori} S_v; & B_{esc} &= B_{ori} \frac{1}{S_i S_t}; \\
Q_{esc} &= Q_{ori} S_i S_t; & K_{1,esc} &= K_{1,ori} \frac{S_v}{S_i S_t}; & K_{2,esc} &= K_{2,ori} \frac{S_v}{S_i}; \\
R_{esc} &= R_{ori} \frac{S_v}{S_i}; & T_{f,esc} &= T_{f,ori} S_t; & &
\end{aligned} \tag{4.39}$$

Estas ecuaciones muestran las relaciones que deben tener los parámetros del modelo escalado para poder alcanzar la semejanza dimensional con el modelo original. Si el modelo escalado es un modelo numérico (de ahora en más *modelo matemático escalado*) los valores de los parámetros pueden ser elegidos libremente y por ende garantizar la semejanza dimensional.

En el caso de la implementación física (*modelo físico escalado*) existen restricciones tecnológicas que limitan la libre elección de los parámetros. Este hecho se aprecia en el caso de escalado temporal del modelo de la batería como se muestra en la Sección 4.6.

4.5. Validación del Modelo matemático escalado

La primer etapa en la validación del escalado es la comprobación vía simulación. A partir de un modelo de batería se obtienen modelos matemáticos escalados en tensión, corriente y tiempo (una variable por vez) según las relaciones establecidas en la sección anterior. Luego se verifica que únicamente la variable que se desea escalar se modifique frente a las mismas condiciones de ensayo (condiciones iniciales y variable de entrada).

Se considera el modelo de la batería SAFT VL45E (Anexo C.6) ya parametrizada en [6] (ver Tabla 4.2) como modelo original.

A fin de verificar que el escalado en cada variable (tensión, corriente y tiempo) es correcto, se obtuvieron 3 modelos escalando una variable por vez (ver Tabla 4.2) según las relaciones de las ecuaciones 4.39.

Tabla 4.2 Parámetros del modelo de una batería SAFT VL45E (extraídos de [6]) y de los 3 modelos escalados en tensión, corriente y tiempo según las ecuaciones 4.39.

Parámetro	E_0 (V)	A (V)	B (1/Ah)	K_1 (mV/Ah)	R (mΩ)	K_2 (mΩ)	Q (Ah)	T_f (s)
VL45E	3,42	0,63	0,0410	0,2400	3,5300	0,2400	45	30
$S_v=13$	44,46	8,20	0,0410	3,1200	45,8900	3,1200	45	30
$S_i=17$	3,42	0,63	0,0024	0,0141	0,2076	0,0141	765	30
$S_t=0,01$	3,42	0,63	4,1000	24	3,5300	0,2400	0,45	0,30

El perfil de corriente al cual se sometió el modelo original es el que se le demandaría a la batería si formase parte de una micro-red aislada con generación fotovoltaica y eólica por un período de 2 días². En la Figura 4.5 se muestra la evolución tanto de la corriente (entrada del modelo) como de la tensión y el EdC.

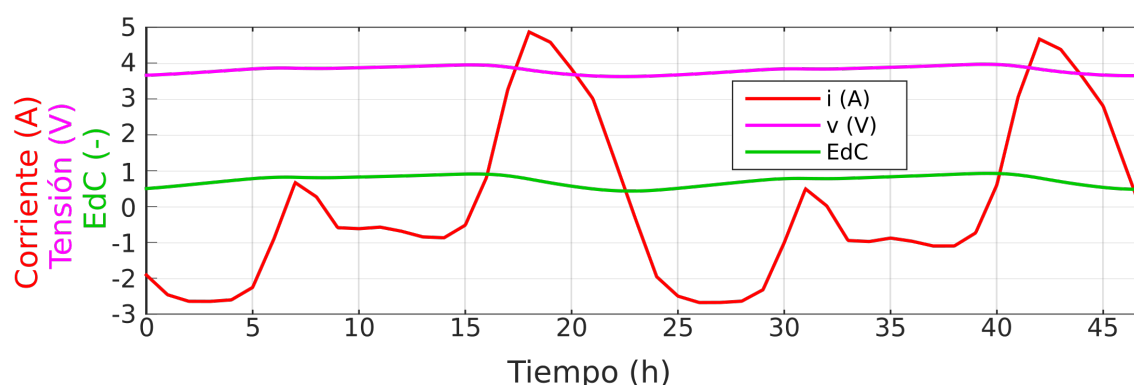


Figura 4.5 Evolución de las variables del modelo original (VL45E) ante un perfil de corriente típico de un sistema aislado con generación renovable.

4.5.1. Escalado en tensión

Eligiendo un factor de escala $S_v = 13$ para llegar a valores de tensión nominal de 48V, típicamente usados por los sistemas de almacenamiento en micro-redes aislada, se obtienen los parámetros del modelo escalado detallados en la Tabla 4.2.

Como se aclaró previamente el objetivo es verificar que la evolución de todas las variables (salvo la escalada) del modelo escalado de la batería tengan exactamente la misma evolución que el modelo original ante el mismo perfil de entrada (corriente). En cuanto a la variable escalada, la tensión, debería ser 13 veces la original. En la Figura 4.6 se dibujan la evolución de las variables del modelo original superpuestas con las evoluciones del modelo escalado en tensión. Se observa una perfecta semejanza (verificada no solo gráficamente sino numéricamente) entre las variables homólogas de ambos modelos.

4.5.2. Escalado en corriente

En este caso, eligiendo un factor de escala $S_i = 17$ se obtienen los parámetros que se resumen en la Tabla 4.2. En particular, la variable escalada es la variable de entrada al sistema,

²Se muestra este perfil pero una gran cantidad de otros perfiles fueron ensayados validando el correcto escalado

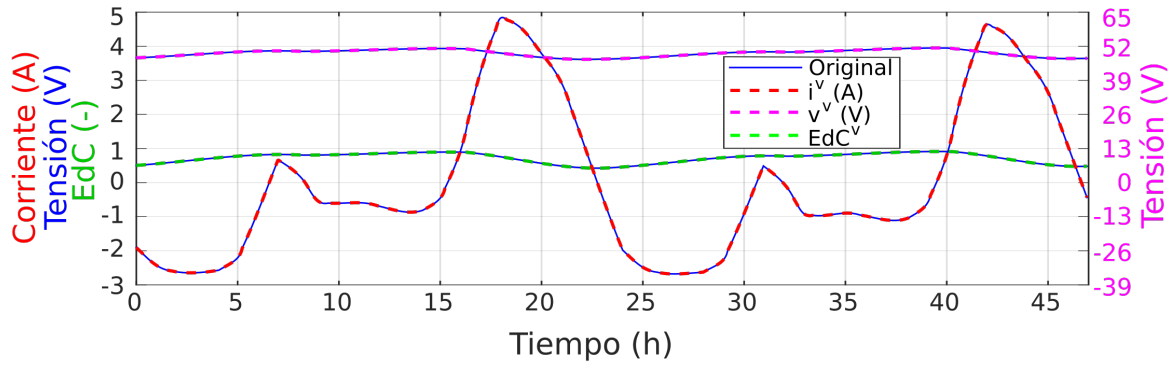


Figura 4.6 Evolución de las variables del modelo escalado en tensión (VL45E - $S_v = 13$) ante el perfil de corriente elegido superpuestas con las evoluciones del modelo original.

por lo que escalando (17 veces) dicho perfil de corriente original se obtiene el perfil al cual se sometió el modelo escalado. Se verifica que la evolución tanto de la tensión como del EdC permanecen idénticas el ensayo del modelo original como se puede ver en Figura 4.7.

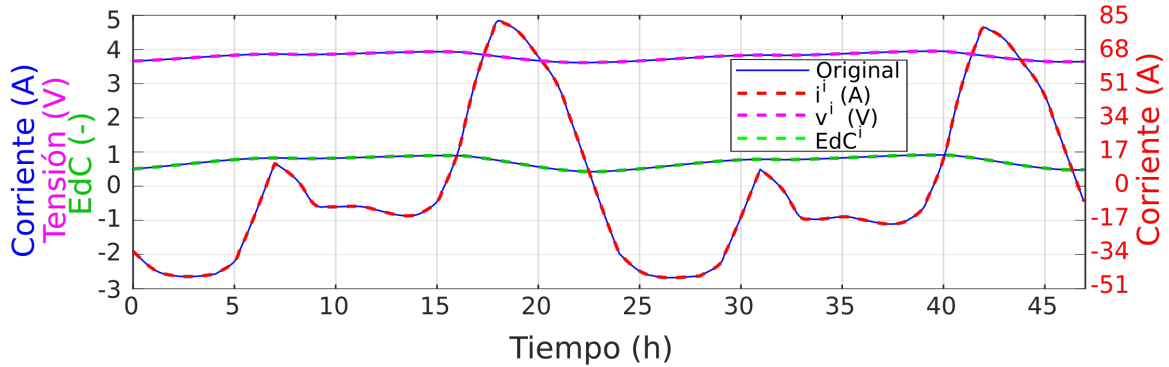


Figura 4.7 Evolución de las variables del modelo escalado en corriente ($S_i = 17$) ante el perfil de corriente igualmente escalado superpuestas con las evoluciones del modelo original (VL45E).

4.5.3. Escalado temporal

A fin reducir el tiempo de ensayo del sistema original (48 horas) se elige un factor de escala temporal $S_t = 0,01$ reduciendo la duración a 0,48 horas (28m48s). Aplicando las relaciones de las ecuaciones 4.39 se obtienen los parámetros del modelo escalado detallados en la Tabla 4.2. Nuevamente se requiere modificar el perfil de corriente de entrada pero esta vez contrayendo el eje tiempo. La Figura 4.8 muestra como evolucionan todas las variables del modelo escalado 100 veces más rápidas que las evoluciones del modelo original.

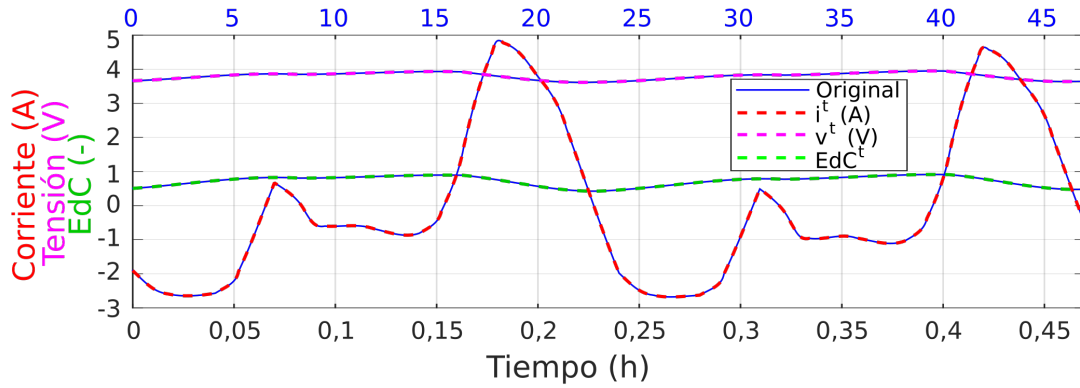


Figura 4.8 Evolución de las variables del modelo escalado en tiempo ($S_t = 0,01$) ante el perfil de corriente acelerado superpuestas con las evoluciones del modelo original (VL45E).

Cabe destacar que los tiempos de simulación, como era de esperar, no presentan cambios apreciables ya que los métodos de integración numérica que se usaron son de paso variable.

4.6. Validación del Modelo físico escalado

Para ensayar y analizar la implementación física de los modelos escalados primero se deben vincular los modelos de una batería y de un sistema de baterías (arreglo de baterías). Se puede demostrar que existe una relación entre los parámetros de ambos modelos. Un sistema de batería es un arreglo de baterías conectadas en serie y/o en paralelo. Se considera que la dispersión paramétrica es despreciable en este primer análisis.

Conexión Serie Para baterías en esta conexión la tensión equivalente del arreglo es la suma de las tensiones de cada batería ($v_{eq}(t) = n_s v(t)$) mientras que la corriente es la misma ($i_{eq}(t) = i(t)$). Por lo tanto, la capacidad equivalente es la misma ($Q_{eq} = Q$) resultando en la misma evolución del EdC ($EdC_{eq}(t) = EdC(t)$). Puede verse que la conexión en serie es equivalente al escalado en tensión ($n_s = S_v$).

Conexión Paralelo Analizando de manera similar se demuestra que la conexión en paralelo es equivalente al escalado en corriente ($n_p = S_i$). La tensión de cada batería es la misma que la del arreglo ($v_{eq}(t) = v(t)$). La capacidad equivalente es la suma de las capacidades de cada batería ($Q_{eq} = n_p Q$) resultando en la misma evolución del EdC ($EdC_{eq}(t) = EdC(t)$) al ser la corriente del sistema de baterías n_p veces la corriente de cada batería.

Ninguna de las conexiones anteriores es equivalente al escalado temporal esto puede verse fácilmente al analizar la constante de tiempo de la corriente filtrada (T_f), inherente representación de la dinámica electro-química, la cuál no cambia independientemente de la conexión. Esta problemática será abordada en la Sección 4.6.1.2.

4.6.1. Diseño de experimentos

Se implementaron 4 configuraciones para comprobar experimentalmente el procedimiento de escalado de modelos y la construcción de los emuladores físicos asociados. Las 3 primeras configuraciones tuvieron el objetivo de ensayar el escalado en tensión y corriente (potencia); y la última configuración el escalado temporal exhibiendo los problemas de emulación física durante la contracción temporal.

4.6.1.1. Configuraciones I, II y III

Partiendo del modelo de una única batería se obtuvieron 3 modelos escalados consistiendo en:

- Configuración I: $S_i = 1$ y $S_v = 6$ cuya realización física es 6 baterías en serie.
- Configuración II: $S_i = 2$ y $S_v = 3$ cuya realización física es un arreglo de 2 ramas en paralelo de 3 baterías en serie.
- Configuración III: $S_i = 3$ y $S_v = 2$ cuya realización física es un arreglo de 3 ramas en paralelo de 2 baterías en serie.

Cada una de estas configuraciones fue ensayadas bajo el perfil HPPC de identificación de parámetros descrito en la Sección 3.2.1.4.

La Tabla 4.3 muestra los parámetros de los modelos calculados mediante el proceso de escalado y los obtenidos experimentalmente.

A pesar de que algunos parámetros difieren considerablemente (hasta 628 % en el peor caso), las evoluciones de las variables (comparadas con los modelos matemáticos simulados) no difieren apreciablemente. Esto se debe a que la sensibilidad de la tensión, ver Anexo A.2, a dichos parámetros es baja. La influencia del error en el parámetro A es menor que el 0,3 % de la tensión nominal y el del error de K_2 menor al 1,12 %.

A modo de validación se realizaron ensayos físicos y numéricos sobre las 3 configuraciones bajo el perfil de demanda de corriente que podría demandar un vehículo eléctrico al realizar el ciclo de manejo FTP-75, descrito en la Sección 3.2.1.4.

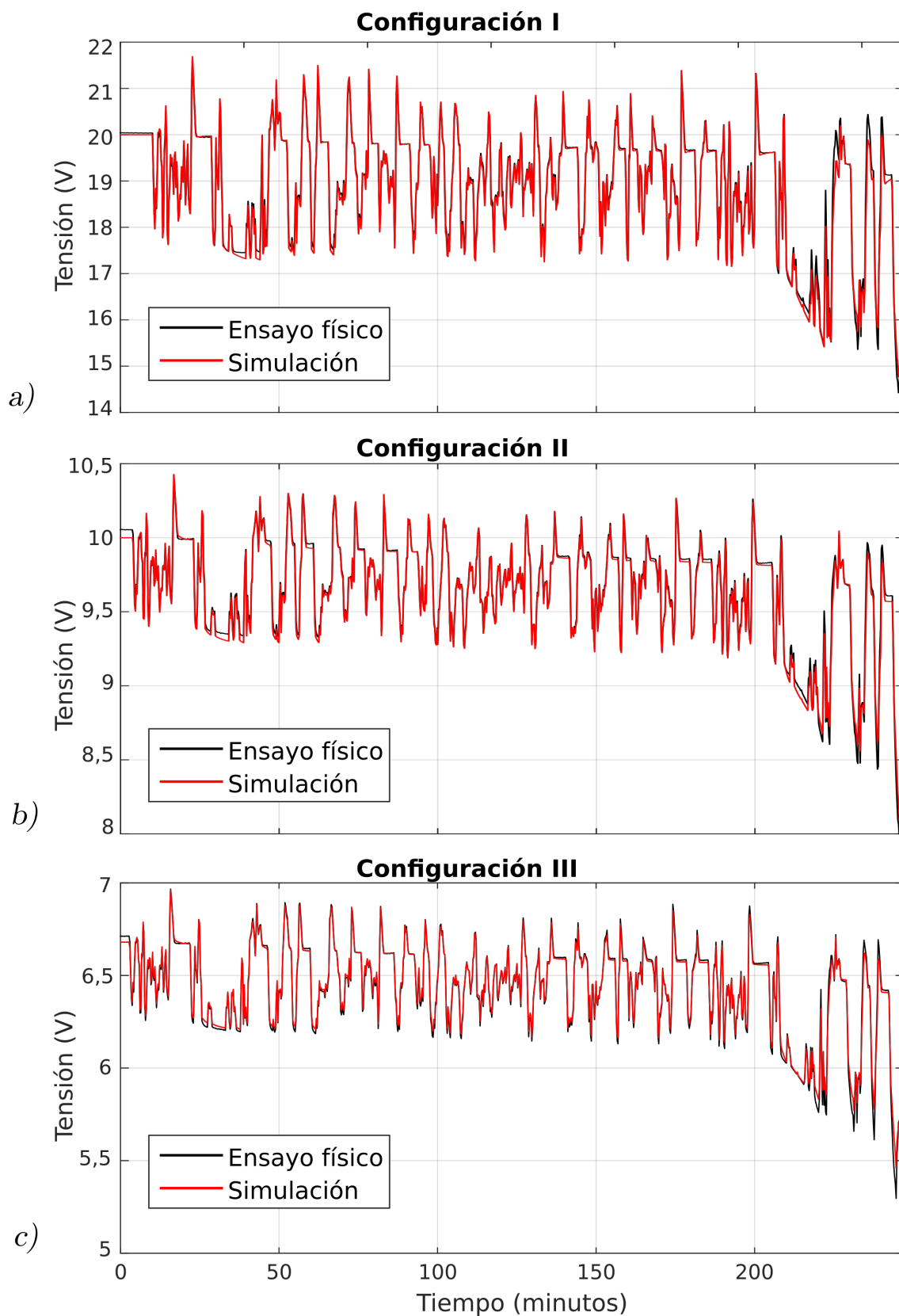


Figura 4.9 Evolución de la tensión ante el perfil FTP adaptado para la: a) Configuración I, b) Configuración II y c) Configuración III.

Tabla 4.3 Resultados comparativos entre los valores de los parámetros calculados usando el método de escalado y los estimados mediante ensayos físico sobre las realizaciones físicas.

Parámetro	Q (Ah)	E_0 (V)	K_1 (mV/Ah)	A (mV)	B (1/Ah)	R (mΩ)	K_2 (mΩ)	T_f (s)
$X_{\text{Conf. I}_{cal}}$	36,82	19,553	1,438	446,97	0,033	38,172	4,481	88,33
$X_{\text{Conf. I}_{est}}$	36,79	19,593	1,427	405,89	0,032	38,184	4,429	87,94
$X_{\text{Conf. I}_{err}}$	-0,08 %	0,20 %	-0,82 %	-9,19 %	-4,04 %	0,03 %	-1,14 %	-0,44 %
$X_{\text{Conf. II}_{cal}}$	73,64	9,776	0,360	223,49	0,017	9,543	1,120	88,33
$X_{\text{Conf. II}_{est}}$	72,80	9,756	0,321	269,12	0,015	9,346	1,040	71,06
$X_{\text{Conf. II}_{err}}$	-1,14 %	-0,21 %	-10,80 %	20,42 %	-9,42 %	-2,06 %	-7,17 %	19,55 %
$X_{\text{Conf. III}_{cal}}$	110,45	6,518	0,160	148,99	0,011	4,241	0,498	88,33
$X_{\text{Conf. III}_{est}}$	112,36	6,616	0,222	115,92	0,081	4,535	0,573	68,10
$X_{\text{Conf. III}_{err}}$	1,73 %	1,51 %	39,00 %	-22,20 %	628,06 %	6,93 %	15,05 %	-22,90 %

Tabla 4.4 Índices de errores entre los modelos simulados y las emulaciones físicas

	RECM		EAM	
	[mV]	[%] E_0	[mV]	[%] E_0
Conf. I	56,31	0,3	987	5,0
Conf. II	20,31	0,2	208	2,1
Conf. III	19,71	0,3	176	2,7

La Figura 4.9 muestra las evoluciones de las tensiones de las 3 configuraciones (vía simulación y realización física) bajo el perfil FTP-adaptado. Se observa que los modelos escalados, obtenidos a partir del modelo base, reproducen, con un elevado grado de similitud, los modelos físicos verificando tanto el proceso de escalado como la vinculación entre los arreglos de batería y el tipo de batería que los conforman.

La Tabla 4.4 resume la cercanía de ambas realizaciones (física y numérica) sobre la base de 2 índices y sus porcentajes relativos al parámetro E_0 : la Raíz del Error Cuadrático Medio (RECM) y el Error Absoluto Máximo (EAM).

4.6.1.2. Configuración IV

En los sistemas en los cuales hace foco esta tesis, el principal objetivo del escalado temporal es el de contracción temporal. Por lo tanto en esta configuración se considera que el arreglo de 5 baterías en paralelo es nuestro sistema original y se busca obtener un emulador físico cuyo factor de escala sea $S_t = 0,2$ (5 veces más rápido).

Para ello se parte del modelo original denominado Configuración IV (5 baterías en paralelo ³), y se calculan los parámetros según las ecuaciones 4.39 para obtener el modelo en escala temporal, Configuración IV-escalada. Se pueden ver los parámetros de ambos modelos en la siguiente tabla y comprobar que no existe ninguna configuración (serie, paralelo o combinación de ambas) que permita al modelo físico tener los mismos parámetros que los calculados con el método. La realización física más cercana es una única batería donde se puede ver en la tabla siguiente que 5 de los 8 parámetros coinciden.

Tabla 4.5 Parámetros de los modelos de las Configuraciones IV, IV escalada y Batería Única calculados mediante el método de escalado.

Parámetro	Q (Ah)	E_0 (V)	K_1 (mV/Ah)	A (mV)	B (1/Ah)	R (m Ω)	K_2 (m Ω)	T_f (s)
$X_{\text{Conf. IV}}$	184,09	3,259	0,048	74,50	0,007	1,272	0,149	88,33
$X_{\text{Conf. IV escalada}}$	36,82	3,259	0,240	74,50	0,033	1,272	0,149	17,67
$X_{\text{Batería Única}}$	36,82	3,259	0,240	74,50	0,033	6,362	0,747	88,33

Los ensayos de validación consistieron en 2 ensayos físicos y 1 ensayo numérico. En el primero se sometió al modelo de la Configuración IV a un perfil de corriente FTP adaptado de 10 horas de duración mientras que dicho perfil comprimido temporalmente (2 horas de duración) fue usado para los modelos restantes: modelo físico de una única batería (Configuración Batería Única) y modelo numérico, escalado adecuadamente (Configuración IV-escalada).

La evolución de las tensiones de los 3 modelos ante los respectivos perfiles se muestran en la Figura 4.10 y se puede observar que el modelo numérico simulado (curva roja), como era de esperarse, reproduce muy bien la tensión del modelo original ensayado (curva azul). Sin embargo el modelo de una sola batería, parámetros parcialmente adaptados, (curva negra) posee una gran discrepancia con el modelo original. Esta diferencia de tensión es debido a que los valores de resistencia (R y K_2) del modelo físico escalado son 5 veces superior a los valores deseados y la sensibilidad de la tensión a dichos parámetros es elevada (Anexo A.2).

La Tabla 4.6 resume los RECM y EAM entre la respuesta del modelo original y los modelos escalados (realización física y simulada) ante el perfil FTP-adaptado.

Se puede ver que existen casos en donde las limitaciones físicas de los sistemas no permiten una exacta obtención de modelos físicos dimensionalmente semejantes como la compresión temporal de la batería que se acaba de detallar.

Un análisis de cada caso permitirá evaluar el grado de cercanía entre el emulador físico y el sistema original condicionando el nivel de representatividad de los resultados.

³Modelo obtenido a partir del modelo base y el cálculo para conexión en paralelo

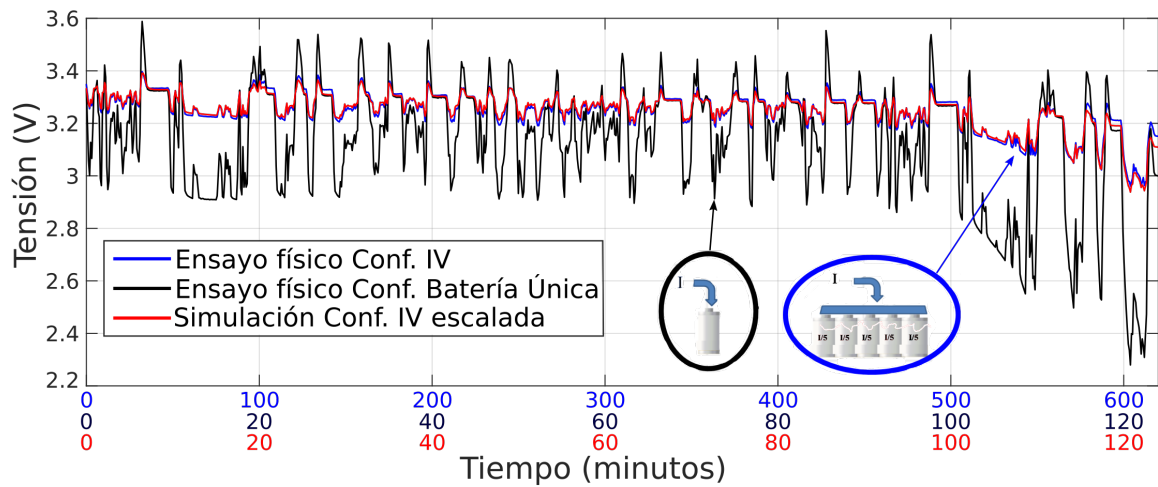


Figura 4.10 Evolución de la tensión de los modelos de las Configuración IV, IV-escalada (simulación) y Batería Única ante el perfil FTP-adaptado

Tabla 4.6 Índices de errores entre la Configuración Batería única y la Configuración IV-escalada con respecto a la Configuración IV

	RECM		EAM	
	[mV]	[$\%$] E_0	[mV]	[$\%$] E_0
Conf. Batería Única	195,5	6,0	702,8	21,6
Conf. IV-escalada	12,5	0,4	60,3	1,9

Sin embargo una posible solución es la utilización de una emulación-simulada (sistema HIL) donde el modelo numérico (siempre capaz de obtener semejanza dimensional) es simulado en tiempo real dentro de un procesador. Esta aproximación tiene sus ventajas y desventajas como se aclara en la siguiente sección.

4.7. Validación Modelo físico-simulado

Cuando el modelo físico no es realizable o cuando se desea obtener una exacta repetitividad en la respuesta del sistema, la utilización de un sistema HIL soluciona el problema.

Una de las soluciones propuesta para el proyecto InsulGrid (IG) (Anexo A.3) es la utilización de SAEB⁴ para cumplir con el compromiso de inyección de potencia. Con el objetivo de emular el comportamiento de dicho SAEB dimensionado ($SAEB_{VL41M}$) y corroborar que la estrategia de gestión tiene el mismo desempeño que en las simulaciones se utilizó la plataforma MoReSmart⁵ para emular, en escala reducida, el sistema completo (generación eólica, banco de baterías y conexión al sistema eléctrico). En la primer etapa de concepción del sistema anterior se trabajó sobre la emulación del SAEB.

El emulador-simulado del SAEB es muy similar al Sistema Testeador de Almacenadores, Anexo B.1. Consiste en una fuente de alimentación controlada (PSI 9080-510) y una carga electrónica controlada (ELR 9080-510) asociadas remotamente a un procesador dSpace que posee el modelo de la batería corriendo en tiempo real. Este modelo, completamente parametrizable, fija la consigna de tensión de la etapa de potencia (tándem PSI y ELR) en función de los estados internos (EdC y i_f) y la lectura de corriente (i) que realiza la misma etapa de potencia.

El perfil de potencia demandado al SAEB corresponde al resultado de implementar una estrategia de gestión de energía que garantiza la inyección de potencia del sistema Eólico+Almacenador dentro de cierta banda de tolerancia en torno a una potencia comprometida⁶.

En un primer ensayo sobre la plataforma MoReSmart se realizó el escalado en potencia para verificar un correcto desempeño del emulador-simulado. Comparando los valores de tensión y corriente del sistema original con las capacidades de la plataforma MoReSmart, se eligieron los siguientes factores de escala: $S_v = 1/5$ y $S_i = 1/50$.

El segundo ensayo en la plataforma consistió en, además del escalado en tensión y corriente, un escalado temporal. El objetivo era validar la similitud del comportamiento del SAEB (o del emulador de SAEB) cuando se aceleraba el tiempo de ensayo. Se eligió $S_t = 1/20$ como factor de escala.

En la Tabla 4.7 se muestran los parámetros del modelo original y los correspondientes a los modelos escalados.

La Figura 4.11 muestra la evolución de las 3 variables de los 3 SAEB: sistema original simulado, sistemas físico-simulado escalado en potencia y sistema físico-simulado escalado

⁴SAFT Intensium Max 20M está compuesta por un arreglo de baterías VL41M

⁵Laboratorio LAPLACE. Descripción Anexo B.2

⁶Estrategia de Gestión de Media carga (EG_{media}) del proyecto IG que se detallará en la Sección 6.3.1

Tabla 4.7 Parámetros del modelo original y los correspondientes a los modelos escalados usados para la validación de Modelo físico-simulado de un SAEB

Parámetro	Q (Ah)	E_0 (V)	K_1 (mV/Ah)	A (mV)	B (1/Ah)	R (m Ω)	K_2 (m Ω)	T_f (s)
$SAEB_{VL41M}$	3403	657,7	0,254	152,3	0,00036	4,82	0,25	30
$S_p = 1/250$ $S_t = 1$	68,0	131,54	2,544	30,5	0,01807	48,18	2,54	30
$S_p = 1/250$ $S_t = 1/20$	3,4	131,54	50,872	30,5	0,36145	48,18	2,54	1,5

en potencia y en tiempo. Se puede ver que tanto el sistema escalado en potencia como en potencia y tiempo reproducen de manera muy fiel al modelo simulado.

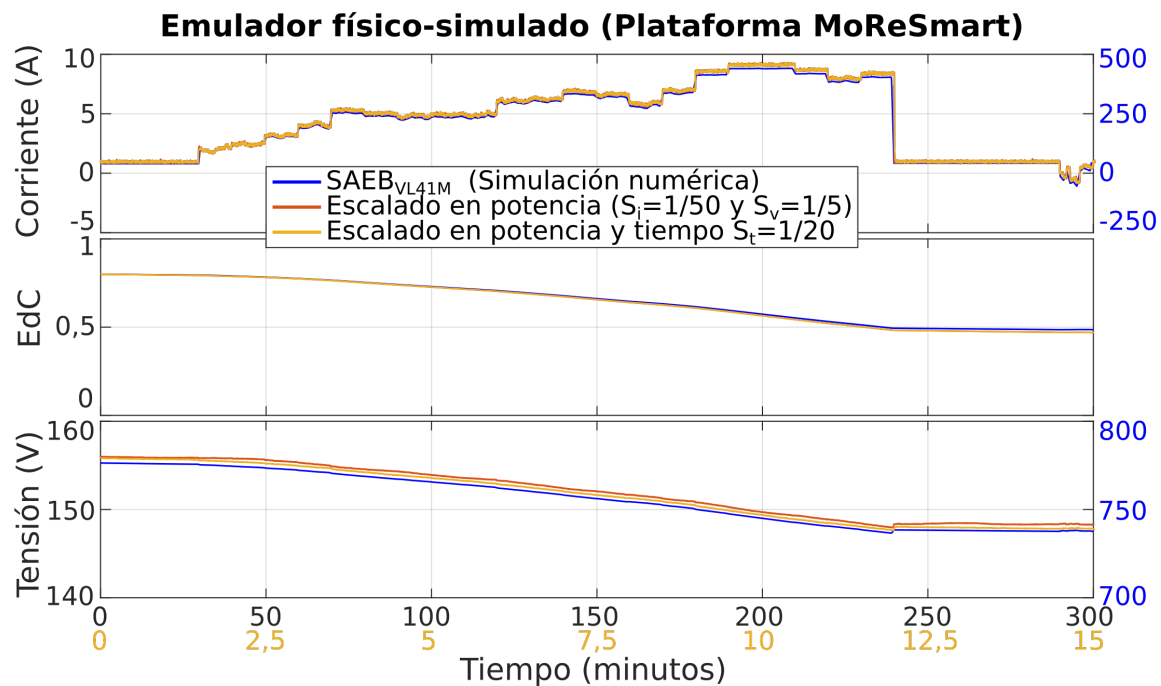


Figura 4.11 Evolución de las variables de estado del SAEB utilizado en el proyecto IG donde se puede ver el SAEB original simulado, el modelo de SAEB físico-simulado escalado en potencia y el modelo físico-simulado escalado en potencia y en tiempo.

4.8. Conclusiones

El concepto de semejanza dimensional es sumamente útil para la construcción de emuladores escalados tanto físicos como físico-simulados. El método de escalado analizado

consiste en la obtención de los valores que deben tener los parámetros del modelo del emulador para garantizar la semejanza dimensional con el modelo original o emulando. El mismo fue aplicado al modelo matemático no lineal de batería de Li-Ion para obtener un modelo escalado en las variables tensión, corriente y tiempo.

Del análisis de las formas de construcción de los emuladores físicos de SAEB se observa que en el caso de escalado en las variables de tensión y corriente, los mismos pueden ser implementados usando conexiones series y paralelo de la misma batería base ya que existe una correspondencia entre las variables escaladas y el tipo de conexión. Se puede demostrar que la conexión en serie equivale a un escalado en tensión mientras que la conexión en paralelo a uno en corriente. Estas equivalencias fueron también corroboradas experimentalmente a pesar de la dispersión paramétrica entre las baterías.

En cuanto al escalado temporal existen complicaciones en la implementación. Debido a las restricciones físicas de los parámetros de la propia batería el emulador-físico escalado en tiempo no puede ser obtenido usando un arreglo de la misma batería base. Nuevamente esto fue demostrado y validado experimentalmente. La aplicación del método de escalado para SAEB (particularmente BLI) junto con las validaciones experimentales fueron publicados en [20].

Sin embargo, como el modelo matemático se puede parametrizar libremente, el emulador físico puede ser reemplazado por un emulador físico-simulado en donde el modelo matemático escalado se simule en tiempo real en un procesador e interactúe con el resto del sistema físico a través de una interfaz (en este caso fuente electrónica controlada y una carga electrónica controlada). Este concepto también fue implementado y validado experimentalmente en la Sección 4.7 donde se observa la coincidencia de la evolución de las variables entre el modelo original simulado, el modelo emulado físico-simulado escalado en tensión y corriente únicamente; y el modelo físico-simulado escalado en tensión, corriente y tiempo.

La emulación físico-simulada de modelos dimensionalmente semejantes permite a los diseñadores emular cualquier elemento de una red eléctrica (generadores, almacenamiento, cargas, Conversor Electrónico de Potencia (CEP), sistema de gestión de energía, etc) y beneficiarse del escalado no solo en potencia sino también temporal para realizar ensayos en menor tiempo.

Este procedimiento de escalado, tal como contribuido en esta tesis, se aplica en [21] -un trabajo en el que participa el autor de esta tesis- a una turbina eólica que es escalada tanto en potencia y en tiempo e implementa en un emulador físico-simulado, también en la plataforma MoReSmart.

Recientemente se implementó un emulador físico-simulado de un Sistema Almacenador de Energía basado en Hidrógeno-Oxígeno (SAEHO) completando así una micro-red que po-

see: un generador eólico emulado, un SAEB emulado, un SAEHO emulado, CEPs asociados a los 3 elementos mencionados y un Sistema de Gestión de Energía que emula el proyecto IG. El mismo fue usado para validar las estrategias de gestión de energía propuestas en el Capítulo 6.

Capítulo 5

Dimensionamiento de Sistema Almacenador de Energía

Como se describió en el Capítulo 2, los Sistema Almacenador de Energía (SAE) son elementos claves en los sistemas eléctricos de potencia especialmente en sistemas híbridos y redes eléctricas inteligentes. En particular este capítulo aborda el dimensionamiento de un SAE de manera tal de garantizar una operación segura dentro de sus límites al tiempo que se satisfacen los requerimientos del sistema.

El método de dimensionamiento desarrollado consiste en equiparar los requerimientos del sistema en el plano de Energía-Potencia (EP) con las capacidades de EP del SAE, i.e., Área de Operación Segura (AOS) descrita en el Capítulo 3, garantizando una operación segura del mismo mientras lleva a cabo la misión. Este método consiste en 3 etapas. La primera es la caracterización del Dispositivo Almacenador de Energía (DAE) a partir del cálculo de su AOS en el plano EP (Capítulo 3). La segunda etapa consiste en obtener el perfil de potencia demandada por el sistema a partir de sus requerimientos y de la gestión de energía definida. Luego se calcula la energía demandada al almacenador asociada a dicho perfil y se obtiene la trayectoria de demanda al almacenador en el plano EP. Con la energía demandada al almacenador y la potencia demandada al almacenador se construye la trayectoria del almacenador. Finalmente, se dimensiona el SAE (compuesto por DAE) de manera tal que su AOS pueda contener a la trayectoria demandada.

El capítulo finaliza con la ejemplificación del método en un caso de estudio usando dos tecnologías (SuperCapacitores (SC) y Baterías de Litio-Ion (BLI)).

5.1. Introducción

Desde el punto de vista técnico, la elección de la incorporación de un SAE a un sistema depende principalmente de sus especificaciones y, naturalmente, su precio. Su incorporación permite incrementar la confiabilidad, estabilidad y resiliencia [69, 53, 35, 70, 71] de los sistemas eléctricos como así aumentar la integración de fuentes renovables de energía [72, 73].

El SAE puede estar constituido por un único DAE o por varios DAE. En caso de que varios DAE sean usados, los mismos pueden ser todos de la misma tecnología (sistemas de almacenamiento mono-tecnológicos) o combinación de distintas tecnologías (sistemas de almacenamiento híbrido). Comenzaremos considerando el caso mono-tecnología para mostrar el método de dimensionamiento.

El dimensionamiento de un SAE consiste en encontrar el número de DAE, n_{DAE} , que son necesarios para satisfacer los requerimientos del sistema. Existen múltiples métodos de gran costo computacional que consisten en un elevado número de simulaciones tales como Fuerza Bruta, Algoritmos Genéticos [74, 75], Optimización Global Eficiente [75], etc. A pesar de que estos métodos proveen información completa del desempeño del sistema (costo de operación, degradación del SAE, etc) muchas de las simulaciones se llevan a cabo mientras podrían haber sido descartadas de ante mano por inviabilidad de la solución.

En particular, en esta tesis se abordó el dimensionamiento de manera tal de garantizar una operación dentro de los límites seguros del SAE. Para ello existen muchos métodos de dimensionamiento que utilizan la potencia máxima y la energía máxima requerida, de manera independiente, de manera que no supere las propias del SAE [76, 77]. De manera similar, en Pera et al. [38] se dimensiona un Sistema Almacenador de Energía de SuperCapacitores (SAESC) usando la máxima potencia constante de descarga y la máxima duración de disponibilidad, i.e., la energía máxima demandada.

Por lo general, estas técnicas llevan a un sobre-dimensionamiento de los SAE ya que tratan de manera no correlacionada la potencia y la energía demandada considerando el peor caso posible. Esto se debe a que la capacidad de potencia de los SAE dependen del Estado de Energía (EdE) de los mismos, especialmente para algunas tecnologías, p.ej., la capacidad de potencia de descarga en SAESC disminuye drásticamente cuando el EdE disminuye. En [78], se considera las capacidades de EP de un SAESC y se las compara con la trayectoria demandada, también en el plano EP, para validar su dimensionamiento.

5.2. Área Operación Segura de un SAE

En el Capítulo 3 se definió el AOS de un SAE como las condiciones de EP dentro de las cuales se espera que funcione sin dañarse. A partir del modelo, o a través de ensayos sobre el dispositivo físico real, se puede calcular, para cada EdE, los límites de potencia de carga y descarga donde no se superan los límites de otras variables definidos por el fabricante y/o el diseñador.

Por otro lado, si un SAE está constituido por una cantidad n_{DAE} de DAE y se conoce el AOS de dicho dispositivo entonces puede calcularse el AOS del sistema almacenador completo. Independientemente de como se conecten los n_{DAE} dispositivos (conexión serie o paralelo) si las variaciones de los EdE de cada DAE son iguales entonces el AOS del SAE es n_{DAE} -veces el AOS del DAE.

Se sabe que

$$E_{sae} = \sum_{i=1}^{n_{DAE}} E_{dae}^i = \sum_{i=1}^{n_{DAE}} EdE_{dae}^i E_{dae_{max}}^i \quad (5.1)$$

Asumiendo que los n_{DAE} DAE son iguales (E_{dae}^*) y las evoluciones de sus EdE también lo son (EdE_{dae}^*), entonces

$$E_{sae} = n_{DAE} E_{dae}^* = n_{DAE} EdE_{dae}^* E_{dae_{max}}^* \quad (5.2)$$

Adicionalmente, se puede demostrar que el EdE_{sae} es igual a EdE_{dae}^*

$$EdE_{sae} = \frac{E_{sae}}{E_{sae_{max}}} = \frac{n_{DAE} EdE_{dae}^* E_{dae_{max}}^*}{n_{DAE} E_{dae_{max}}^*} = EdE_{dae}^* \quad (5.3)$$

De manera similar, los límites de potencia del SAE para cada EdE_{sae} puede calcularse como la suma de los límites de potencia de los n_{DAE} DAE.

$$P_{lim_{sae}} = \sum_{i=1}^{n_{DAE}} P_{lim_{dae}}^i = n_{DAE} P_{lim_{dae}}^* \quad (5.4)$$

De lo anterior se desprende que el AOS del SAE es n_{DAE} -veces el AOS del DAE base.

En la Figura 5.1 puede verse el AOS de 3 SAESC formados por 1, 2 y 5 SC Maxwell 16V 58F, respectivamente.

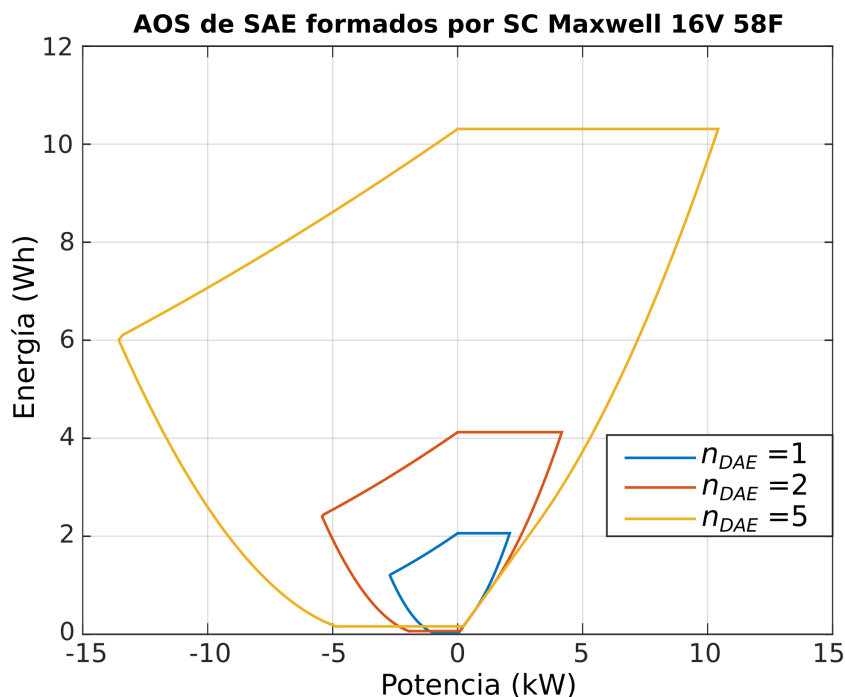


Figura 5.1 AOS de 3 SAESC formados por: 1 SC, 2 SC y 5 SC Maxwell 16V 58F, respectivamente.

5.3. Síntesis del perfil de demanda en el plano EP

Esta etapa consiste en la obtención del área, en el plano EP, demandada por el sistema a partir de sus requerimientos y de la estrategia de gestión asociada. A partir del perfil de potencia demandado se puede calcular la energía demandada y así obtener la trayectoria demandada en el plano EP. El proceso de síntesis consiste en reducir dicha trayectoria al polígono que la circunscribe definiendo el área demandada. De esta manera se reduce el número de puntos utilizados para caracterizar el perfil de demanda (trayectoria completa) a un puñado de puntos que caracterizan el área que describen en el plano EP (polígono circunscripto).

5.3.1. Perfil EP demandado

A partir de la potencia demandada, P_{dem} , es fácil calcular la energía demandada, E_{dem} , como su integral. Como nuestro interés es el SAE y una potencia demandada representa una descarga energética del mismo, un signo negativo es agregado al cálculo de la energía resultando en,

$$E_{dem}(t) = - \int P_{dem}(t) dt \quad (5.5)$$

Dibujando ambas variables en el plano EP obtenemos la Trayectoria de Demanda en el plano Energía-Potencia (TDEP) que correlaciona ambas demandas. Definiendo el polígono convexo que circunscribe dicha trayectoria como el Polígono de Demanda en el plano Energía-Potencia (PDEP) se caracteriza el área demandada reduciendo notablemente los puntos usados para describirla.

Para el cálculo de la envolvente convexa se utilizó el algoritmo Gift Wrapping (también conocido como algoritmo Jarvis March) [79].

En la Figura 5.2 se puede ver el proceso de obtención de la Trayectoria y Polígono de Demanda, TDEP y PDEP, respectivamente.

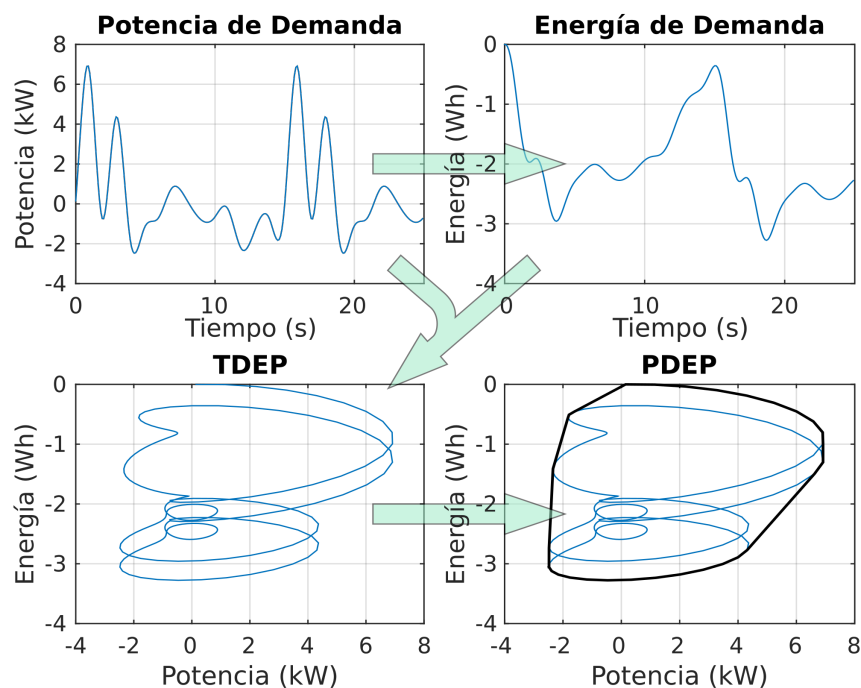


Figura 5.2 Proceso de obtención de la Trayectoria de Demanda (TDEP) y el Polígono de Demanda (PDEP) a partir de un perfil de Potencia de Demanda.

5.3.2. Perfil EP demandado saturado

En la mayoría de los casos el objetivo principal de los SAE es suplir energía eléctrica cuando el sistema lo requiera por lo que deben ser dimensionados para poder suplir la máxima energía *descargada* y no la variación neta máxima tal cual definida en la sección previa. Esta idea limita la carga del SAE asumiendo que la energía puede ser *desaprovechada* (e.g., degradación del Seguimiento del Punto de Máxima Extracción de Potencia (SPMP)) y evitando un sobre-dimensionamiento del mismo [31].

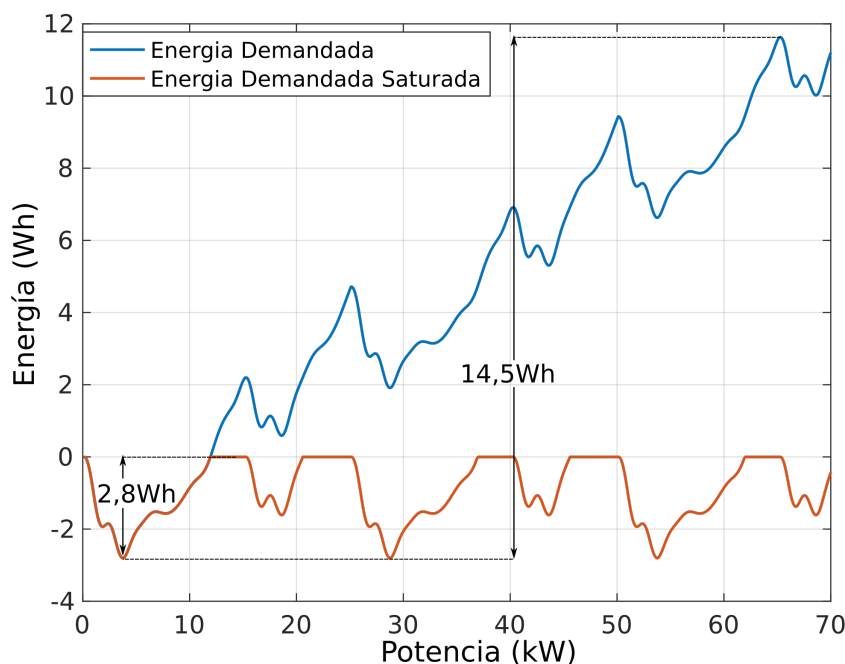


Figura 5.3 Comparación entre los perfiles de energía demandada, E_{dem} , y energía demandada saturada, E_{sat} .

La Energía Demandada Saturada se calcula limitando la carga del SAE a un valor máximo de energía.

$$E_{sat}(t) = - \int_{t_0}^t P_{sat}(\tau) d\tau \quad \text{donde } P_{sat}(\tau) = \begin{cases} P(\tau), & \text{si } E_{sat}(\tau) < E_{max} \\ \max(0, P(\tau)), & \text{si } E_{sat}(\tau) \geq E_{max} \end{cases} \quad (5.6)$$

Donde sin pérdida de generalidad se puede asumir que $E_{max} = 0$ ya que lo que nos interesa es la variación y no la energía neta.

En la Figura 5.3 se observa la diferencia entre la evolución de la energía demandada saturada, E_{sat} , (en rojo) y la energía demandada, E_{dem} , (en azul) calculada directamente de la potencia demandada. Se puede ver que un SAE que sea capaz de almacenar 2,8Wh será necesario para el caso de E_{sat} y uno capaz de almacenar 14,5Wh para E_{dem} . En la gran mayoría de los casos suele ser conveniente, desde el punto de vista económico, evitar sobre-dimensionamientos a costa de desaprovechar cierta cantidad de energía.

5.3.3. Perfil EP demandado saturado y limitado

En la sección anterior limitamos la carga del almacenador para evitar su sobredimensionamiento pero garantizando su capacidad para cumplir con la demanda de descarga. Existen casos en los cuales la pérdida de esta capacidad es permitida, nuevamente, para reducir las dimensiones del SAE. Este efecto se podrá apreciar en el caso estudiado en la Sección 6.4.2.2.

De manera similar que cuando limitamos la energía máxima demandada, $E_{max} = 0$, podemos limitar la energía mínima, E_{min} , obteniendo la siguiente ecuación para calcular la evolución de la energía.

$$E_{lim}(t) = - \int_{t_0}^t P_{lim}(\tau) d\tau \quad \text{donde } P_{lim}(\tau) = \begin{cases} \min(0, P(\tau)), & \text{si } E(\tau) \leq E_{min} \\ P(\tau), & \text{si } E_{min} < E(\tau) < 0 \\ \max(0, P(\tau)), & \text{si } E(\tau) \geq 0 \end{cases} \quad (5.7)$$

Adicionalmente, se puede calcular la relación entre la energía no suministrada y la energía total demandada. Este indicador se conoce como la Probabilidad de Carga No Suministrada o Loss of Power Supply Probability (LSPS) [80] y, si bien originalmente se utilizan variables estocásticas para calcularla, también se puede definir para demandas deterministas [81] como,

$$LSPS = \frac{\int P_{no-suministrada}}{\int P_{dem-descarga}} \quad (5.8)$$

donde $P_{no-suministrada}$ se puede calcular como $\max(P_{dem} - P_{lim}, 0)$ y $P_{dem-descarga}$ como $\max(P_{dem}, 0)$.

5.3.4. Perfil EP del Almacenador Aproximado

La variación de energía demandada al SAE no es igual a la variación interna de su energía almacenada debido a las pérdidas de los procesos de carga y descarga, p.ej., si deseamos extraer 90Wh de energía de un SAE cuyo rendimiento de descarga es del 90% entonces la variación de energía interna será de 100Wh de los cuales 10Wh se perderán en el proceso de descarga.

Es evidente que para saber las pérdidas exactas de un SAE debemos tenerlo particularizado, es decir, conocer la tecnología y su dimensión. Esto genera un bucle entre la etapa de dimensionamiento (cálculo de AOS asociado) y la etapa de cálculo de la variación de

energía interna del almacenador. Para romper este bucle y facilitar el dimensionamiento se aproxima el modelo del SAE a uno de almacenador de energía de rendimiento constante. La variación aproximada de energía interna del almacenador puede ser calculada considerando rendimiento constante de carga, η_c , y descarga, η_d :

$$E_{alm-aprox}(t) = - \int k P_{dem}(t) dt \quad (5.9)$$

$$k = \begin{cases} \eta_c & \text{si } P_{dem} \leq 0 \\ 1/\eta_d & \text{si } P_{dem} > 0 \end{cases}$$

Usando dicha energía podemos calcular la Trayectoria Aproximada del Almacenador en el plano Energía-Potencia (TAEPaprox) y su Polígono Aproximado del Almacenador en el plano Energía-Potencia (PAEPaprox) asociado.

DAE de la misma tecnología suelen tener rendimientos similares por lo que no es necesario volver a re-calcular la TAEPaprox y su PAEPaprox cuando se quiere agregar un nuevo dispositivo (e.g., mismas tecnología pero de otro fabricante) al análisis.

Ambas acciones, la reducción de la complejidad del modelo y la posibilidad de re-uso de trayectorias ya calculadas son las principales razones de la rapidez de este método.

Sin embargo, estas aproximaciones deberán ser validadas posteriormente ya que, como dijimos previamente, el rendimiento depende fuertemente del dimensionamiento y de la operación del SAE, e.g., un SAE con baterías de Litio-Ion tienen un rendimiento promedio cíclico del 90 % [35] pero si restringimos su potencia de carga/descarga o lo sobre-dimensionamos podemos llegar a valores del 95 %.

Procediendo de manera similar al cálculo de un *Perfil EP demandado saturado y limitado* se puede obtener un *Perfil EP del Almacenador Aproximado saturado y limitado*.

5.3.5. Perfil EP del Almacenador

Una vez que el SAE se encuentra particularizado (tecnología y dimensión) se puede calcular la verdadera variación de energía interna cuando se lo somete al perfil de potencia y, por lo tanto, obtener la Trayectoria del Almacenador en el plano Energía-Potencia (TAEP) y el Polígono del Almacenador en el plano Energía-Potencia (PAEP). Si el rendimiento del almacenador fue correctamente seleccionado, la TAEP y la TAEPaprox deberían ser similares tal como muestra la Figura 5.4, y por consiguiente el PAEP y el PAEPaprox.

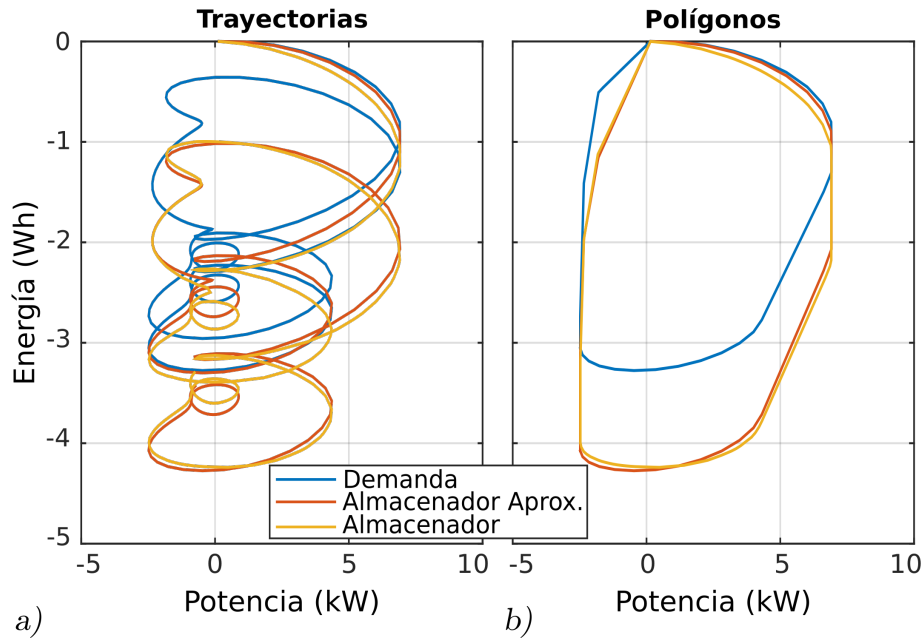


Figura 5.4 Comparación entre las a) Trayectorias y los b) Polígonos de Demanda, Almacenador y Almacenador Aproximado de un SC.

5.4. Procedimiento de dimensionamiento

El objetivo de este método de dimensionamiento es garantizar una operación segura del SAE cuando se lo somete al perfil de potencia resultante de las especificaciones del sistema y la gestión de energía asociada. El problema se reduce a encontrar el número de DAE, n_{DAE} , que compondrán el SAE de manera que el AOS resultante contenga la TAEP. Como se mencionó en la sección anterior, debido a que la TAEP es solo calculable una vez que se tiene la dimensión del SAE, usaremos la TAEPaprox, más particularmente el PAEPaprox. Adicionalmente para posicionar la TAEPaprox en el AOS del SAE se necesita saber la energía máxima que se permitirá cargar SAE, $E_{max_{sae}}$.

El método propuesto consiste en seleccionar un n_{DAE} , verificar si el AOS del SAE resultante puede contener el PAEPaprox y, en función de este resultado, ajustar el valor de n_{DAE} hasta que se verifique cierta condición con la cual se da por concluida la búsqueda, obteniendo el n_{DAE} final junto con el $E_{max_{sae}}$, p.ej. Figura 5.5.

5.4.1. Selección de n_{DAE} del SAE

Para encontrar el n_{DAE} se utiliza el método de búsqueda binaria. Partiendo de un arreglo ordenado de posibles valores de n_{DAE} , se selecciona el que se encuentra en la posición del

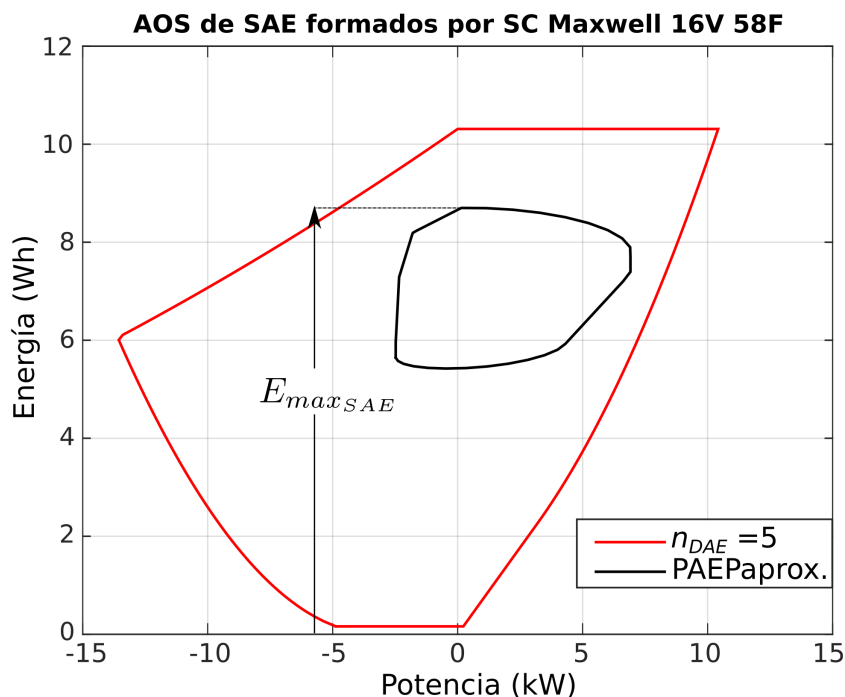


Figura 5.5 Ubicación del PAEPaprox a partir de E_{maxsae} y n_{DAE} .

medio y se verifica si el SAE resultante puede contener el PAEPaprox. Como consecuencia de esta verificación, se descarta una mitad del arreglo y se sigue buscando entre los posibles valores restantes.

Este proceso se vuelve a repetir hasta que quede un solo elemento en el arreglo (y por consiguiente la dimensión del SAE) o se verifique alguna condición extra, e.g., que la distancia entre el AOS y el PAEPaprox esté dentro de cierta tolerancia.

5.4.2. Verificación PAEPaprox dentro del AOS

Hay varias maneras para verificar si el PAEPaprox se puede ubicar dentro del AOS. En particular aquí se realiza el centrado del PAEPaprox con respecto al límite superior y al límite inferior del AOS y posterior se verifica si todos los puntos del polígono se encuentran dentro del AOS.

Para ello se divide el AOS en un AOS Superior (AOSsup) y un AOS Inferior (AOSinf), como se muestra en la Figura 5.6, y se calculan las distancias verticales (ΔE_{s-i} y ΔE_{i-i}) de cada punto, i , del PAEPaprox. Utilizando el menor y el mayor valor respectivamente, se puede calcular (haciendo la semi-suma) cuanto se debe elevar el nivel de energía máxima del SAE para que el PAEPaprox se encuentre equidistante verticalmente de los límites del AOS.

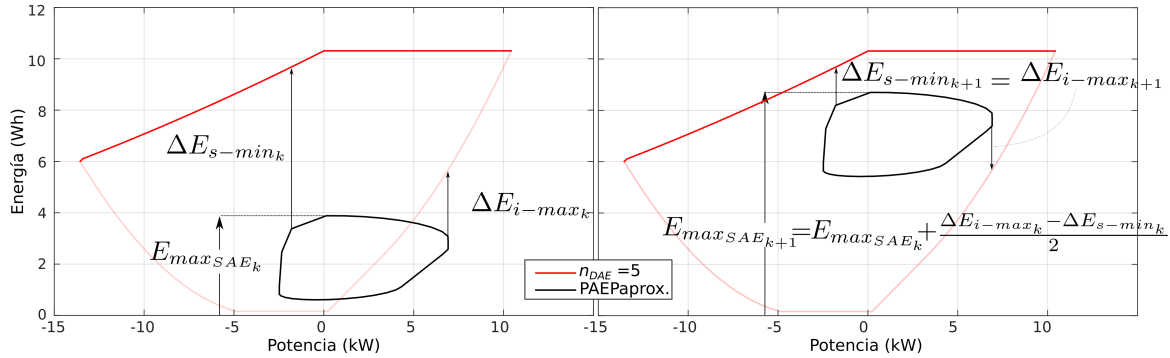


Figura 5.6 Proceso de centrado del PAEPapprox en el AOS de un SAE.

Para verificar que el PAEPapprox se encuentre dentro del AOS basta con comprobar que la distancia del AOSsup al PAEPapprox ya centrado sea positiva, ver Figura 5.6. Vale destacar que esta distancia se puede calcular directamente con los valores de energía calculados en el punto anterior (centrado), como la semi-resta de los valores obtenidos, sin necesidad de volver a calcular la distancia a todos los puntos del polígono.

5.5. Procedimiento completo de dimensionamiento

En la Figura 5.7 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento completo del método desarrollado para el dimensionamiento de un SAE a partir del requerimiento de un sistema con validación vía simulación y, posteriormente, experimentación física.

5.6. Caso de estudio

Se ejemplifica el método utilizado para dimensionar 2 SAE de tecnologías distintas asociados a un sistema generador eólico de conectado a la red. El primero es un SAESC compuesto por SC Maxwell 58F 16V (Anexo C.1) como DAE y el segundo un Sistema Almacenador de Energía de Baterías (SAEB) compuesto por BLI Mottcell 3.2V 36Ah (Anexo C.4) como DAE.

5.6.1. Requerimientos del sistema

El sistema considerado es un caso escalado en potencia y tiempo del proyecto InsulGrid (IG) [82] (Anexo A.3) que consiste en una turbina eólica de 450W conectado a la red funcionando con compromiso de generación en el mercado diario (day a-head market). Se

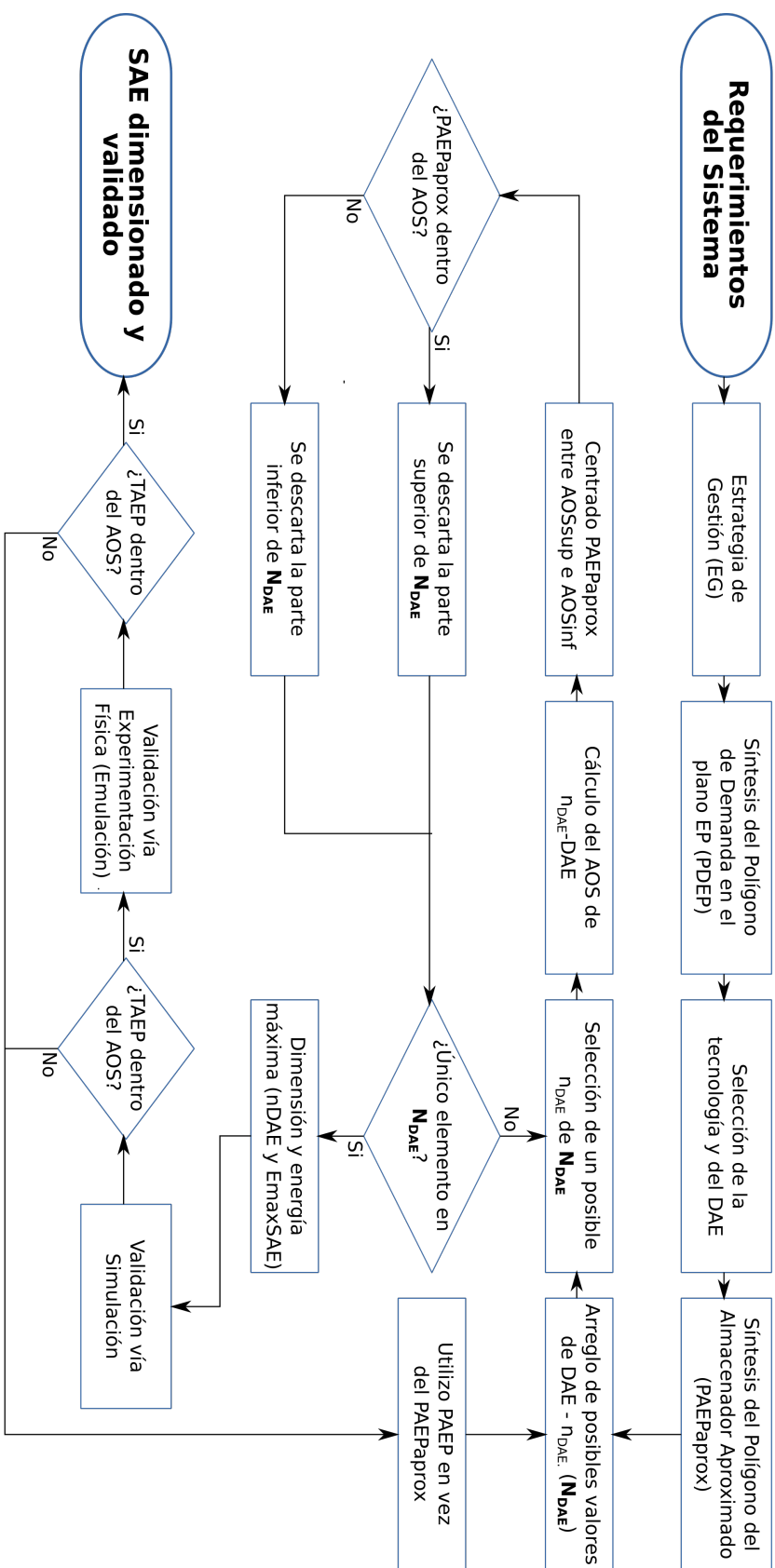


Figura 5.7 Diagrama de flujo del procedimiento completo del método desarrollado para el dimensionamiento de un SAE.

considera una versión reducida del sistema con el objetivo de validar los resultados mediante experimentos en los elementos físicos reales disponibles. El generador eólico se compromete a generar cierto perfil de potencia, P_{com} , igual al predicho según el pronóstico de viento. Naturalmente el perfil de potencia real, P_{prod} , es distinto al pronosticado. El SAE se asocia al generador eólico para compensar esta discrepancia.

En este primer caso de estudio se considera que SAE compensará perfectamente dicha diferencia garantizando que la potencia inyectada a la red, P_{red} , sea igual a P_{com} y lo denominaremos Estrategia de Gestión de Base (EG_{Base}).

$$EG_{Base} : P_{dem} = P_{com} - P_{prod} \quad (5.10)$$

En la Figura 5.8 pueden verse los perfiles de potencias antes descritos tanto para el caso original como para la versión reducida utilizada.

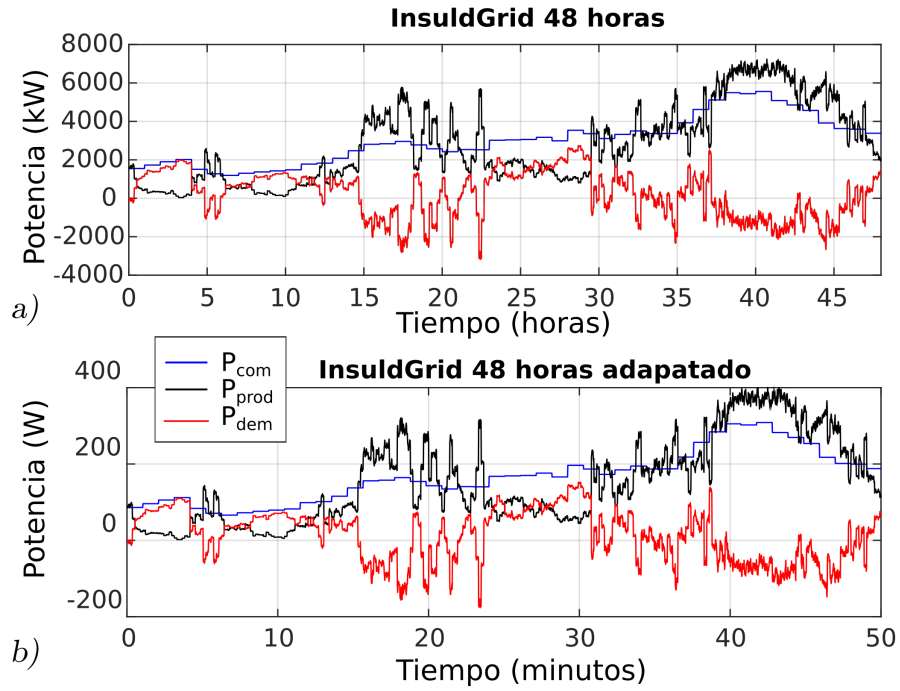


Figura 5.8 Perfiles de potencia comprometida (P_{com}), potencia generada (P_{prod}) y potencia demandada al SAE (P_{dem}) de: a) IG 48 horas y b) IG 48 horas adaptado.

5.6.2. AOS de los DAE

Las AOS (capacidades de EP) de ambas soluciones tecnológicas consideradas para el SAE (SC Maxwell 58F 16V y BLI Mottcell 3.2V 36Ah) fueron calculadas en el Capítulo 3 a

partir de los modelos parametrizados luego de ensayos sobre los elementos reales. La Figura 5.9 muestra el AOS para ambos DAE.

5.6.3. Síntesis del perfil EP

Como ya se mencionó en la Sección 5.6.1 el perfil de potencia demandado al SAE, P_{dem} , será la diferencia entre $P_{com} - P_{prod}$. Para la obtención del PAEPaprox consideraremos un 98 % de eficiencia de conversión (tanto carga como para descarga) para los SCs y 96 % para las BLIs. Teniendo en cuenta además la posibilidad de degradar la generación calculamos las TAEPaprox considerando la saturación de energía en 0, se calculan las trayectorias y los polígonos aproximados de los almacenadores y se muestran en la Figura 5.10.

5.6.4. Dimensionamiento

Comenzando con el SAEB, se puede verificar que una sola BLI es suficiente para permitir que el PAEPaprox entre dentro de su AOS.

Cabe destacar que la energía inicial del SAEB es de 95Wh, Figura 5.11, para poder cumplir con la potencia máxima de carga.

En cambio para el SAESC la cantidad de SC es de 11 unidades y la energía inicial debe ser de 23Wh.

Vemos una notable diferencia entre ambas gráficas. Mientras que el SAEB está más cerca de sus límites de potencia, el SAESC lo está de los de energía. Adicionalmente el SAESC está notoriamente sobre-dimensionado en lo que respecta a sus capacidades de potencia. En cambio el SAEB ocupa más equitativamente el AOS. Esto no invalida los dimensionamientos, simplemente permite visualizar rápidamente las diferentes características de ambas soluciones.

5.6.5. Ensayos experimentales

Los ensayos experimentales realizados consisten en ensayos de validación vía simulación y vía experimentación física usando el mismo banco de prueba que en la Sección 3.2.1.4 y descrito en Anexo B.1. El primer ensayo realizado es someter a los SAE al perfil de potencia para el cual fueron dimensionados, EG_{Base} , y verificar que ningún límite es sobrepasado. Para mostrar que los SAE no están sobre-dimensionados, se incrementa un 10 % el perfil de demanda, Estrategia de Gestión de Base Incrementada ($EG_{Base-Inc}$), y se verifica que ambas trayectorias exceden las AOSs de sus respectivos SAE.

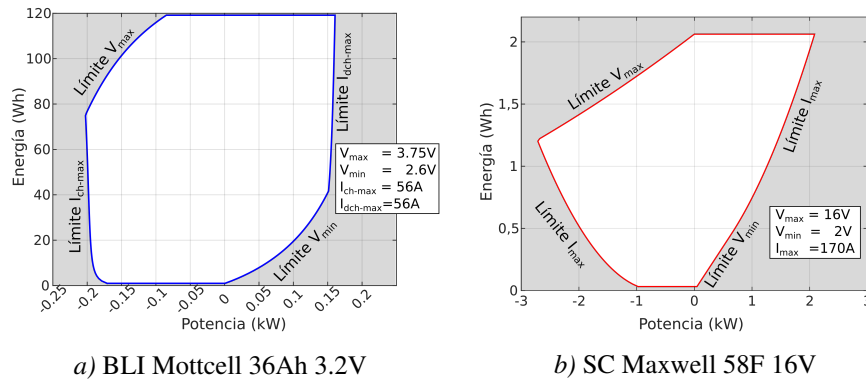


Figura 5.9 AOS de las 2 tecnologías consideradas

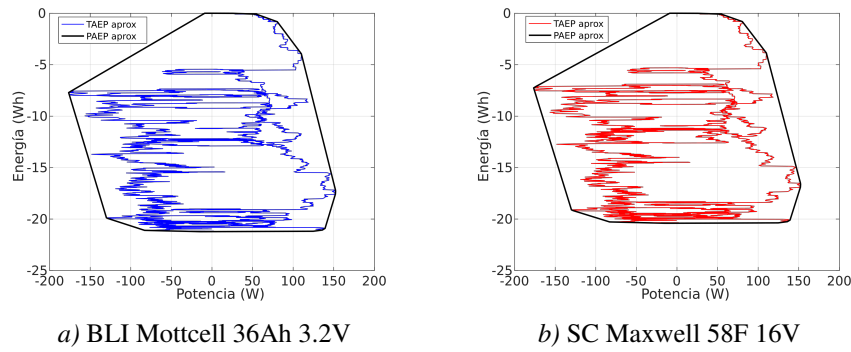


Figura 5.10 TAEPaprox y PAEPaprox de las 2 tecnologías de SC consideradas

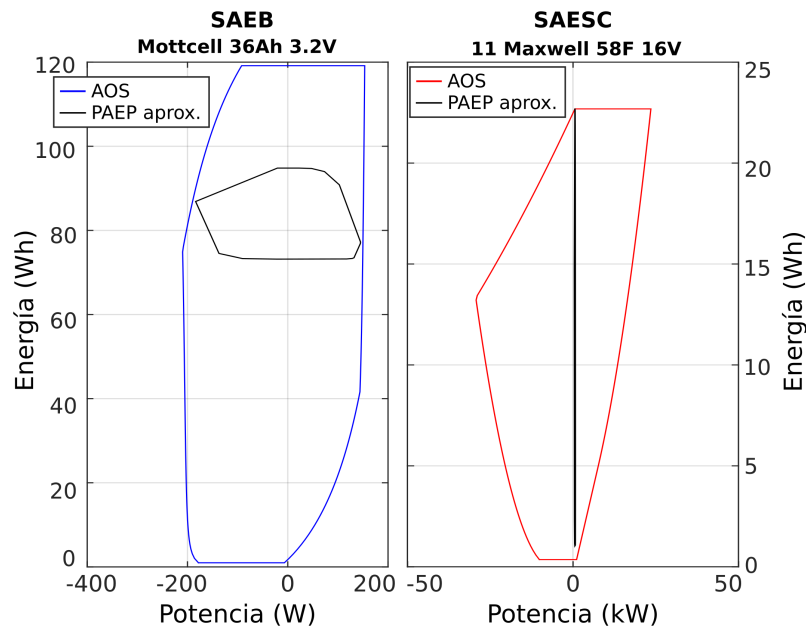


Figura 5.11 Dimensiones de los SAE que contienen los PAEPaprox.

5.6.5.1. Validación SAEB

La Figura 5.12 muestra la evolución de la tensión y la corriente del SAEB de los ensayos realizados sobre el sistema físico real. Puede verse que ambas variables permanecen dentro de los límites seguros de operación durante toda la prueba bajo el perfil EG_{Base} . En cambio, durante el perfil $EG_{Base-Inc}$ vemos que toca los límites de corriente.

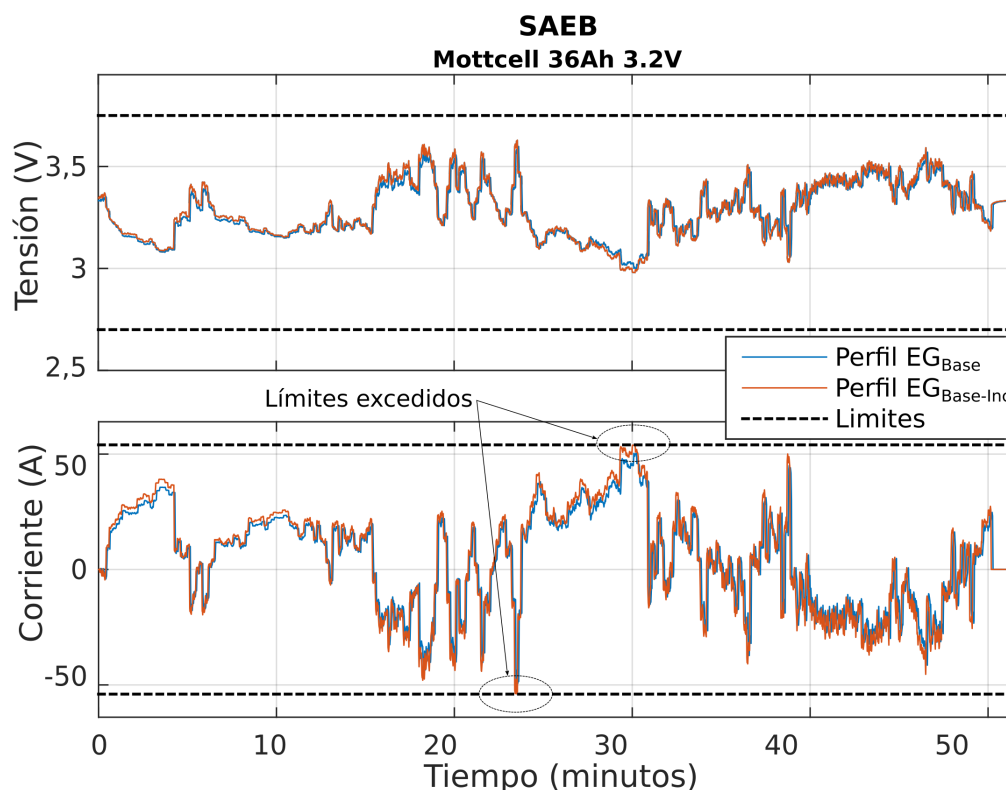


Figura 5.12 Evolución de la tensión y la corriente del SAEB ensayado en el banco de pruebas

Estos 2 resultados también pueden verse en el plano EP. En la Figura 5.14 se observa como la trayectoria asociada al perfil EG_{Base} no excede los límites del AOS del SAE mientras la asociada al perfil $EG_{Base-Inc}$ si lo hace.

5.6.5.2. Validación SAESC

De manera equivalente, la Figura 5.13 muestra la evolución de la tensión y la corriente del SAESC de los ensayos realizados sobre el sistema físico real. Puede verse que ambas variables permanecen dentro de los límites seguros de operación durante toda la prueba bajo el perfil EG_{Base} . En cambio, durante el perfil $EG_{Base-Inc}$ vemos que toca los límites de tensión. Recordando que la tensión es un indicador directo de la energía almacenada, vemos que el SAESC es limitado en energía.

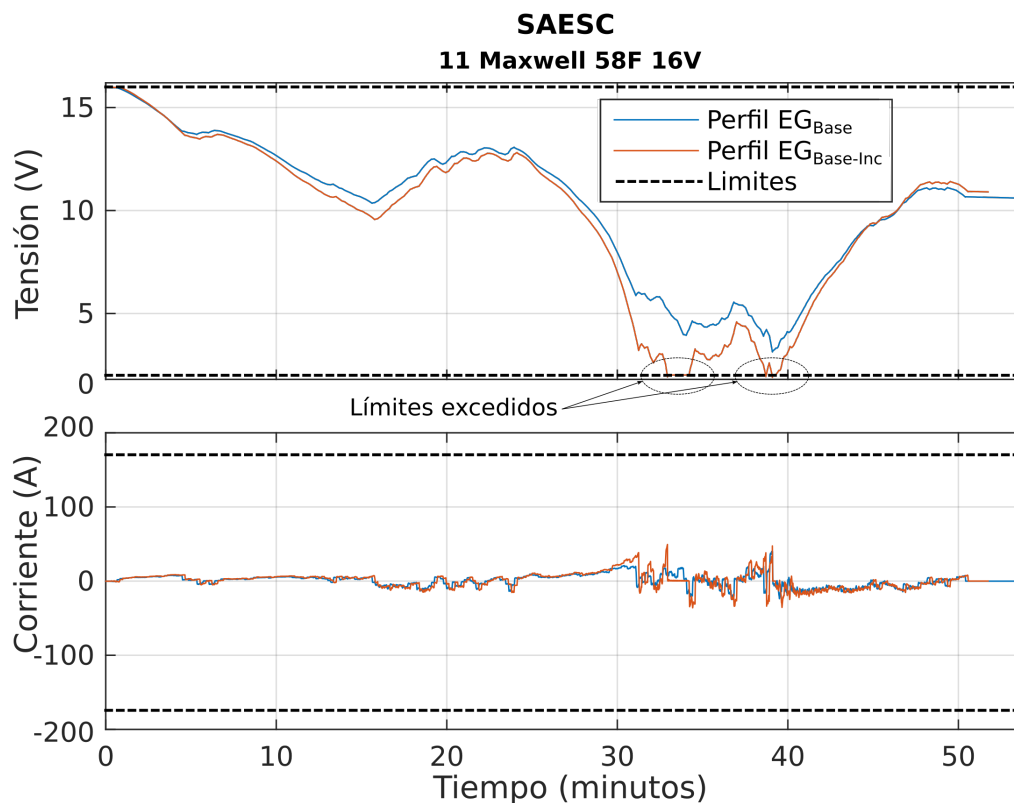


Figura 5.13 Evolución de la tensión y la corriente del SAEB ensayado en el banco de pruebas

En la Figura 5.15 pueden verse como la trayectoria asociada al perfil EG_{Base} no excede mientras la asociada al perfil $EG_{Base-Inc}$ llega al límite inferior de energía tal como mencionamos anteriormente.

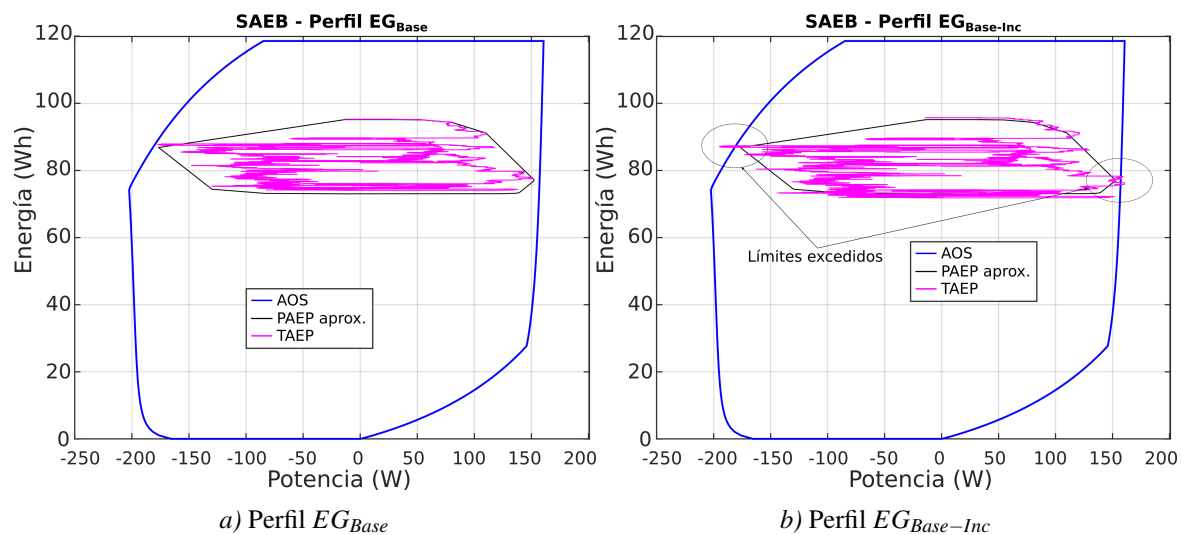


Figura 5.14 Resultados del SAEB bajo 2 perfiles de potencia.

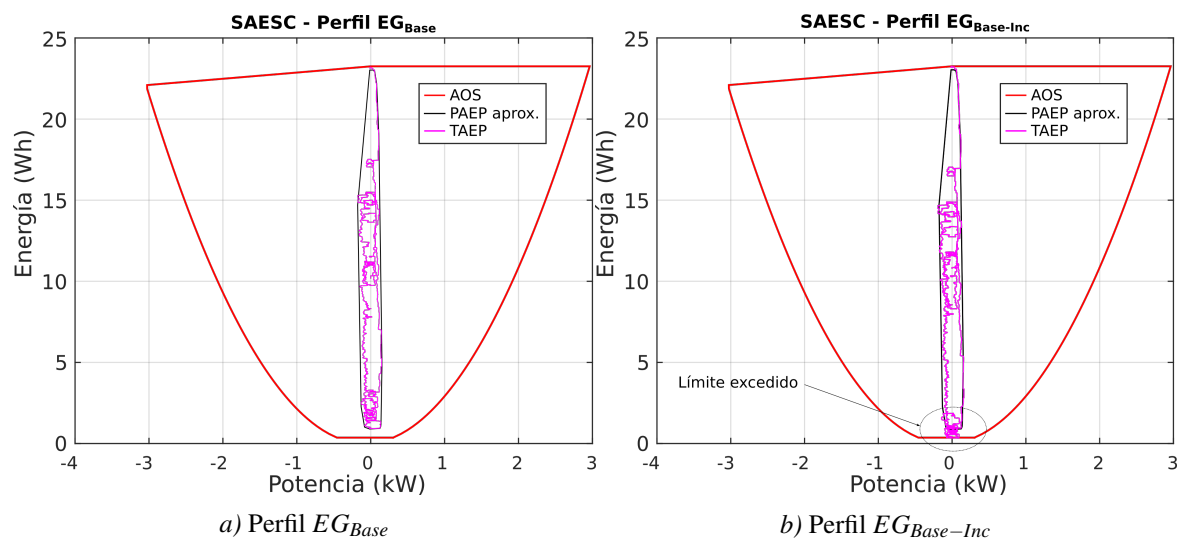


Figura 5.15 Resultados del SAESC bajo 2 perfiles de potencia.

5.7. Conclusiones

El método presentado utiliza las características del sistema y sus elementos en el plano EP. Por un lado los DAE son caracterizados en este plano obteniendo su AOS y por otro los perfiles de potencia de la demanda son relacionados con el área que ocupan también en el plano EP obteniendo las trayectorias y polígonos asociados. El dimensionamiento se reduce a encontrar el número de DAE, que conformarán el SAE, de manera tal de que su AOS contenga la trayectoria generada por el perfil de potencia de demanda elegido. La separación en estas 3 etapas bien definidas (caracterización del DAE, caracterización demanda y dimensionamiento propiamente dicho) permite la re-utilización de parte de los resultados de una etapa cuando se modifica alguna otra.

Una vez que se posee el AOS de cierto DAE se lo puede usar para dimensionar el SAE según distintas estrategias de gestión. Si por el contrario, se incorpora al estudio un nuevo DAE, e.g., dispositivo de un nuevo fabricante, y no hay un cambio en la estrategia de gestión, únicamente se requiere calcular el AOS del nuevo DAE y el dimensionamiento propiamente dicho sin que la trayectoria y polígono demandando se vea afectado.

En la síntesis de perfil de demanda se pueden comparar y analizar distintas estrategias de gestión independientemente del DAE seleccionado. Áreas críticas, patrones recurrentes como así también cercanía a los límites de funcionamiento son fáciles de visualizar en el plano EP. Más aún, estrategias de gestión en Sistema Almacenador de Energía Híbrido (SAEHib) pueden ser evaluadas usando este plano. Esta capacidad se desarrolla en el Capítulo 6.

La etapa de dimensionamiento es sumamente rápida ya que la factibilidad de un tamaño propuesto es muy simple. Consiste en verificar si un polígono (PAEPaprox) puede ser contenido por otro polígono (n_{DAE} AOS del DAE), con la limitación extra de que tienen que estar alineado en un eje. Esto se realiza calculando la distancia de unos pocos puntos a segmentos en el plano. Gracias a esto, y a que se usa búsqueda binaria para recorrer el arreglo de posibles valores, los tiempos de resolución son bajos.

El problema se redujo a validar la factibilidad de una serie de tamaños (n_{DAE} del arreglo) a la posibilidad de que un polígono, PAEPaprox, entre dentro de otro, AOS del SAE.

Sin embargo, el método descripto posee algunas particularidades. La estrategia de gestión energética utilizada para calcular la potencia demandada al SAE no puede depender ni de su tamaño ni de sus variables de estado ya que en esta instancia todavía no se encuentra dimensionado. Por el mismo motivo las trayectorias del almacenador son aproximadas en una primer instancia de dimensionamiento y posteriormente, una vez que el SAE se encuentra particularizados, se calculan vía simulación y se valida la correcta operación.

El método desarrollado como así también las validaciones para los casos descriptos fueron reportados en 2 publicaciones [83, 84].

Capítulo 6

Integración del Dimensionamiento con la Gestión de la Energía: Estudio de Caso

En el Capítulo 2 se mencionó el fuerte vínculo que existe entre los requerimientos de un sistema eléctrico, la gestión energética, la tecnología de los Sistema Almacenador de Energía (SAE) y el dimensionamiento de los mismos. Por otro lado, en el capítulo anterior se propuso un método de dimensionamiento de un sistema almacenador el cual será paradigmáticamente usado en este capítulo para un estudio de caso.

En una primera parte, partiendo de los requerimientos de un sistema real (Proyecto InsulGrid (IG) Anexo A.3) y de gestiones de energía simples, se realiza un análisis de las tecnologías disponibles (usando los conceptos de Área de Operación Segura (AOS) y Trayectoria del Almacenador en el plano Energía-Potencia (TAEP)) y se seleccionan las más adecuadas. En una segunda etapa se dimensionan los SAE de cada tecnología y se calcula el costo total de operación durante 10 años. Sobre la base de este resultado e identificando las mayores fuentes de costos, se replantea tanto la gestión como el dimensionamiento de la solución propuesta. De esta manera, se implementa un nuevo SAE, con dimensiones y gestión energética distintas al originalmente propuesto, que mejora el índice económico.

Posteriormente, se considera una solución híbrida de los almacenadores antes considerados. De esta manera, a través de una gestión energética adecuada, se explotan los beneficios que posee cada tecnología, logrando mejoras sustanciales en términos tanto económicos como de desempeño del sistema. Una vez más, un cambio en la gestión energética produce leves mejoras.

6.1. Introducción

Dentro del marco para la integración de recursos renovables a las redes eléctricas, la intermitencia intrínseca de las fuentes más importantes (generación eólica y generación fotovoltaica) es un verdadero desafío. Para garantizar la estabilidad del sistema suele limitarse la penetración de dichas fuentes en la matriz energética eléctrica. Los SAE pueden usarse para aumentar la confiabilidad de dichas fuentes energéticas renovables aumentando el nivel de penetración e incluso permitiendo la participación en servicios complementarios tales como recorte de pico, control de frecuencia, etc. El logro de estas propiedades y prestaciones a través de la incorporación de los SAE requiere la implementación de políticas de gestión energética.

6.2. Requerimientos del sistema

El caso estudiado consiste en asociar un SAE para mejorar la confiabilidad de generación de un parque generador eólico (Proyecto IG Anexo A.3) que participa el mercado diario.

6.2.1. Descripción del sistema

El parque eólico se consideró conformado por una única turbina de 80 metros de diámetro y 2 MW de potencia máxima, pudiendo escalarse los resultados a la cantidad de turbinas deseadas. El mismo se localizará en la isla de Guadalupe (Francia) y se conectará directamente al sistema eléctrico de distribución. Este participará del mercado diario y será remunerado por la energía transferida a la red.

La asociación de un SAE es fundamental para aumentar la confiabilidad de la generación dentro de cierto rango aunque posteriormente podrán agregarse otros servicios complementarios, por los cuáles también podría ser remunerado (no incluido en este trabajo).

6.2.1.1. Generación

La participación en el mercado diario se lleva a cabo de la siguiente manera. A partir de la previsión meteorológica del día anterior, P_{prev} , el generador se compromete a generar un perfil de potencia, P_{com} . Obviamente la potencia real producida, P_{prod} , varía con respecto la comprometida.

Se dispone de los datos de generación estimada de una turbina (el día anterior a partir de mediciones y estimaciones meteorológicas) con un muestreo de 1 hora y la generación real

(de dicho día a partir de las mediciones de los vientos) con un muestreo de 10 minutos. En la Figura 6.1 se pueden ver ambas potencias y se aprecia una gran diferencia entre ellas.

Si bien un SAE puede ser dimensionado y usado para suplir esta diferencia, tal como fue considerado para la validación del método de dimensionamiento mostrado en la Sección 5.6.1, los requerimientos reales del operador de la red son menores.

6.2.1.2. Banda de Tolerancia

Debido a las características actuales de la red y para fomentar la incorporación de proyectos renovables, los requerimientos del operador de la red son más laxos que la obligación de cumplir con la potencia comprometida, exigiendo que la diferencia entre la potencia comprometida y la potencia transferida a la red esté acotada a cierto valor.

Para la instalación de un parque eólico de una potencia máxima instalada, P_{inst} , el operador permite que la diferencia entre la potencia transferida a la red, P_{red} , y la comprometida, P_{com} , sea de hasta un 15 % de la potencia máxima instalada, $P_{tol} = 15 \% P_{inst}$. Visto de otra manera, la potencia transferida a la red se debe encontrar dentro de una banda de tolerancia centrada en la potencia comprometida ($P_{com} \pm 15 \% P_{inst}$). En la Figura 6.1 se puede ver dicha banda de tolerancia.

Si la potencia transferida a la red se encuentra por fuera de dichos límites (ya sea por exceso o déficit) el generador entra en modo Falla de Compromiso (o commitment failure) (FC). Desde el momento que entra en falla y hasta 15 minutos después de que vuelve a generar dentro de la banda, la energía suministrada a la red no es remunerada. Adicionalmente, aunque no se considera en este caso, si los eventos de falla son muy frecuentes, el operador de la red puede suspender al generador por horas o por tiempo indeterminado.

Por lo tanto, el SAE será usado para mantener P_{red} dentro de la banda de tolerancia.

Para clarificar las estrategias de gestión que fueron utilizadas se definirán 4 bandas o zonas de generación:

- **Zona Sobre-producción** Cuando la potencia real producida excede el límite superior de la banda de tolerancia. $P_{prod} > P_{com} + P_{tol}$
- **Banda Superior** Cuando la potencia real producida se encuentra dentro de la banda de tolerancia y es superior a la potencia comprometida. $P_{com} + P_{tol} \geq P_{prod} > P_{com}$
- **Banda Inferior** Cuando la potencia real producida se encuentra dentro de la banda de tolerancia y es inferior a la potencia comprometida. $P_{com} \geq P_{prod} > P_{com} - P_{tol}$
- **Zona Sub-producción** Cuando la potencia real producida es menor al límite inferior de la banda de tolerancia. $P_{com} - P_{tol} \geq P_{prod}$

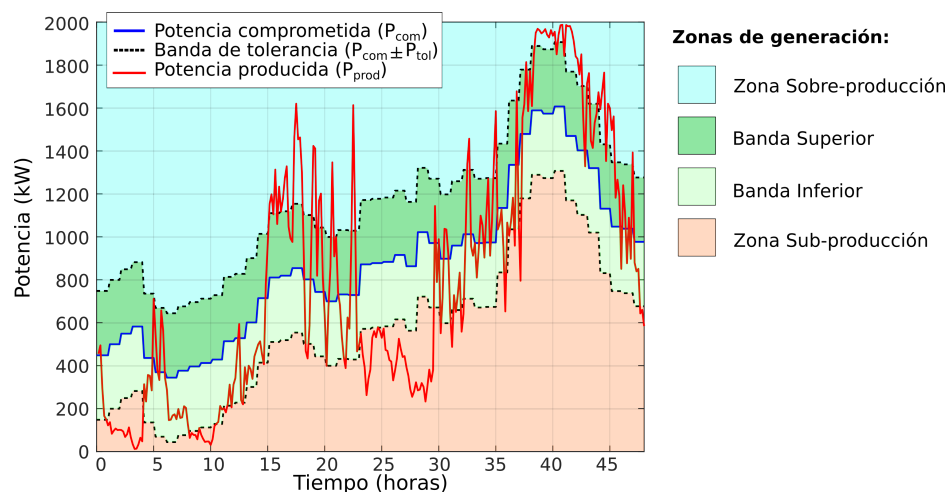


Figura 6.1 Gráfica de las Zonas de generación definidas por la potencia comprometida y su banda de tolerancia junto con la potencia producida realmente para un intervalo de 48 horas del proyecto IG.

A priori, cada vez que la generación se encuentra en la Zona de Sobre-producción, el exceso de potencia se usa para cargar el SAE. En caso de que esto no sea posible (Estado de Carga (EdC) pleno o potencia máxima de carga alcanzada) es posible degradar la producción del aerogenerador de manera tal de que P_{red} permanezca dentro de la banda. Por ende, nunca se tendrá un FC por sobre-producción.

El caso opuesto es la Zona de Sub-producción. En este caso, si no se desea entrar en penalidad, el SAE debe suplir la falta de potencia de producción para entrar dentro de la banda de tolerancia.

En las otras 2 zonas, dentro de la banda de tolerancia, no sería necesario usar el SAE ya que la producción se encuentra dentro de los niveles permitidos pero, tal como veremos en la sucesivas estrategias, puede cargar o descargar anticipadamente el SAE para hacer frente a un sobre o sub-generación futura, siempre y cuando la potencia entregada a la red quede dentro de la banda de tolerancia.

6.2.1.3. Análisis Económico

Para conocer el grado de desempeño de una estrategia de gestión y un dimensionamiento se debe tener en cuenta cuál es el mejor caso posible, incluso si éste no es asequible. Si la producción del parque generador estuviese siempre dentro de la banda de tolerancia (o si no existiese banda de tolerancia) la ganancia anual percibida por el generador sería igual a Energía producida por la tarifa de pago. Esto puede expresarse de la siguiente manera

$$Ganancia_{gen} = FIT \times E_{prod} \quad (6.1)$$

En donde *FIT* (Feed-In-Tariff o tarifa de alimentación) es la retribución que recibe el generador por unidad de energía transferida a la red y E_{prod} es el total de la energía producible, y por ende la energía máxima transferible a la red. En este caso en particular el *FIT* es de 250 Euros/MWh.

Debido a las limitaciones del sistema (necesidad de mantenerse dentro de la banda de tolerancia y de consiguiente asociación a un SAE) esta ganancia se ve afectada de varias maneras. La primera es que no toda la energía producida (o producible en realidad) es efectivamente inyectada de manera remunerativa a la red. Se puede distinguir las siguientes energías:

- **Energía Exceso** - E_{exce} es la energía que se *pierde* cuando se degrada la generación del parque eólico. En general ocurre cuando se encuentra en la Zona de Sobre-producción y el SAE no puede almacenar dicho excedente.
- **Energía Falla Compromiso** - E_{cf} es la energía que se inyecta en la red pero estando en falla y que, por lo tanto, no es remunerada.
- **Energía por Rendimiento** - E_{rend} es la energía que se pierde en el ciclo de utilización del SAE, e.g., la eficiencia promedio de un Supercapacitor ronda el 95 % aunque depende fuertemente del perfil de utilización.

El gráfico Sankey de la Figura 6.2 clarifica las definiciones anteriores.

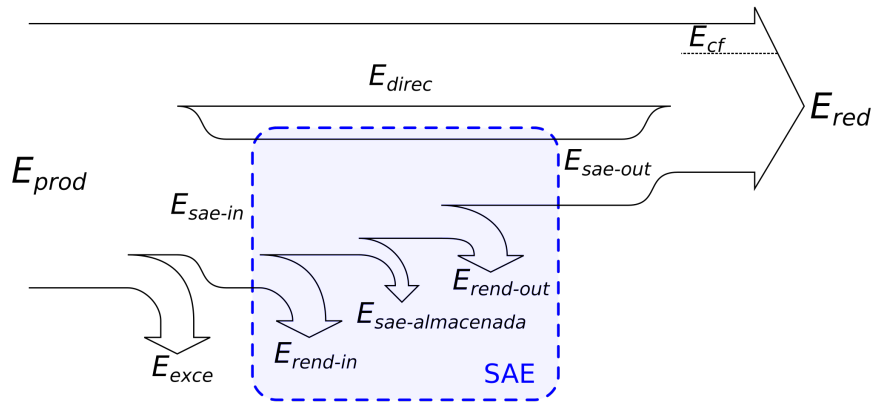


Figura 6.2 Esquema de los flujos energéticos involucrados en el proceso de generación de energía con un SAE asociado.

Por lo tanto, la remuneración expresada en 6.1 se modifica de la siguiente manera:

$$Ganancia_{gen} = FIT \times (E_{prod} - E_{exce} - E_{cf} - E_{rend}) \quad (6.2)$$

Sin embargo, el uso de un SAE tiene un costo intrínseco asociado. No sólo se considera la inversión inicial, $Costo_{SAE_{inv-inicial}}$, sino también la degradación por el propio uso, $Costo_{SAE_{deg}}$.

$$Costo_{SAE} = Costo_{SAE_{inv-inicial}} + Costo_{SAE_{deg}} \quad (6.3)$$

Estos costos dependen de la tecnología utilizada y de la solicitud del SAE. En este aspecto la gestión de la energía juega un rol extremadamente importante.

Agregando dicho costo en la ecuación de ganancia neta obtenemos:

$$Gan_{gen} = FIT \times (E_{prod} - E_{exce} - E_{cf} - E_{rend}) - Costo_{SAE} \quad (6.4)$$

6.2.2. Objetivos del sistema

Tal como se indicó previamente, los motivos para asociar un SAE y un sistema de generación renovable pueden ser variados. En este caso en particular, se definen 2 objetivos fundamentales para el proyecto IG.

- Índice de falla nulo - $FC = 0$
- Maximizar la ganancia del generador en un período de 10 años - $\max Gan_{gen-10a}$

Adicionalmente, se considera que la potencia comprometida es igual a la potencia de generación prevista el día previo ($P_{com} \doteq P_{prev}$).

6.3. Tecnologías de Almacenamiento

Se analizan SAE basados en las 3 tecnologías de almacenamiento descritas en el transcurso de esta tesis: Baterías de Litio-Ion (BLI), SuperCapacitores (SC) y Baterías de Hidrógeno-Oxígeno (BHO).

6.3.1. Gestión de energía

La primera etapa consiste en un pre-análisis de las estrategias plausibles de llevarse a cabo para cumplir con los requerimientos del sistema. En este aspecto se pueden destacar dos estrategias diametralmente opuestas.

Estrategia de Gestión de Baja carga (EG_{baja}) La primera estrategia consiste en una utilización mínima del SAE únicamente en las zonas de Sobre-producción y Sub-producción para entrar nuevamente a la banda de tolerancia. Recordando que el sistema tiene la capacidad

de desaprovechar la energía excedente (degradando la generación de las turbinas eólicas), se usa el perfil demandado saturado para el dimensionamiento del SAE. Esto arroja como resultado el tamaño máximo que debe tener SAE para cumplir con la condición de $FC = 0$ cuando $P_{com} = P_{prev}$.

Estrategia de Gestión de Alta carga (EG_{alta}) La segunda estrategia considerada sirve para calcular el tamaño mínimo del SAE. Este se obtiene haciendo un uso intensivo del almacenador y cargándolo cada vez que sea posible. De manera similar a la estrategia anterior, y en realidad a todas las estrategias, cada vez que la generación se encuentra en Sub-producción, el SAE se descarga inyectando la potencia necesaria para que la potencia entregada a la red esté en su límite inferior, es decir $P_{com} - P_{tol}$. Cuando la generación supera dicho límite inferior y como esta estrategia busca cargar lo antes posible el SAE, parte de la potencia se utiliza para cargar el almacenador. La máxima potencia que se puede inyectar en el SAE, sin entrar en FC, es la diferencia entre la potencia producida y la potencia mínima transferible a la red ($P_{prod} - P_{com} + P_{tol}$).

La siguiente ecuación resumen las estrategias antes descriptas.

$$EG_{baja} : P_{dem} = \begin{cases} P_{com} - P_{tol} - P_{prod}, & \text{si } P_{prod} < P_{com} - P_{tol}, \\ P_{com} + P_{tol} - P_{prod}, & \text{si } P_{prod} > P_{com} + P_{tol}, \\ 0, & \text{de otra manera.} \end{cases} \quad (6.5)$$

$$EG_{alta} : P_{dem} = P_{com} - P_{prod} - P_{tol} \quad (6.6)$$

En la Figura 6.3 se comparan las trayectorias y los polígonos de demanda asociados a cada una de las estrategias utilizando el año entero de datos.

La estrategia EG_{baja} es muy demandante desde el punto de vista energético. Para cumplirla es necesario poder almacenar como mínimo 25MWh de energía. Calculando la relación E_{max}/P_{max} se obtiene un valor aproximado de 16,6Wh/W.

La estrategia EG_{alta} también es demandante desde el punto de vista energético (5MWh) a pesar de ser menor que la de EG_{baja} . De manera similar se puede calcular la relación E_{max}/P_{max} y se obtiene un valor aproximado de 2,6Wh/W.

Estos valores de relación entre energía y potencia máxima se encuentran entre los valores de las tecnologías de BLI y BHO siendo por lo menos un orden de magnitud superior para la BLI. Por lo tanto las limitaciones serán energéticas si se utilizan soluciones de esta última tecnología.

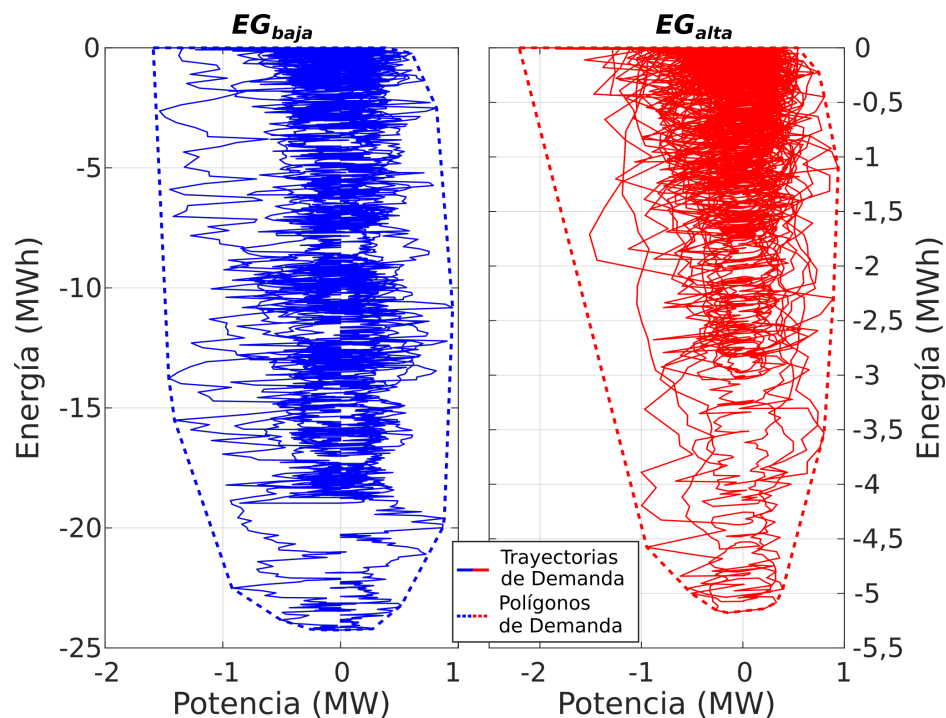


Figura 6.3 Trayectorias y Polígono en el plano Energía-Potencia (EP) de las estrategias EG_{baja} y EG_{alta}

Bajo este resultado, y como era de esperarse, se descarta el uso de SC para la conformación del SAE.

6.4. SAE Mono-tecnológicos

En esta primera etapa, y como es el caso de la mayoría de las soluciones donde se requiere almacenamiento de energía, se analiza la incorporación de una única tecnología.

En este proceso, tal como se describió en el Capítulo 5, es necesario no sólo elegir el Dispositivo Almacenador de Energía (DAE) como elemento base del SAE sino también la cantidad de dichas unidades. Este dimensionamiento está fuertemente vinculado con la gestión de energía elegida, dependiente de los requerimientos del sistema, y de las características de la tecnología de almacenamiento elegida.

6.4.1. Solución SAEB

En este primer caso analizaremos el uso de BLI para la conformación del SAE, dando origen al Sistema Almacenador de Energía de Baterías (SAEB).

6.4.1.1. Costos y degradación

Los costos asociados a este sistema se pueden dividir en costos de instalación y en costos de reemplazo, producto de la degradación del sistema.

Los costos de instalación aumentan con el tamaño del sistemas. En general este aumento no es estrictamente lineal y depende mucho de otros factores más allá del tamaño. Sin embargo como primera aproximación se puede considerar lineal y proporcional al número de DAE lo cuál se puede expresar en la siguiente ecuación.

$$Costo_{SAE_{inv-inicial}}(N_{DAE}) = Costo_{DAE_{inv-esp}} \times N_{DAE} \quad (6.7)$$

Las baterías, y en realidad cualquier almacenador de energía, posee una degradación. Esta degradación se encuentra vinculada con la utilización del mismo. Los efectos principales de la degradación son la disminución de la capacidad de carga y el aumento de la resistencia interna. Se considera que la batería ha llegado al fin de su vida útil cuando la capacidad disminuye a un 80 % de la capacidad inicial o la resistencia interna serie se duplica [85].

Para el caso de las BLI la mayor degradación se obtiene por el proceso de carga y descarga. Si bien también son afectadas por el funcionamiento a temperaturas elevadas, se considera que las mismas se encuentran debidamente acondicionadas y la temperatura de funcionamiento se encuentra dentro de los límites para evitar degradación prematura.

Ciclos equivalentes Una manera de expresar la vida útil de una batería es especificar la cantidad de ciclos de carga y descarga a cierta Profundidad de Descarga o Depth of Discharge (DoD) que puede soportar (Figura 6.4a). Normalmente es un dato especificado por el fabricante y resulta de ensayar la batería a una DoD hasta obtener la falla de la misma.

Un modelo para contabilizar la degradación de la batería consiste en identificar los ciclos de carga/descarga (Figura 6.4b) y obtener el *daño* que produce cada uno de estos ciclos a la salud total de la batería. Realizando la sumatoria de dichos daños se puede calcular el Estado de Salud (EdS) de la batería. El algoritmo para calcular el número de ciclos es el Rainflow Counting [86] comúnmente utilizado en el dominio de la mecánica para el cálculo de fatiga.

Este método tiene la desventaja que no se puede calcular de manera continua sino que se debe esperar a que termine el ensayo completo para ser realizar.

Energía intercambiada Otro modelo de degradación consiste en considerar que el almacenador tiene una cantidad de energía máxima que puede intercambiar (cargar y descargar) antes de llegar al fin de su vida útil. Existe un estrecha relación entre dicha energía máxima

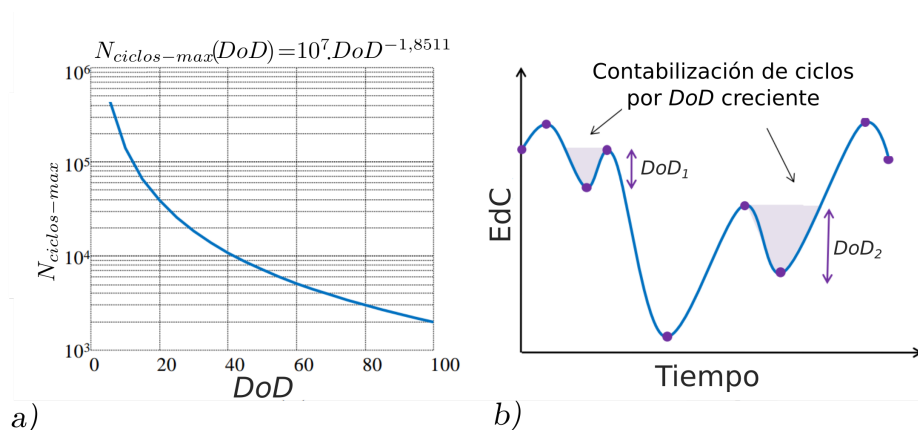


Figura 6.4 a) Número de ciclos permitidos según la profundidad de descarga que soporta una BLI y b) contabilización de los ciclos según el método Rainflow Counting. Fuente: [6].

intercambiable y la profundidad de descarga DoD. A partir de la curva en la Figura 6.4a puede calcularse cuanto es la energía máxima intercambiada para cada DoD (Figura 6.5).

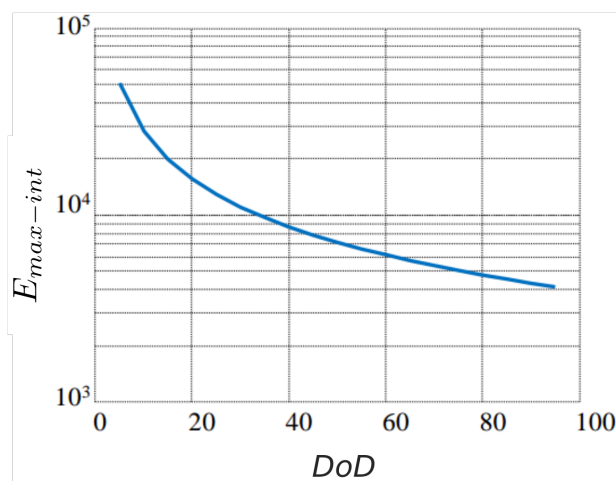


Figura 6.5 Energía máxima intercambiada según la profundidad de descarga que soporta la BLI.

Puede verse que la energía máxima intercambiada aumenta para bajos valores de DoD y tiene un valor mínimo a la máxima DoD. Analizando el objetivo para el cual se usará el almacenador y la estrategia de energía asociada podría considerarse un DoD típico y tomar dicha energía máxima intercambiada para el cálculo del EdS o, siendo conservador, considerar la mínima energía máxima intercambiada (DoD máximo).

Con dicha energía máxima intercambiada por el DAE, $E_{DAE-max-int}$, se puede calcular la energía máxima intercambiada del SAEB, $E_{SAE-max-int}$, como N_{DAE} veces dicha energía.

Si bien el recambio de las baterías es necesaria únicamente cuando se llega al fin de la vida útil, para poder comparar las distintas estrategias de gestión se considera el daño

producido en función del tiempo, o mejor dicho en función de la energía intercambiada, y se calcula como:

$$EdS_{SAEB}(E_{int}) = 1 - \frac{E_{int}}{E_{SAEB-max-int}} = 1 - \frac{E_{int}}{N_{DAE}E_{DAE-max-int}} \quad (6.8)$$

La ecuación anterior se utiliza para calcular el costo por degradación, $Costo_{SAEB_{deg}}$.

$$Costo_{SAEB_{deg}}(E_{int}) = Costo_{SAEB_{renov}} \times (1 - EdS_{SAEB_{N_{DAE}}}(E_{int})) \quad (6.9)$$

$$= Costo_{SAEB_{renov}} \times \frac{E_{int}}{N_{DAE}E_{DAE-max-int}} \quad (6.10)$$

El costo de renovación, $Costo_{SAEB_{renov}}$, se puede considerar como una fracción del costo de inversión inicial, $k_{ren-SAEB}$.

$$Costo_{SAEB_{renov}} = k_{ren-SAEB} \times Costo_{SAE_{inv-inicial}} \quad (6.11)$$

Es interesante observar la ecuación final del costo por degradación incluyendo las ecuaciones 6.7 y 6.11 en la ecuación 6.9.

$$Costo_{SAEB_{deg}}(E_{int}) = k_{ren-SAEB} \times Costo_{SAE_{inv-inicial}} \times \frac{E_{int}}{N_{DAE}E_{DAE-max-int}} \quad (6.12)$$

$$= k_{ren-SAEB} \times Costo_{DAE_{inv-esp}} \times N_{DAE} \times \frac{E_{int}}{N_{DAE}E_{DAE-max-int}} \quad (6.13)$$

$$= k_{ren-SAEB} \times Costo_{DAE_{inv-esp}} \times \frac{E_{int}}{E_{DAE-max-int}} \quad (6.14)$$

Se puede observar en la ecuación anterior el costo por degradación no depende directamente del *tamaño* del SAE sino que depende de los parámetros del DAE ($Costo_{DAE_{inv-esp}}$ y $E_{DAE-max-int}$), la fracción de renovación del costo de inversión inicial ($k_{ren-SAEB}$) y la utilización (energía intercambiada - E_{int}).

Si un SAEB tiene el doble de capacidad de energía que otro, una misma energía demandada producirá la mitad de daño. Pero el costo de este daño será el mismo ya que se realiza sobre el tamaño total del SAE que es el doble (y por consiguiente el costo del sistema también es el doble).

En la Tabla 6.1 se resumen los valores de los parámetros de costos utilizados para la realización del SAE basado en la batería VL41M.

Tabla 6.1 Parámetros de costos de la batería VL41M.

Parámetro		
$Costo_{inv-esp}$	133	<i>Euros</i>
$E_{DAE-max-int}$	1144	<i>kWh</i>
$k_{ren-SAEB}$	65 %	

6.4.1.2. Caso SAEB-I

Para este primer caso se eligió una estrategia y se realizó un primer dimensionamiento del sistema para evaluar su desempeño. Cabe recordar que las estrategias de gestión energética elegidas para realizar el dimensionamiento no deben depender del EdC (ya que no sabemos la dimensión para crear el perfil de demanda que permitirá obtener la dimensión).

La estrategia elegida es una estrategia intermedia entre las estrategias EG_{baja} y EG_{alta} . La descarga del almacenador de energía se realizará siempre que se encuentre en la zona de Sub-producción (equivalente en ambas estrategias) pero la carga del mismo se realizará cuando la producción supere la comprometida, siendo esta última la potencia entregada a la red. Esta estrategia, que volveremos a utilizar, la denominaremos Estrategia de Gestión de Media carga (EG_{media}) y puede resumirse en las siguientes ecuaciones.

$$EG_{media} : P_{dem} = \begin{cases} P_{com} - P_{tol} - P_{prod}, & \text{si } P_{prod} < P_{com} - P_{tol}, \\ P_{com} - P_{prod}, & \text{si } P_{prod} > P_{com}, \\ 0, & \text{de otra manera.} \end{cases} \quad (6.15)$$

Se calcula la Trayectoria Aproximada del Almacenador en el plano Energía-Potencia (TAEPaprox) y el Polígono Aproximado del Almacenador en el plano Energía-Potencia (PAEPaprox) (Figura 6.6a) considerando un rendimiento del 95 % tanto para la carga como para la descarga, más un 90 % (en cada conversión) del Conversor Electrónico de Potencia (CEP) asociado al sistema.

Usando dicho polígono y el AOS calculado a partir de los datos de las baterías VL41M en [87] se obtiene el SAEB compuesto por 111853 unidades VL41M. La Tabla 6.2 resume las características del SAEB-I.

Vemos que el sistema se encuentra sobre-dimensionado en los niveles de potencia (más de un orden de magnitud que lo demandado) por lo que el parámetro limitante es la energía máxima almacenable. Esto se puede ver claramente en la Figura 6.6b.

Otro detalle que puede obtenerse de dicha trayectoria es que el almacenador se utiliza principalmente en elevados EdC. Por ejemplo el nivel de EdC = 50 % se atraviesa solo 8 veces (4 descargando y 4 cargando) en un año entero de uso.

Tabla 6.2 Características del SAEB-I.

Parámetro	Equivale
N_{VL41M} 111853 unidades	$P_{Lion-dch-max}$ 61724 kW $P_{Lion-ch-max}$ 70344 kW $E_{Lion-max}$ 15673 kWh $Costo_{Lioninv-inicial}$ 14859 kEuros (mil Euros)

La solución propuesta de dimensionamiento y gestión asociada fue validada mediante simulación. Se implementaron tanto los modelos de cada una de las unidades que componen el SAE como así también la gestión de energía.

Tabla 6.3 Resultados de la simulación del SAEB-I bajo el año base y su estudio de costos asociados.

	SAEB-I
$Costo_{utilizacion}$	92,91 kEuros
$Costo_{FC}$	0,00 kEuros
$Costo_{exce}$	50,32 kEuros
$Costo_{rend}$	10,42 kEuros
$Costo_{SAEdeg}$	32,24 kEuros
$Costo_{SAEinv-inicial}$	14858,55 kEuros
$Costo_{total-1a}$	14951,52 kEuros
$Costo_{total-10a}$	15788,26 kEuros

En la Tabla 6.3 se muestran los resultados de la simulación para el año analizado. Puede apreciarse que efectivamente el funcionamiento es el deseado ($FC = 0$). De la energía total generada (o disponible para ser extraída del viento), 4,95GWh, el 94,4 % es transferido la red (de manera directa o previo pasaje por el SAE) mientras que el resto se pierde principalmente debido a la degradación de la producción debido a que el SAE se encuentra en EdC pleno.

Esta energía exceso representa 50kEuros (50 mil Euros) anuales. Las pérdidas restantes se deben a la utilización del almacenador (32kEuros anuales) y a las pérdidas en el proceso de conversión de energía (10kEuros anuales). Totalizando un costo anual de 93kEuros.

El costo de inversión inicial es de 14858kEuros, considerablemente superior a los costos anuales antes descriptos. Realizando un análisis considerando 10 años de funcionamiento se observa que los gastos totales (inversión + utilización) son de 15788kEuros.

Conclusiones El mayor costo es el de inversión inicial por lo que sería el primero que se debería intentar reducir. Observando la evolución del EdC se puede observar que el SAEB se encuentra en valores elevados la gran mayoría del tiempo y que sólo en 4 oportunidades se descarga a menos del 50 % durante muy corto tiempo, ver Figura 6.7.

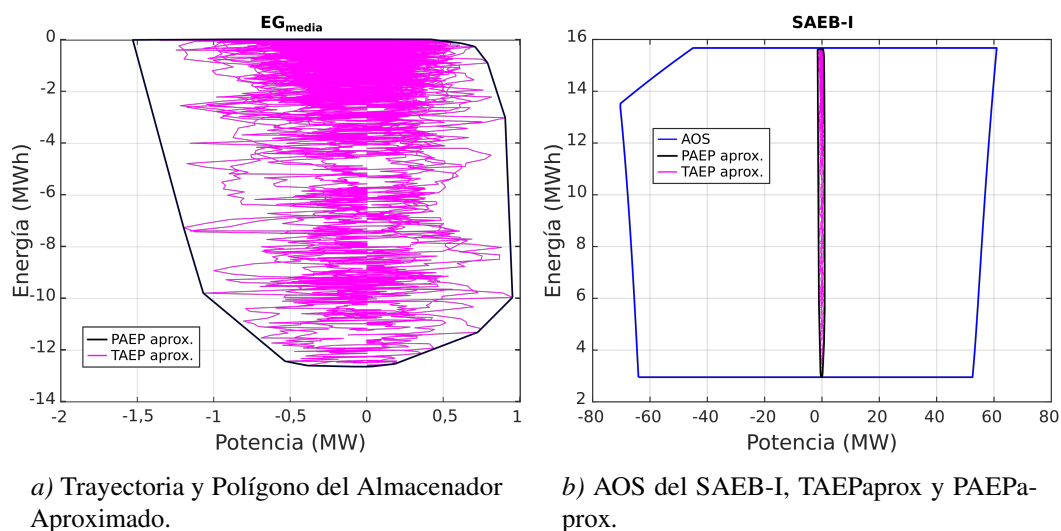


Figura 6.6 Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia EG_{media} de la solución SAEB-I.

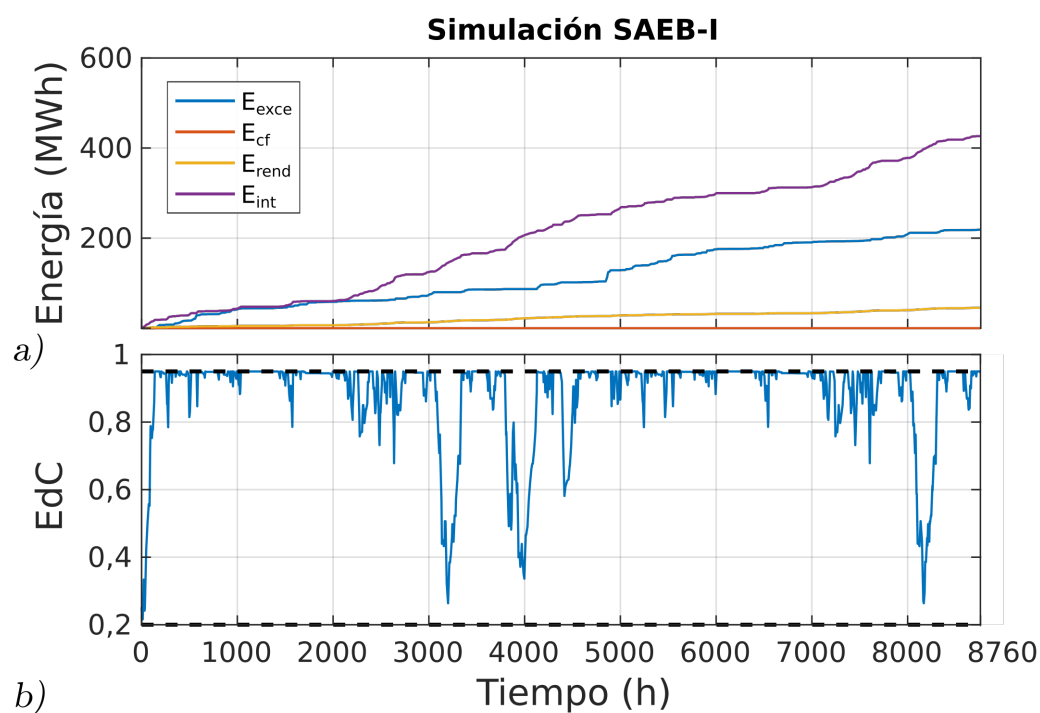


Figura 6.7 Evolución de las energías (Excedente, Falla-Compromiso, Rendimiento e Intercambiada) y el Estado de Energía (EdE) del SAE en el año de ensayo para el SAEB-I.

Sin embargo son estas descargas las que dimensionan el almacenador. Si se utiliza una estrategia de gestión de carga más agresiva se podría reducir considerablemente la inversión inicial. Adicionalmente, el cambio en la estrategia de gestión podría permitir captar parte de la energía excedente.

6.4.1.3. Caso SAEB-II

Para reducir al máximo las dimensiones de SAE utilizaremos la EG_{alta} . Como se explicó anteriormente esta estrategia consiste en cargar el almacenador cada vez que sea posible. Esto se logra cada vez que P_{prod} supera el límite inferior de la banda ($P_{com} - P_{tol}$).

Se calculan nuevamente la TAEPaprox y el PAEPaprox considerando los mismos rendimientos (95 % para la carga/descarga propia del almacenador y 90 % del CEP asociado) y se muestran en la Figura 6.8a.

Usando dicho polígono y el AOS de las baterías VL41M obtenemos el SAEB compuesto por un poco más que la mitad de dispositivos que con la estrategia anterior como puede verse en la Tabla 6.4 que resume las características del SAEB-II.

Tabla 6.4 Características del SAEB-II.

Parámetro	Equivale		
$N_{VL41M} = 58870$ unidades	$P_{Lion-dch-max}$	32486	kW
	$P_{Lion-ch-max}$	37023	kW
	$E_{Lion-max}$	8249	kWh
	$Costo_{Lion_{inv-inicial}}$	7820	kEuros

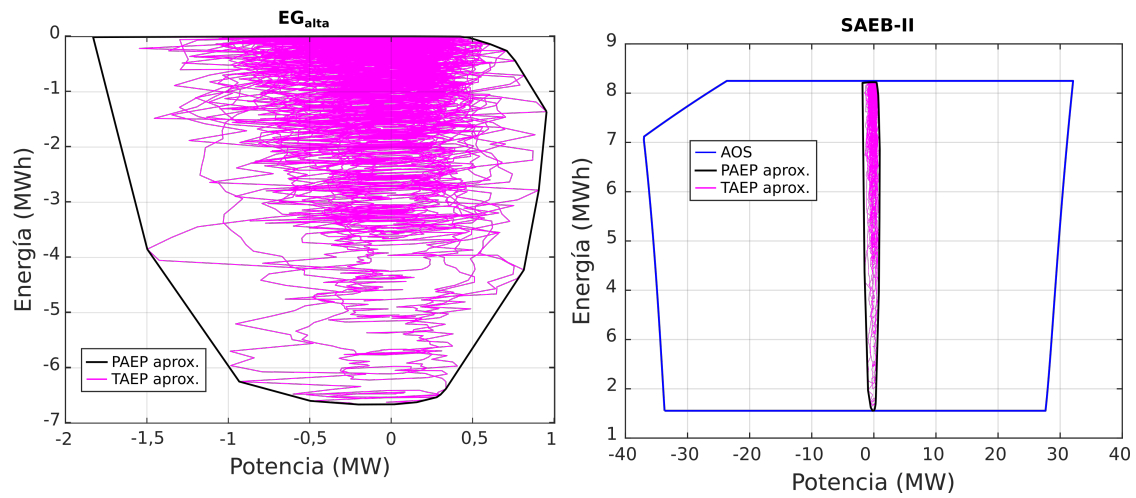
Nuevamente vemos que el sistema se encuentra sobre-dimensionado en los niveles de potencia (más de un orden de magnitud que lo demandado) y que el parámetro limitante es energía máxima almacenable. Esto puede verse claramente en la Figura 6.8b.

Otra vez puede observarse que la utilización del almacenador se lleva a cabo principalmente a elevados EdC y con relativamente pocos ciclos de descarga completos. El nivel de EdC = 50 % se atraviesa 14 veces (7 descargando y 7 cargando) en un año entero de uso.

La solución propuesta de dimensionamiento y gestión asociada fue validada vía simulación. Se implementaron tanto los modelos de cada una de las unidades que componen el SAE como así también la gestión de energía.

En la Tabla 6.5 se muestran los resultados de la simulación para el año analizado.

Puede apreciarse que efectivamente el funcionamiento es el deseado (FC = 0). De la energía total generada (o disponible para ser extraída del viento), 4,95GWh, el 93,8 % es transferido la red (de manera directa o previo pasaje por el SAE) mientras que el resto se



a) Trayectoria y Polígono del Almacenador Aproximado.

b) AOS del SAEB-II, TAEPaprox y PAEPaprox.

Figura 6.8 Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia EG_{alta} de la solución SAEB-II.

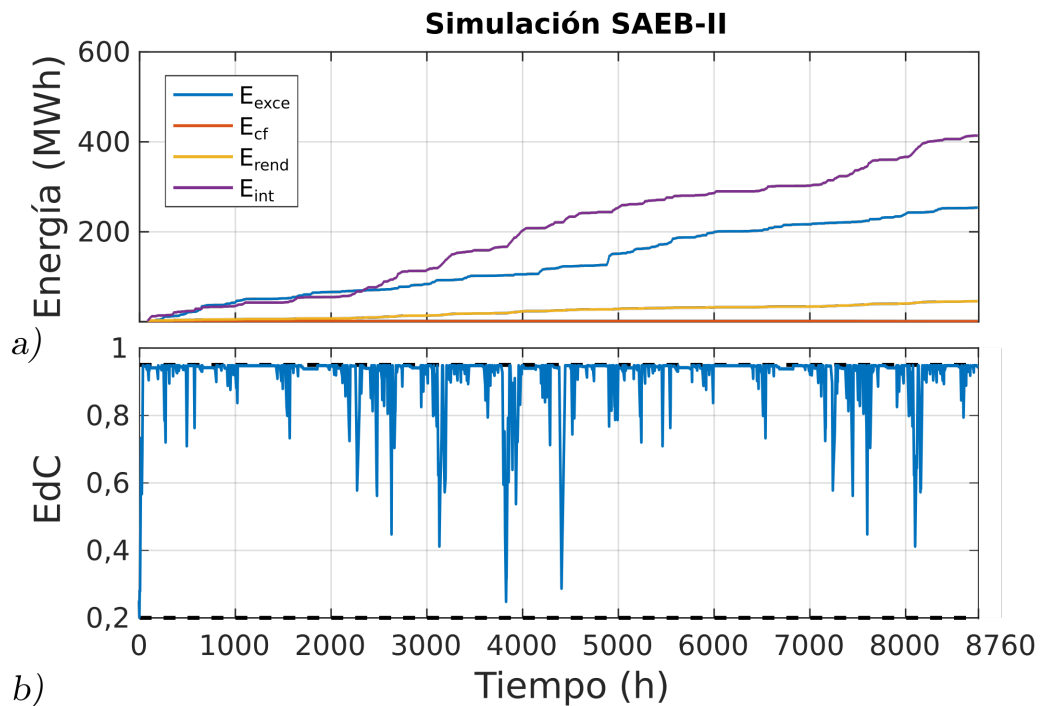


Figura 6.9 Evolución de las energías (Excedente, Falla-C ompromiso, Rendimiento e Intercambiada) y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEB-II.

Tabla 6.5 Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEB-II.

	SAEB-II	
$Costo_{utilizacion}$	101,31	<i>kEuros</i>
$Costo_{FC}$	0,00	<i>kEuros</i>
$Costo_{exce}$	54,23	<i>kEuros</i>
$Costo_{rend}$	10,32	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{deg}}$	31,82	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{inv-inicial}}$	7820,29	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-1a}$	7921,60	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-10a}$	8833,40	<i>kEuros</i>

pierde principalmente debido a la degradación de la producción debido a que el SAE se encuentra en EdC pleno.

Esta energía excedente representa *59kEuros* anuales. Las pérdidas restante se deben a la utilización del almacenador (*32kEuros* anuales) y a las pérdidas en el proceso de conversión de energía (*10kEuros* anuales). Totalizando un costo anual de *101kEuros*.

El costo de inversión inicial es de *7820kEuros*. Realizando un análisis considerando 10 años de funcionamiento se observa que los gastos totales (inversión + utilización) son de *8833kEuros*.

Conclusiones La implementación de la estrategia de carga agresiva, EG_{alta} del Caso SAEB-II, permite disminuir al máximo las dimensiones del SAEB llegando a casi la mitad que la solución anterior, Caso SAEB-I con la EG_{media} . A pesar de dicha reducción los costos de inversión inicial son elevados (*7820kEuros*) y comparables con la ganancia máxima obtenible por el generador luego de 7 años.

Si analizamos los costos anuales de utilización (*101kEuros*) vemos que la mayor parte se debe a una degradación de la generación debido a un EdC máxima del almacenador durante la gran mayoría del tiempo. Un cambio en la estrategia podría *captar* esta energía reduciendo, en el mejor de los casos, un 6,7% el costo total en el estudio de 10 años. Dicho cambio de estrategia no debería afectar el proceso de carga intensa que se lleva a cabo durante la descarga dimensionante entre las horas 3790 y 3830. En caso de hacerlos el tamaño de almacenador aumentaría repercutiendo así en los costos de inversión inicial.

Se debe recordar que las estrategias de gestión propuestas son estrategias que se ejecutan en tiempo real y no son producto de una optimización off-line con conocimiento previo del perfil.

No se esperan grandes mejoras en términos de reducción de costos totales con un cambio de estrategia.

6.4.2. Solución SAEHO

En esta sección analizaremos la utilización de una BHO para la conformación del SAE asociado al sistema de generación eólica dando origen al Sistema Almacenador de Energía basado en Hidrógeno-Oxígeno (SAEHO) que permita cumplir con los requisitos. Esta tecnología es atractiva gracias a la desvinculación, en términos de energía y potencia, de los 3 componentes que la caracterizan: Electrolizador o celda de electrólisis (ELYZ), Celda de Combustible o fuel cell (CC) y tanques almacenadores de los gases (H_2 y O_2).

6.4.2.1. Costos y degradación

Los costos asociados a este sistema pueden dividirse según las 3 partes que lo componen y, a su vez, en costos de instalación y de reemplazo (producto de la degradación).

Los costos de instalación se dividen en $Costo_{ELYZ_{inv-inicial}}$, $Costo_{CC_{inv-inicial}}$ y $Costo_{Tanques_{inv-inicial}}$. Dichos costos dependen de las dimensiones de cada sistema (ELYZ, CC y tanques almacenadores), los cuales consideraremos lineales. Por lo que podemos expresar:

$$Costo_{ELYZ_{inv-inicial}}(P_{ELYZ}) = Costo_{ELYZ_{inv-esp}} \times P_{ELYZ} \quad (6.16)$$

$$Costo_{CC_{inv-inicial}}(P_{CC}) = Costo_{CC_{inv-esp}} \times P_{CC} \quad (6.17)$$

$$Costo_{Tanques_{inv-inicial}}(V_{Tanque_{H_2}}) = Costo_{Tanques_{inv-esp}} \times V_{Tanque_{H_2}} \quad (6.18)$$

En cuanto a los costos por utilización se considera únicamente la degradación de las membranas. Si bien la degradación de ambas unidades de conversión (ELYZ y CC) es un tema de estudio sumamente actual [88] en el cual múltiples son los factores que lo influyen (pendiente de la corriente, temperatura, veces de encendido/apagado, etc), en este caso se considera como único factor de degradación el tiempo de funcionamiento.

Los fabricantes garantizan un correcto funcionamiento durante una cantidad de horas de uso, siempre que se utilicen dentro del rango normal de potencia máxima, temperatura, pendiente de la corriente, etc. Una vez concluido dicho tiempo de uso es necesario realizar una renovación de algunas partes del sistema (en general consistiendo en un cambio de las membranas y otros elementos asociados).

El costo de renovación es una fracción del costo de instalación y si bien dicha renovación es necesaria únicamente cuando se llega al fin de la vida útil para poder comparar las distintas estrategias de gestión dividiremos el costo de reemplazo por unidad temporal y consideraremos que cada vez que utilizamos el sistema tenemos un costo asociado el cual se

puede calcular como:

$$Costo_{ELYZ_{deg}}(t_{ELYZ-on}) = Costo_{ELYZ_{renov-esp}} \times P_{ELYZ} \times \frac{t_{ELYZ-on}}{T_{ELYZ-max}} \quad (6.19)$$

$$Costo_{CC_{deg}}(t_{CC-on}) = Costo_{CC_{renov-esp}} \times P_{CC} \times \frac{t_{CC-on}}{T_{CC-max}} \quad (6.20)$$

En la Tabla 6.6 se resumen los valores de los parámetros de costos utilizados en este trabajo.

Tabla 6.6 Parámetros de costos de la batería de Hidrógeno-Oxígeno.

Parámetro	Unidad	CC	ELYZ
$Costo_{inv-esp}$	<i>Euros/W</i>	1,7	1,7
$Costo_{renov-esp}$	<i>Euros/W</i>	30 % $Costo_{inv-esp}$	20 % $Costo_{inv-esp}$
T_{max}	<i>h</i>	10000	26000
		Tanques (H_2 y O_2)	
$Costo_{Tanques_{inv-esp}}$	<i>Euros/m³_{H₂}</i>	3000 ¹	

Como se mencionó en el Capítulo 3 el rendimiento del ciclo completo (Round-Trip Efficiency) del SAEHO es bajo. El ELYZ tienen una eficiencia promedio de 60 % mientras que la CC del 50 %. Estas eficiencias impactan directamente en la forma de uso y en la ganancia que puede aportar el uso de esta tecnología.

6.4.2.2. Caso SAEHO-I

Se utiliza la misma estrategia energética que SAEB-I (ecuación 6.15) para realizar un primer dimensionamiento del sistema y evaluar su desempeño.

Se calcula el PAEPaprox considerando un rendimiento del 47 % para ELYZ y un 57 % para la CC más un 90 % (en cada conversión) del CEP asociado a cada membrana. Usando dicho polígono y los datos del SAEHO de [40] obtenemos el SAEHO de la Tabla 6.7.

Tabla 6.7 Características del SAEHO-I.

Parámetro			Equivale			Costo	
N_{cc}	2969	celdas	P_{cc-max}	1057	<i>kW</i>	1798	<i>kEuros</i>
N_{elyz}	1051	celdas	$P_{elyz-max}$	1703	<i>kW</i>	2894	<i>kEuros</i>
$V_{tanque-H_2}$	861	<i>m³</i>	$E_{almac-max}$	73439	<i>kWh</i>	2582	<i>kEuros</i>

En la Figura 6.10 puede verse la trayectoria y polígono asociado al perfil demandado al almacenador como así también el AOS del SAE propuesto. Se ve que, a diferencia del SAEB, no se encuentra sobre-dimensionado en ninguno de sus ejes (Energía, Potencia de carga y Potencia de descarga) gracias al dimensionamiento desvinculado.

La solución propuesta de dimensionamiento y gestión asociada validada mediante simulación numérica. Se implementaron tanto los modelos de cada una de las unidades que componen el SAE como así también la gestión de energía.

Tabla 6.8 Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHO-I.

	SAEHO-I	
$Costo_{utilizacion}$	283,19	<i>kEuros</i>
$Costo_{FC}$	0,00	<i>kEuros</i>
$Costo_{exce}$	4,79	<i>kEuros</i>
$Costo_{rend}$	151,78	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{deg}}$	126,63	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{inv-inicial}}$	7145,28	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-1a}$	7428,47	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-10a}$	9977,27	<i>kEuros</i>

En la Tabla 6.8 se muestran los resultados de la simulación para el año analizado. Puede apreciarse que efectivamente el funcionamiento es el deseado ($FC = 0$). De la energía total generada (o disponible para ser extraída del viento), 4,95GWh, el 85,5 % es transferido a la red (de manera directa o previo pasaje por el SAE) mientras que el resto se pierde principalmente debido al rendimiento del ELYZ y la CC (13,4 % de la energía máxima transferible). Del porcentaje restante, 1 tercio se pierde por degradación de la producción (ELYZ no apto para cargar - E_{exce}) y los restantes 2 tercios aumentan la energía almacenada en el SAE (el EdC final es mayor que el inicial).

El costo por utilización del SAEHO es levemente inferior al costo por rendimiento (127*kEuros* frente a 153*kEuros* anuales) y juntos representan casi el 25 % de las ganancias anuales máximas obtenibles (caso óptimo de transferencia directa de la producción a la red).

Analizando los costos de inversión inicial (7275*kEuros* para el SAEHO completo) se observa que el 25 % es debido a la CC, el 35 % a los tanques y el restante 40 % al ELYZ.

Realizando un análisis considerando 10 años de funcionamiento se observa que los gastos totales (inversión + utilización) son de 10117*kEuros*.

Conclusiones La estrategia SAEHO-I cumple con el requerimiento de $FC = 0$ del sistema pero con un costo muy elevado. Se observa que la inversión inicial representa el 72 % del costo total en un análisis de 10 años.

Los costos de utilización también son elevados debidos principalmente al bajo rendimiento en los procesos de conversión (Rendimiento del ciclo del 30 % aproximadamente). Otro elemento que también impacta significativamente es la degradación de las membranas y su elevado costo de reemplazo.

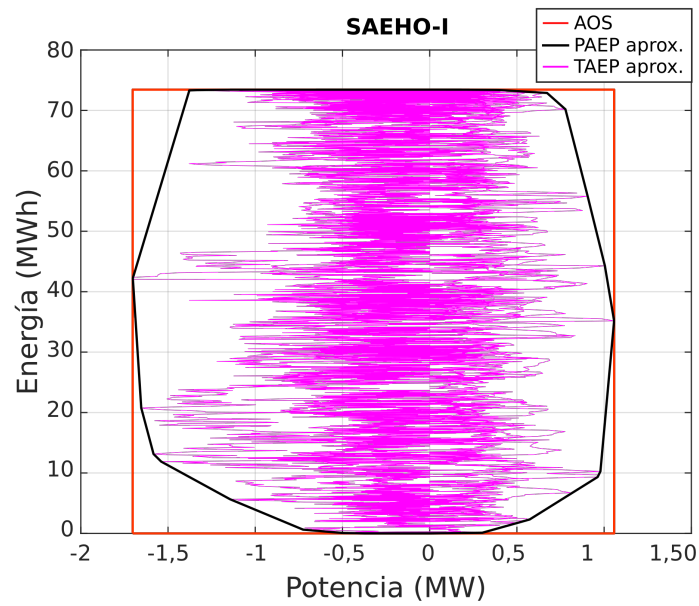


Figura 6.10 AOS del SAEHO, TAEPaprox y PAEPaprox resultante de la estrategia EG_{media} de la solución SAEHO-I.

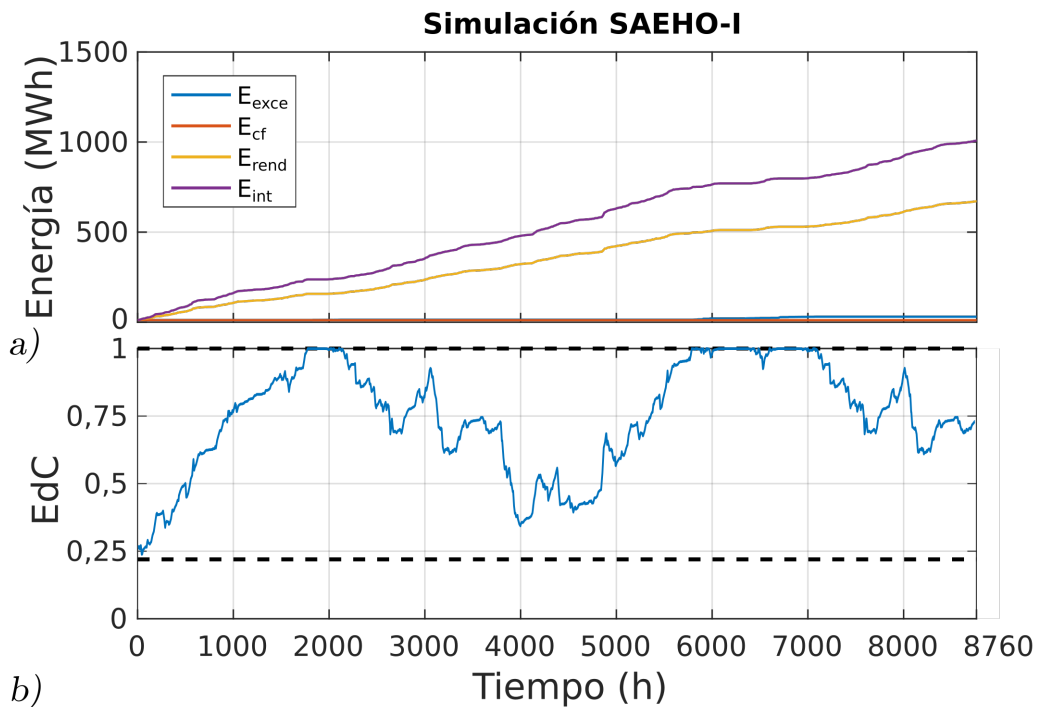


Figura 6.11 Evolución de las energías (Excedente, Falla-Compromiso, Rendimiento e Intercambiada) y el EdC del SAE en el año de ensayo para el SAEHO-I.

6.4.2.3. Caso SAEHO-II

Se analizan los resultados de la solución anterior para intentar reducir los costos. El dimensionamiento de la CC se realiza para poder suplir la máxima demanda de descarga que está dado por el máximo valor de $P_{com} - P_{tol} - P_{prod}$. Este valor ya se encuentra en su mínimo.

En cuanto al costo asociado a los tanques vemos que también es elevado. Vemos en la Figura 6.11b que el EdC que la capacidad de almacenar energía se encuentra levemente sobre-dimensionada (debido a las variaciones de rendimientos aproximados considerados y los reales) por lo que podría reducirse levemente su tamaño. Pero para obtener una reducción más elevada se propone una estrategia de carga más agresiva.

La potencia máxima de la ELYZ no es crítica para cumplir el requisito de no entrar en FC ya que siempre puede degradarse la generación. Por lo que el tamaño de la ELYZ puede reducirse considerablemente y así reducir el costo asociado al elemento más caro del sistema.

La estrategia SAEHO-II es similar a la EG_{alta} pero limitando la potencia de carga máxima a $P_{lim-ch} = P_{tol}$ (Estrategia de Gestión de Alta carga con limitación ($EG_{alta-lim}$)) y se puede expresar como:

$$EG_{alta-lim} : P_{dem} = \max(P_{com} - P_{prod} - P_{tol}, -P_{lim-ch}) \quad (6.21)$$

Nuevamente se calcula el PAEPaprox considerando un rendimiento del 47 % para ELYZ y un 57 % para la CC más un 90 % (en cada conversión) del CEP asociado a cada membrana. Usando dicho polígono y los datos del SAEHO de [40] obtenemos el SAEHO de la Tabla 6.9.

Tabla 6.9 Características del SAEHO-II.

Parámetro			Equivale			Costo	
N_{cc}	2969	celdas	P_{cc-max}	1057	kW	1798	kEuros
N_{elyz}	167	celdas	$P_{elyz-max}$	271	kW	460	kEuros
$V_{tanque-H_2}$	383	m^3	$E_{almac-max}$	32651	kWh	1148	kEuros

Se observa una reducción de más de la mitad en el costo de inversión ($7275kEuros \rightarrow 3406kEuro$).

Se valida vía simulación la nueva propuesta de dimensionamiento y gestión asociada obteniendo los siguientes resultados.

En la Tabla 6.10 se muestran los resultados de la simulación para el año analizado. Puede apreciarse nuevamente que el funcionamiento es el deseado ($FC = 0$). La energía transferida a

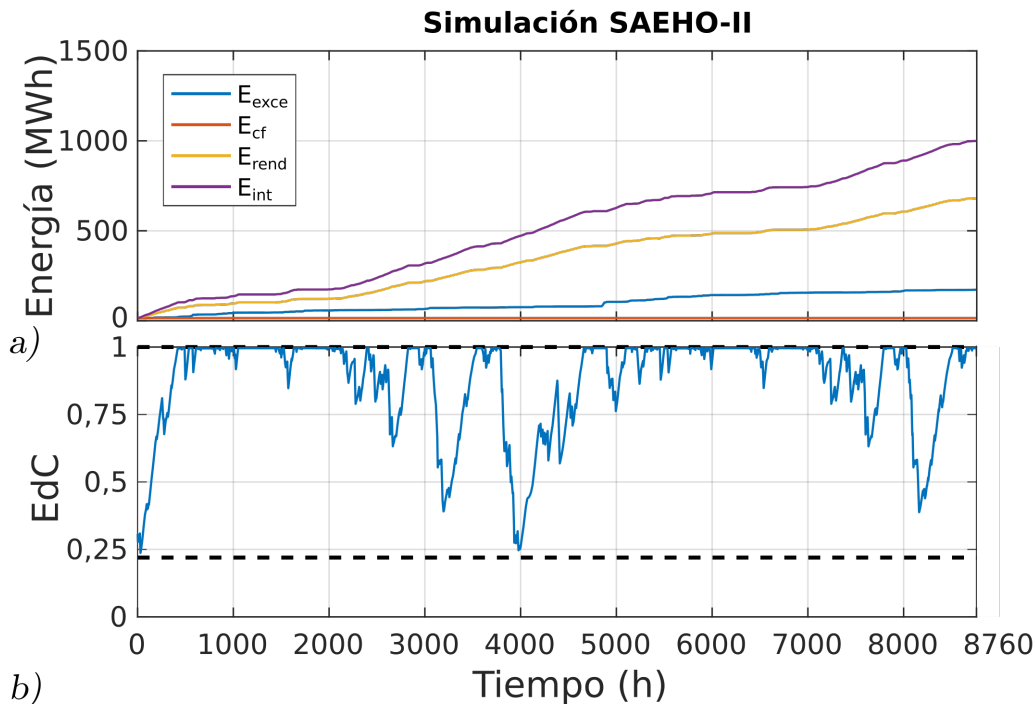


Figura 6.12 Evolución de las energías (Excedente, Falla-Compromiso, Rendimiento e Intercambiada) y el EdE del SAE en el año de ensayo para el SAEHO-II.

la red disminuye con respecto a la estrategia anterior (82,6 % frente 85,5 %) debido al cambio de estrategia de carga más agresiva que disminuye la transferencia directa de energía a la red y aumenta la energía excedente de $20805kWh \rightarrow 160305kWh$.

Sin embargo los costos por utilización del SAEHO se reducen considerablemente (77kEuros frente a 127kEuros anuales). Esto se debe a que gracias a la reducción del tamaño del ELYZ y a un aumento de tiempo de funcionamiento a máxima potencia, debido al cambio de estrategia, disminuye el costo por unidad de energía transformada.

Analizando los costos de inversión inicial (3406kEuros para el SAEHO completo) se observa que ahora el 53 % es debido a la CC, el 34 % a los tanques y el restante 13 % al ELYZ. Realizando un análisis considerando 10 años de funcionamiento se observa que los gastos totales (inversión + utilización) son de 6099kEuros.

6.4.2.4. Conclusiones

Esta nueva solución propuesta reduce de manera considerable los costos, principalmente el de inversión inicial (reducción del 53 %). Si bien en esta solución aumenta la energía excedente (E_{exce}), dichas pérdidas se encuentran ampliamente compensadas por la disminución del costo por envejecimiento resultando en un menor costo de utilización (reducción del 5 %).

Tabla 6.10 Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHO-II.

	SAEHO-II	
$Costo_{utilizacion}$	269,36	$kEuros$
$Costo_{FC}$	0,00	$kEuros$
$Costo_{exce}$	36,87	$kEuros$
$Costo_{rend}$	155,93	$kEuros$
$Costo_{SAE_{deg}}$	76,56	$kEuros$
$Costo_{SAE_{inv-inicial}}$	3405,85	$kEuros$
$Costo_{total-1a}$	3675,21	$kEuros$
$Costo_{total-10a}$	6099,47	$kEuros$

Si analizamos los costos de la solución SAEHO-II vemos que no hay grandes mejoras que puedan hacerse. La CC tiene el tamaño óptimo. Los tanques se encuentran dimensionados principalmente para soportar la descarga entre las horas 3800 y 4000, donde puede verse que prácticamente no hay energía excedente. Incluso si la energía excedente es aprovechada (a costa de aumentar el tamaño del almacenador y/o el ELYZ) representaría 36,9 $kEuros$ anuales (6 % del costo total a 10 años).

6.4.3. Conclusiones SAE Mono-tecnología

Se presentaron 4 soluciones que cumplen con el requisito fundamental del sistema ($FC = 0$) considerando 2 tecnologías: SAEB y SAEHO. Sin embargo vemos que son soluciones costosas. La mejor de ellas en un análisis de 10 años tiene un costo de 6099 $kEuros$ frente a una ganancia máxima obtenible de 11383 $kEuros$.

Las primeras soluciones de cada tecnología (SAEHO-I y SAEB-I) implementa una estrategia de gestión sencilla, independiente del EdC, e intermedia desde el punto de vista de utilización de almacenador. Usando el método de dimensionamiento descrito en el Capítulo 5 se obtienen, validados vía simulación, sistemas que cumplen con los requerimientos de energía-potencia.

Sin embargo los elevados costos de inversión inicial motivan una re-formulación de la gestión energética dando paso a las soluciones SAEB-II y SAEHO-II. En estos casos se utiliza una gestión más agresiva de carga al tiempo que, para SAEHO-II, se reduce el tamaño del ELYZ.

Si bien estas soluciones pueden todavía mejorarse, estas mejoras no serán sustanciales. En la solución con SAEB el mayor costo es el de inversión debido al tamaño que debe tener para afrontar la energía requerida durante la descarga que comienza en la hora 3790. La única leve mejora puede ser en la gestión de energía para aprovechar parte de la energía

excedente que en el mejor de los casos sería de $592kEuros$ en 10 años frente a un costo total de $8833kEuros$ en 10 años (reducción del 6,7 % en los costos).

Para el caso del SAEHO los costos de inversión inicial son menores que la tecnología con BLI ($3406kEuros$ frente a $7820kEuros$). Esto era de esperar debido a su naturaleza más *energética* como almacenador. Sin embargo el punto débil de esta tecnología es su bajo rendimiento el cual se ve reflejado en un alto costo por rendimiento ($155kEuros$ anuales). Y, en segundo lugar, un elevado costo por degradación de las membranas durante la utilización ($76kEuros$ anuales).

6.5. SAE Híbridos

El proceso de combinar 2 o más tipos distintos de almacenadores de energía tiene como objetivo la complementariedad de los mismos. Aprovechando sus características diferentes para lograr un mejor desempeño que si funcionasen por separado.

En este caso se busca combinar el alto rendimiento de conversión energética de las BLI junto con la alta relación de energía almacenada vs inversión inicial de los SAEHO.

El problema de dimensionamiento aumenta su complejidad ya que ahora la estrategia de gestión debe contemplar la utilización de 2 almacenadores de energía en vez de uno aumentando los grados de libertad del sistema.

$$P_{dem} = P_{dem_{SAEB}} + P_{dem_{SAEHO}} \quad (6.22)$$

En los casos mono-tecnología, la gestión energética del SAE fuera de la banda estaba definido. El SAE se cargaba o descargaba según fuese necesario para volver a entrar a la banda. Ahora se debe elegir cuál de los 2 almacenadores (sino ambos) será el encargado de hacer que P_{red} vuelva a la zona de tolerancia.

6.5.1. Caso SAEHib-I

Debido a la mejor eficiencia, el SAEB se usa como almacenador primario, o preferencial, y se utiliza el SAEHO como secundario, o de respaldo.

La estrategia global del Sistema Almacenador de Energía Híbrido (SAEHib)-I vuelve a ser la EG_{media} solo que esta vez el dimensionamiento del SAEB se realizará de manera tal de que, por si sólo, no pueda cumplir con la potencia demandada. En ese momento se usará el SAEHO que deberá estar dimensionado para complementar al SAEB.

Puede verse que la dimensión del SAEHO depende del tamaño del SAEB. Cuanto mayor es el tamaño de este último menos energía sobrante o faltante tendrá que ser provista por la SAEHO y, en consecuencia, menor su tamaño.

En esta etapa se implementó una rutina que optimizó el tamaño del sistema primario de manera tal de minimizar los costos de inversión inicial.

$$\min_{N_{VL41M}} (Costo_{SAEB} + Costo_{CC} + Costo_{ELYZ} + Costo_{Tanques}) \quad (6.23)$$

Adicionalmente, se limitó el tamaño de la ELYZ a una potencia máxima de 2 veces la potencia de tolerancia. Como se vio en la Sección 6.4.2.3, el sub-dimensionamiento de la ELYZ trae aparejado un gran disminución de los costos de inversión inicial y de reemplazo de membranas (degradación). Pero como el perfil de carga no es tan agresivo se limita la potencia de carga a 2 veces la potencia tolerancia (en vez de 1 vez como es el caso 6.4.2.3).

El resultado de dicha optimización fue el siguiente sistema:

Parámetro	Equivale			Costo
N_{VL41M} 4263 unidades	$P_{LIon-dch-max}$	2352	kW	566 kEuros
	$P_{LIon-ch-max}$	2681	kW	kEuros
	$E_{LIon-max}$	597	kWh	kEuros
N_{cc} 2969 celdas	P_{cc-max}	1057	kW	1798 kEuros
N_{elyz} 334 celdas	$P_{elyz-max}$	541	kW	920 kEuros
$V_{tanque-H_2}$ 475 m ³	$E_{almac-max}$	40538	kWh	1426 kEuros
Sistema Completo				4709 kEuros

En las figuras 6.13a y 6.13b se observan las trayectorias resultantes para cada SAE y el AOS. Lo primero que puede apreciarse es que el perfil demandado al SAEB dejó de ser tan energético y ocupa de manera más homogénea toda el AOS tanto en EdC como de las capacidades de potencia. Sin embargo sigue siendo la energía el parámetro limitante. Nuevamente las dimensiones de cada uno de los elementos del SAEHO se ajusta perfectamente a las demandas y no se observan sobre-dimensionamientos.

Se implementó la gestión y la topología de este nuevo SAE asociado a la generación eólica.

En la Figura 6.14a se muestra la contabilización de las energías en el transcurso del año bajo análisis dentro de las que se puede destacar la gran cantidad de energía intercambiada por el SAEHO incluso sin ser el almacenador preferencial en esta solución. Seguida de la energía perdida por el rendimiento de dicho almacenador.

En la Figura 6.14b se puede ver la evolución del EdE de cada tecnología. Puede verse que el SAEB está sometido a una gran cantidad de ciclos de descarga profunda debido a su

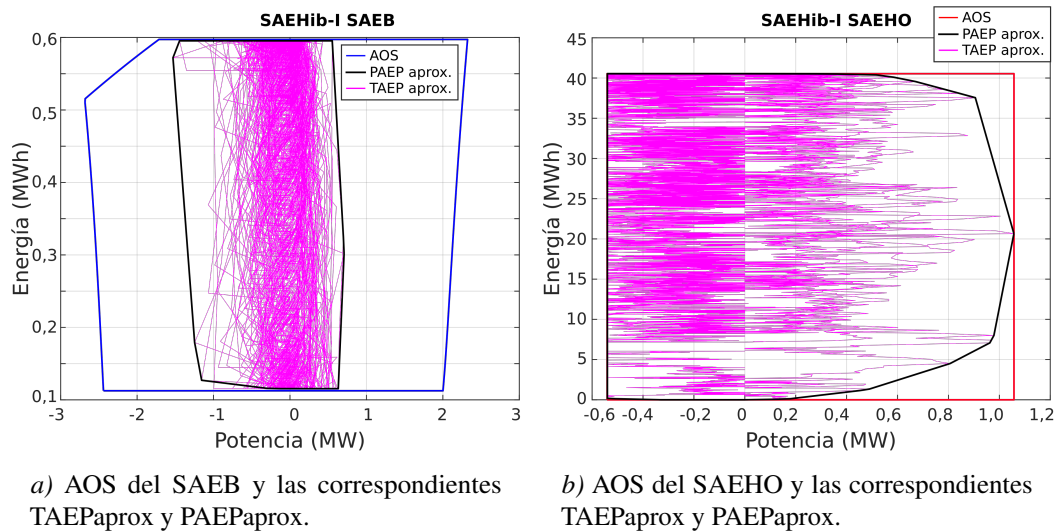


Figura 6.13 Representación en el plano EP de los resultados de la estrategia de la solución SAEHib-I (prioridad SAEB con SAEHO auxiliar).

uso preferencial mientras que el SAEHO tiene pocos ciclos y, en la gran mayoría, de menor profundidad de descarga en términos relativos.

En la Tabla 6.11 se muestran los resultados de la simulación del año entero. Puede verse que la energía transferida a la red es un 89,3 % de la energía total producible. Si bien se encuentra lejos de la mejor solución en términos de transferencia de energía (94,4 % para el SAEB-I), mejora sustancialmente la transferencia de la solución más económicamente viable hasta el momento (85,5 % de SAEHO-II).

A pesar de que el costo de inversión inicial es 1303kEuros mayor que el mejor caso hasta el momento (4709kEuros frente a 3406kEuros) el costo anual son 96kEuros menores (173kEuros frente 269kEuros). Analizando el período de 10 años el SAEHib-I tiene un costo total de 6437kEuros.

Tabla 6.11 Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHib-I

	SAEHib-I	
	SAEB	SAEHO
<i>Costo_{utilizacion}</i>	39,62 kEuros	133,14 kEuros
<i>Costo_{FC}</i>	0,00 kEuros	0,00 kEuros
<i>Costo_{exce}</i>	22,82 kEuros	0,00 kEuros
<i>Costo_{rend}</i>	4,38 kEuros	90,61 kEuros
<i>Costo_{SAEdeg}</i>	12,43 kEuros	42,53 kEuros
<i>Costo_{SAEinv-inicial}</i>	566,30 kEuros	4143,11 kEuros
<i>Costo_{total-1a}</i>	605,92 kEuros	4276,25 kEuros
<i>Costo_{total-10a}</i>	962,49 kEuros	5474,54 kEuros

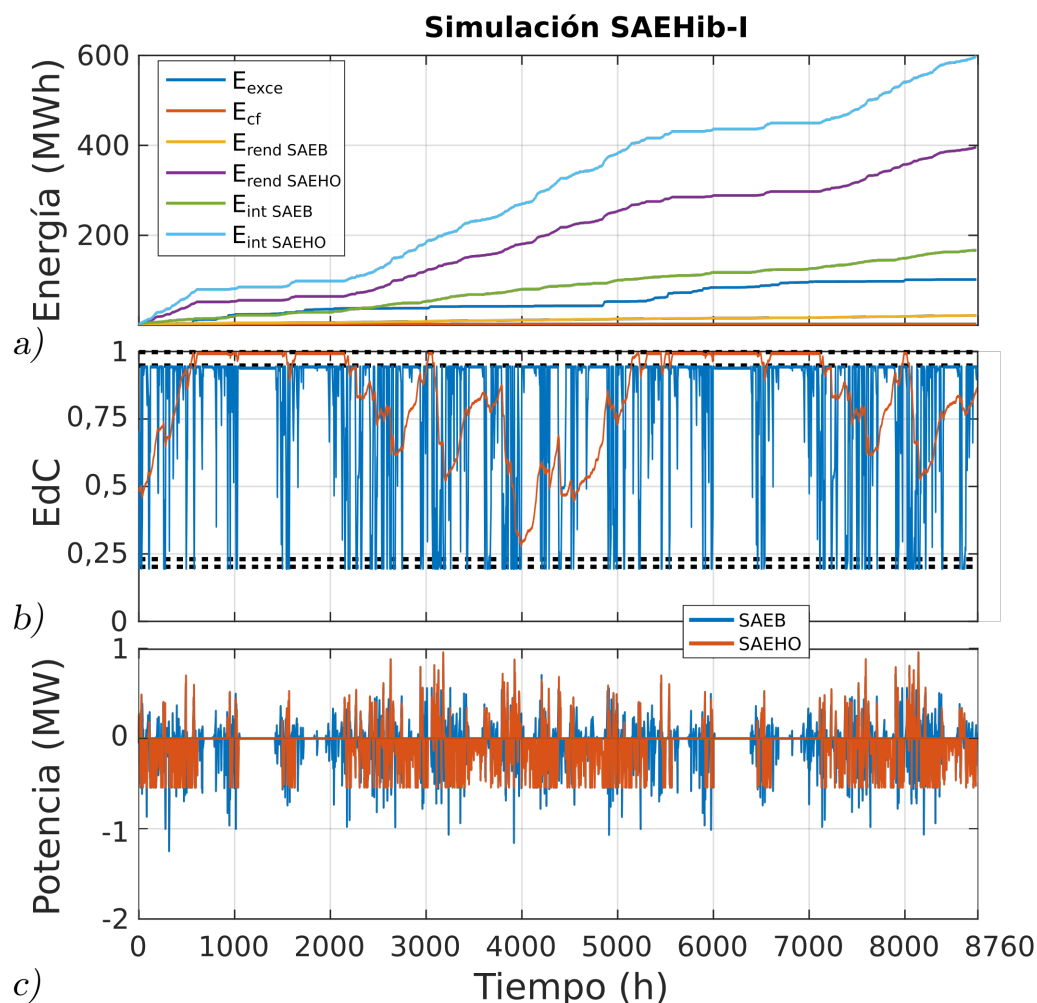


Figura 6.14 Evolución de las energías (Excedente, Falla-Compromiso, Rendimiento e Intercambiada), el EdE y las potencias de cada SAE en el año de ensayo para el SAEHib-I.

Conclusiones Se realizó un primer dimensionamiento de un SAEHib basado en una gestión energética básica donde se prioriza el almacenador con mayor eficiencia (BLI) dejando el SAEHO de respaldo. Esta primer solución híbrida cumple con el requerimiento principal de $FC = 0$ y presenta muy buen desempeño en términos de costos.

La estrategia de carga del sistema es una estrategia moderada (EG_{media}) por lo que es justo comparar los resultados con las soluciones que también implementa dicha estrategia, SAEB-I y SAEHO-I. Se observa que la solución híbrida es ampliamente superior a ambas soluciones. El costo de instalación es inferior ($4709kEuros$ frente a $14858kEuros$ y $7274kEuros$ respectivamente) y también en el análisis económico a 10 años el costo to-

tal resulta considerablemente menor ($6437kEuros$ frente a $15788kEuros$ y $10117kEuros$ respectivamente).

Si lo comparamos con la mejor solución que tenemos hasta el momento (SAEHO-II) observamos que por más de que el costo anual sea menor, la solución SAEHib-I posee un mayor costo en el análisis de 10 años ($6437kEuros$ frente a $6099kEuros$) debido al elevado costo de inversión inicial. Esto se debe, principalmente, a la estrategia de carga media utilizada.

6.5.2. Caso SAEHib-II

Analizando los costos de la solución anterior se observa que el mayor de ellos es el de inversión inicial. Si bien un cambio en la gestión de energía podría ayudar a captar parte de los $99205kWh$ anuales excedentes, solo representarían $228kEuros$ en los 10 años de estudio mientras que una reducción a la mitad del tamaño del ELYZ representa $460kEuros$.

Por lo tanto se propone una estrategia de gestión de carga más agresiva (similar a SAEB-II y SAEHO-II) para reducir al costo de inversión. Adicionalmente, se limita la potencia del ELYZ a P_{tol} y se vuelve a calcular los polígonos de demanda y se dimensionan los sistemas de almacenamiento dando como resultado:

Parámetro	Equivale			Costo
N_{VL41M} 4263 unid.	$P_{Llon-dch-max}$	2352	kW	566 $kEuros$
	$P_{Llon-ch-max}$	2681	kW	$kEuros$
	$E_{Llon-max}$	597	kWh	$kEuros$
N_{cc} 2969 celdas	P_{cc-max}	1057	kW	1798 $kEuros$
N_{elyz} 167 celdas	$P_{elyz-max}$	271	kW	460 $kEuros$
$V_{tanque-H_2}$ 268 m^3	$E_{almac-max}$	22827	kWh	803 $kEuros$
Sistema Completo				3627 $kEuros$

Comparando esta solución con el Caso SAEHO-II se observa que un costo de inversión similar SAEHO-II. Posee una CC y un ELYZ del mismo tamaño pero al asociarse con un SAEB de uso preferencial, debido a su mayor eficiencia, el tamaño de los tanques de gases es 30 % menor. El ahorro en los tanques es invertido en la BLI. O visto de la manera causal, una inversión en BLI produce una disminución en el tamaño de los tanques de BHO y por ende una reducción en los costos asociados.

Nuevamente se realizan las simulaciones para validar el comportamiento y calcular los costos. En la Figura 6.15 se puede ver como la utilización del SAEHO disminuye (disminuyendo la energía intercambiada) al tiempo que aumenta la energía excedente y la del SAEB.

La descarga que comienza en la hora 3790 sigue siendo la que dimensiona los tanques de los gases (H₂ y O₂).

Tabla 6.12 Resultados de la simulación del año base y su estudio de costos asociados para el SAEHib-II.

	SAEHib-II			
	SAEB		SAEHO	
$Costo_{utilizacion}$	66,68	<i>kEuros</i>	105,14	<i>kEuros</i>
$Costo_{FC}$	0,00	<i>kEuros</i>	0,00	<i>kEuros</i>
$Costo_{exce}$	45,13	<i>kEuros</i>	0,00	<i>kEuros</i>
$Costo_{rend}$	5,62	<i>kEuros</i>	77,98	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{deg}}$	15,93	<i>kEuros</i>	27,16	<i>kEuros</i>
$Costo_{SAE_{inv-inicial}}$	566,30	<i>kEuros</i>	3060,39	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-1a}$	632,97	<i>kEuros</i>	3165,53	<i>kEuros</i>
$Costo_{total-10a}$	1233,07	<i>kEuros</i>	4111,81	<i>kEuros</i>

En la Tabla 6.12 se muestran los costos y energías resultantes de la simulación para el año analizado. Comparando con la solución anterior (SAEHib-I) el mayor beneficio fue la reducción de los costos de inversión mientras que los costos anuales se mantuvieron prácticamente iguales (171*kEuros* frente 173*kEuros*). En el estudio de 10 años los costos totales son de 5345*kEuros* mejorando en 750*kEuros* la mejor solución hasta el momento.

Conclusiones Nuevamente la implementación de una estrategia agresiva de carga permite disminuir los costos de inversión. Dicho valor es similar al de la solución mono-tecnológica SAEHO-II. Sin embargo esta solución híbrida tiene varias mejoras.

La primera es que los costos anuales son 100*kEuros* menores (reducción de 37 %) lo cual hace que esta solución sea la más rentable en el estudio de 10 años.

En segunda instancia dentro de dichos costos anuales una gran parte se deben al costo de la energía excedente (26 %). Este elevado valor fomenta una reformulación de la estrategia de gestión energética implementada para intentar captar esta energía excedente.

6.5.3. Caso SAEHib-Stochastic DP

Si se analizan las causas de la energía excedente se observa que esto ocurre principalmente cuando ambas tecnologías almacenadores se encuentra en plena carga. Esto se debe a la estrategia de carga agresiva. Para intentar captar parte de dicha energía sin aumentar la capacidad instalada se debe reducir la intensidad de carga (o descargar previo a un evento de sobrecarga).

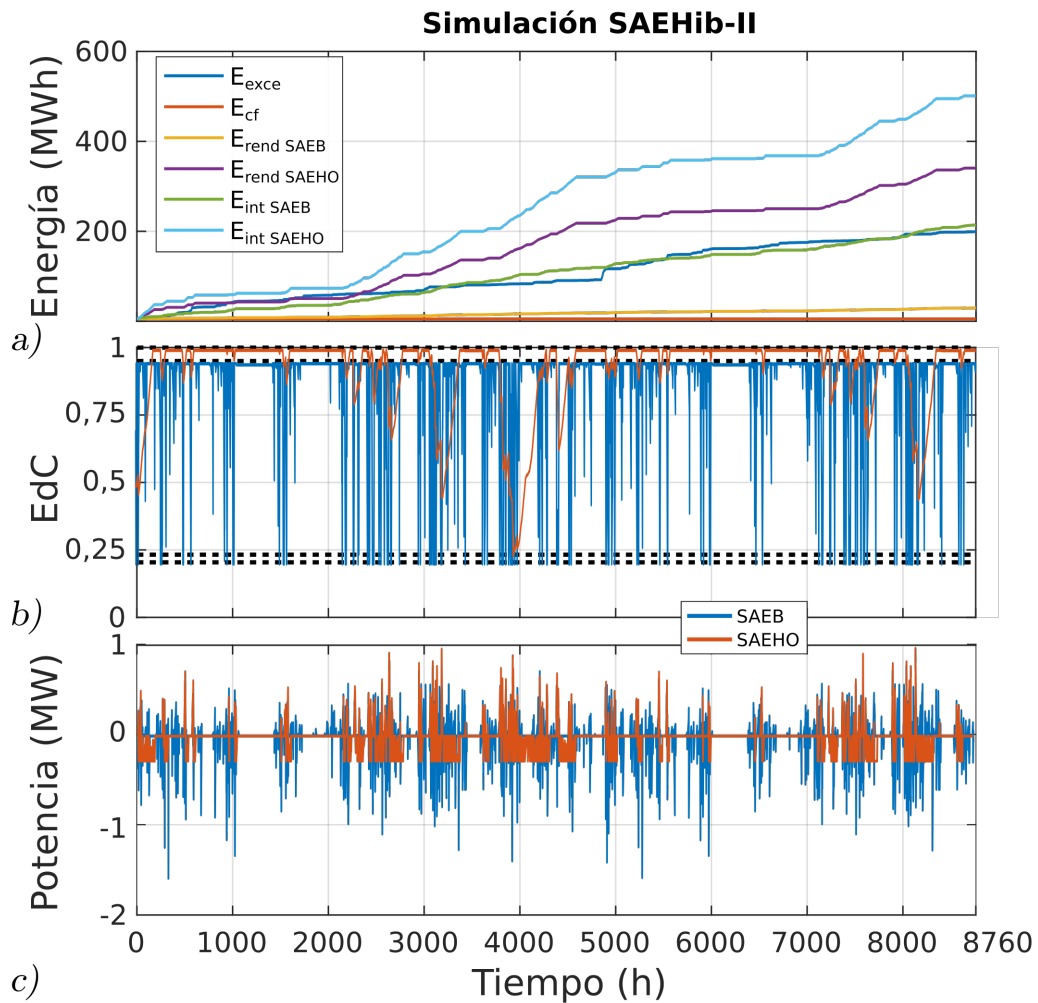


Figura 6.15 Evolución de las energías (Excedente, Falla-Compromiso, Rendimiento e Intercambiada), el EdE y las potencias de cada SAE en el año de ensayo para el SAEHib-II.

En este sentido el trabajo realizado en [82, 87] aporta una estrategia que limita la carga del almacenador (Estrategia-DH). La misma consiste en una estrategia similar a la SAEB-I pero incluyendo un límite de carga máximo cuando se encuentra en la banda superior. Como es de esperar no produce buenos resultados en el problema planteado ya que es incluso menos agresiva que la solución SAEHib-I, lo cuál repercute en un aumento del tamaño de los almacenadores y, por ende, del costo de inversión y el del análisis a 10 años.

La razón es que en dichos trabajos se busca optimizar las ganancias del sistema a largo plazo a partir de la selección del tamaño del SAE asociado pero considerando una relajación en el límite de FC. Si bien esta relajación incrementa los costos de anuales de energía en falla

de compromiso ($E_{cf} > 0$), permite disminuir considerablemente el tamaño del SAE asociado y vuelve inviable económicamente el SAEHO.

En los trabajos realizados en [89] se optimiza la gestión energética de un SAEB asociado al generador eólico usando programación lineal. Es un trabajo complementario a los mencionados ya que en este caso se parte de una dimensión fija y se optimiza el flujo de energía para minimizar los costos anuales.

En dicho trabajo se realiza una optimización *off-line* de la operación del SAE conociendo *a priori* la generación real. Se observa que la gestión óptima permite reducir significativamente los costos de utilización para el caso tratado por los autores (reducción del 28 %) y sobre todo el tiempo en falla, FC (reducción del 48 %).

El problema con dicha estrategia (y con todas las estrategias *offline*) radica en que no se pueden implementar en tiempo real ya que necesitan el conocimiento previo de datos futuros. Sin embargo son sumamente interesantes para analizar que tan lejos se encuentra una estrategia de la óptima. Adicionalmente, se puede analizar los resultados de dicha estrategia óptima para encontrar nuevas reglas heurísticas.

Realizando dicho análisis sobre los resultados en [89] se desarrolló una nueva estrategia (estrategia-RB) con reglas que contradicen la heurística en [87] (estrategia-DH). Ambas estrategias favorecen la carga de las baterías para bajos niveles de EdC (menor a cierto umbral). Sin embargo se diferencia en las condiciones que producen la carga. Mientras la estrategia-DH utiliza la diferencia entre la potencia producida y la comprometida ($P_{prod} - P_{com}$) cuando se encuentra en la Banda Superior de tolerancia, la estrategia-RB utiliza la diferencia entre la potencia producida y el límite inferior de la banda ($P_{prod} - P_{com} - P_{tol}$) cuando la producción se encuentra en la Banda Inferior de tolerancia.

Este comportamiento encontrado por la optimización *offline* puede ser explicado por el siguiente razonamiento. Cuando la potencia de producción se encuentra en la Banda Inferior las probabilidades de que en un futuro cercano se encuentre en la zona de Sub-producción aumentan. Si el EdC del SAE es bajo entonces es aconsejable realizar la carga del mismo para poder hacer frente a una posible descarga.

Por un motivo equivalente la estrategia-RB no realiza la carga del almacenador cuando se encuentra en la Banda Superior de tolerancia. Las probabilidades de tener una Sobre-generación aumentan, lo cual motiva a dejar capacidad de carga disponible en el SAE para captar la energía que en otra situación sería desechada (E_{exc}).

Adicionalmente, hay otras conclusiones que pueden obtenerse de todos los resultados expuestos hasta el momento. La totalidad de las grandes descargas del SAEHO (auxiliar) de los SAEHib se dan para días en donde la generación prevista es elevada (mayor al 50 % de la generación máxima). Esto se debe que a mayor energía comprometida mayor puede

ser la energía necesaria para volver dentro de la banda de tolerancia cuando existe una sub-producción.

De manera opuesta, a bajo valores de previsión menor es la energía necesaria en caso de una sub-producción pero mayor es la energía que se puede sobre-producir. Queda claro que una estrategia superadora a las anteriores no debe depender únicamente del EdC del almacenador y de la diferencia entre P_{prod} y P_{com} sino también en el propio valor de P_{com} .

Más aún, si consideramos que la potencia comprometida no es necesariamente la potencia prevista ($P_{com} \neq P_{prev}$) esto aumentaría el poder de acción sobre el sistema. Puede verse que el dimensionamiento del sistema auxiliar se realiza debido a una sucesión de días (6 para la descarga principal y 4 para la 2da descarga dimensionante) en donde la predicción es mala y la generación eólica se encuentra gran parte del tiempo en sub-producción. Si luego de 2 días de mala predicción (y consiguiente descarga del SAEHO) el sistema se compromete a una potencia de generación menor que la prevista, las probabilidades de entrar en sub-generación disminuirían y aumentarían las probabilidades de carga del SAE.

Resumiendo lo descrito hasta el momento una mejora sustancial en la gestión requiere tener en cuenta las probabilidades de salir fuera de la banda de tolerancia como así también los valores de energía comprometidos en cada hora y la posibilidad de cambiar la planificación de la generación (P_{com}) el día previo (afectando las probabilidades recién mencionadas). Puede verse que la estocasticidad intrínseca de la generación es de vital importancia a la hora de definir la gestión del SAE y, en consecuencia, el dimensionamiento del mismo.

En este sentido los modelos de Optimización Estocástica (Stochastic Optimization Models) [90, 91] son sumamente interesantes donde las probabilidades de los diferentes elementos del sistema (variación paramétrica, variables de entrada, operación, etc) pueden ser integradas dentro del proceso de optimización.

Si analizamos el problema de compromiso de generación el día previo veremos que entra dentro de la categoría de problema de Two-Stage Stochastic Program [90, 91]. La primera etapa consiste en elegir P_{com} de manera tal de que se minimice el costo de la sumatoria de los costos para todos los escenarios de generación considerados ponderados por la probabilidad de ocurrencia de cada escenario. La segunda etapa consiste en la optimización de la operación del SAE para minimizar los costos para cada escenario dada una potencia comprometida. Como resultado se obtiene una P_{com} el día previo que permite minimizar los costos esperados.

Existen muchos ejemplos de implementación de este modelo de optimización aplicado a problemas de planificación y operación dentro de los cuales se pueden destacar. En [92] se desarrolla el modelo estocástico en 2 etapas para solucionar el problema de planificación del despacho de generadores eléctricos con restricciones en una red eléctrica para disminuir

el costo de la energía. En [93] se propone una mejora en la formulación del problema de la planificación del despacho (tal como se presenta en [92]) teniendo en cuenta que la generación eólica es difícil de representar en los escenarios. En [94] se incorporará el costo de utilización de un SAEB al problema de la planificación del compromiso de generación y despacho económico considerando un enfoque estocástico con limitaciones que es resuelto usando programación dinámica estocástica. En [95] se implementa una optimización estocástica de 2 etapas para el problema de planificación de la operación de carga y descarga de un sistema de baterías asociado a una generador fotovoltaico conectado a la red de manera de minimizar el costo de la electricidad. En particular considera etapas intermedias de toma de decisión transformando el problema de 2 etapas en uno de múltiples etapas pero considerando de manera independiente los escenarios de generación eólica.

Incluso existen trabajos que utilizan estos modelos estocásticos para optimizar la repartición de energía en SAEHib [96].

También es interesante el Control Predictivo Estocástico basado en Modelos (Stochastic Model Predictive Control) [97] el cual podría ser utilizado en el problema de optimización del control del SAE una vez definido la potencia comprometida tal como se muestra en [98].

6.6. Emulación del sistema

Tal como se mencionó en el Capítulo 2 una de las etapas posteriores a la validación por simulación del sistema es la validación vía emulación.

El objetivo principal de esta realización es la validación de la implementación de las estrategias de control en tiempo real de ambos SAE. En simulación fueron validadas dichas estrategias pero en un sistema parcialmente modelado ya que el foco estaba en analizar el comportamiento del SAE (control y dimensión) desde el punto de vista energético, p.ej., el balance de potencia se realizan sobre un bloque sumador mientras que en la solución real se hará sobre un bus de tensión (CC o CA). En esta sección se eligió una posible realización física del sistema completo (SAE+Gen.Eólico+Red+Control) que permite responder a los requisitos del sistema sin haber realizado un estudio sobre las diferentes topologías posibles, convertidores comerciales disponibles, niveles de tensión adecuados, entre otros.

Si bien las simulaciones realizadas comprendieron el año entero del cual se disponen datos, en el sistema emulado se toma únicamente 48 horas con un elevado nivel de utilización del SAE permitiendo la validación en varios estados de funcionamiento, ver Figura 6.1. Adicionalmente, para acelerar los ensayos, y aprovechando que los sistemas serán emulados-simulados, se realizó una compresión temporal de 50. Reduciendo el tiempo de ensayo a 58 minutos.

Además debido al tamaño en términos energéticos y de potencia de las soluciones propuestas, se realizó una emulación a escala reducida en potencia. Más detalles de dicha reducción se describirán en la Sección 6.6.2.

6.6.1. Solución propuesta

La topología propuesta consiste en un bus de tensión de CC en donde se conectan directamente los CEP de cada SAE, del Generador Eólico (GE) y el punto de acoplamiento común con la red (PCC). El convertidor de GE se encarga del Seguimiento de Punto de Máxima Producción como así también de la degradación del mismo que caso de ser necesario. El CEP de cada SAE se encarga de controlar la carga y descarga del mismo a partir de las referencias dadas por el sistema de gestión energética. Mientras que el CEP de vínculo con la red (PCC) es el encargado de controlar la tensión del bus de continua resultando en un balance entre las potencias.

$$P_{red} = P_{prod} + P_{SAEB} + P_{SAEHO} \quad (6.24)$$

Los sistemas elegidos para la emulación fueron los Casos SAEB-I, SAEHO-I y el SAEHib-I y se resumen en la siguiente tabla.

Parámetro	SAEB		SAEHO		SAEHib	
$N_{VL41M-s}$	203	unidades	-	unidades	203	unidades
$N_{VL41M-p}$	551	unidades	-	unidades	23	unidades
N_{cc-s}	-	celdas	498	celdas	498	celdas
N_{cc-p}	-	celdas	6	celdas	6	celdas
N_{elyz-s}	-	celdas	186	celdas	186	celdas
N_{elyz-p}	-	celdas	6	celdas	1	celdas
$V_{tanque-H_2}$	-	m^3	817	m^3	330	m^3

La razón por la cual algunas de las dimensiones varían levemente es que se actualizaron las dimensiones considerando la eficiencia real de los convertidores de potencia utilizados que al no ser específicos para los niveles de tensión y potencia demandados tienen un rendimiento menor al considerado previamente.

6.6.2. Sistema Emulado Escalado

El escalado del sistema se realizó en 3 ejes: Tensión, Corriente y Tiempo. Habitualmente el bus de conexión de los CEP ronda entre los 1000V y 2000V. Para adaptar a las tensiones

disponibles en el banco de prueba B.2 se elige un escalado de 6 lo que da un bus de continua entre 166V-333V. Finalmente se seleccionó 300V para la tensión del bus de continua.

Considerando la limitación de la potencia de las fuentes controladas se observa que la del GE es la más exigida. Considerando que 2MW es la potencia máxima de generador y 7,5kW la potencia máxima de la fuente que emula el generador se calcula que la reducción en potencia debe ser por lo menos 267 veces. Eligiendo 300 como factor de escala en potencia y recordando que el factor de escala en tensión antes calculado es de 6 se obtiene un factor de escala en corriente de 50.

Eligiendo 60 como factor de escala temporal se obtiene una reducción considerable ($48h \rightarrow 58m$) que permite realizar varios ensayos por día sin llegar a que la dinámica de las referencias (sobre todo de producción real - $10m \rightarrow 10s$) sean del orden que la dinámica de los convertidores.

Parámetro	
S_u	6
S_i	50
S_t	50

6.6.3. Resultados Emulación

En los 3 ensayos puede verse como la potencia transmitida a la red (P_{red}) se mantiene dentro de la banda de tolerancia.

En las figuras 6.16 y 6.17 se observa como el SAEB y el SAEHO respectivamente complementan la producción eólica para mantener la transferencia a la red por encima del límite inferior de tolerancia. Adicionalmente, se observa que en los momentos cuando P_{prod} supera P_{com} se carga el SAE activado con una potencia igual a la resta $P_{prod} - P_{com}$ tal como lo describe la estrategia EG_{media} .

En la Figura 6.18 se presentan los resultados de la emulación de la solución con almacenamiento híbrido. Se observa el correcto funcionamiento alternado entre los SAE bajo la estrategia SAEHib-I (estrategia EG_{media} con prioridad del SAEB). El objetivo permanecer dentro de la banda comprometida se cumple durante todo el período analizado.

6.6.4. Conclusiones emulación

Se emularon las 3 soluciones tecnológicas propuestas para garantizar los requerimientos del sistema eólico con compromiso de generación: 2 sistemas mono-tecnología (SAEB y SAEHO) y 1 sistema híbrido (SAEHib). Partiendo únicamente de las dimensiones en

términos de energía-potencia se seleccionó una topología, los niveles de tensión, control de CEP, entre otros; que permitieron no solo la construcción de un sistema semejante a la posible solución real en términos constitutivos sino también la implementación de las estrategias de gestión energética y control de todos los elementos del sistema.

Durante la concepción del sistema se encontraron dificultades o discrepancia con las consideraciones/limitaciones de los modelos utilizados en la simulación. Entre ellas podemos destacar la necesidad de que los CEP asociados a los SAE tengan la capacidad de ser inhibidos (y no conmutando a un bajo nivel de ancho de pulso) para así no generar un consumo constante por conmutación que provoca una descarga del almacenador aún siendo nula la potencia demandada por el sistema.

Otra situación que hubo que corregir fue el hecho de que el balance de potencia se realiza sobre un elemento físico real (bus de continua) conectado con CEP reales cuyas contribuciones son ruidosas y con posibles offset. La estrategia de gestión de energía se basaba en la comparación de P_{com} , P_{tol} (referencias constante) y P_{prod} (medición) esto requiere la introducción de tolerancias en la comparación que en la gestión original no estaban contempladas.

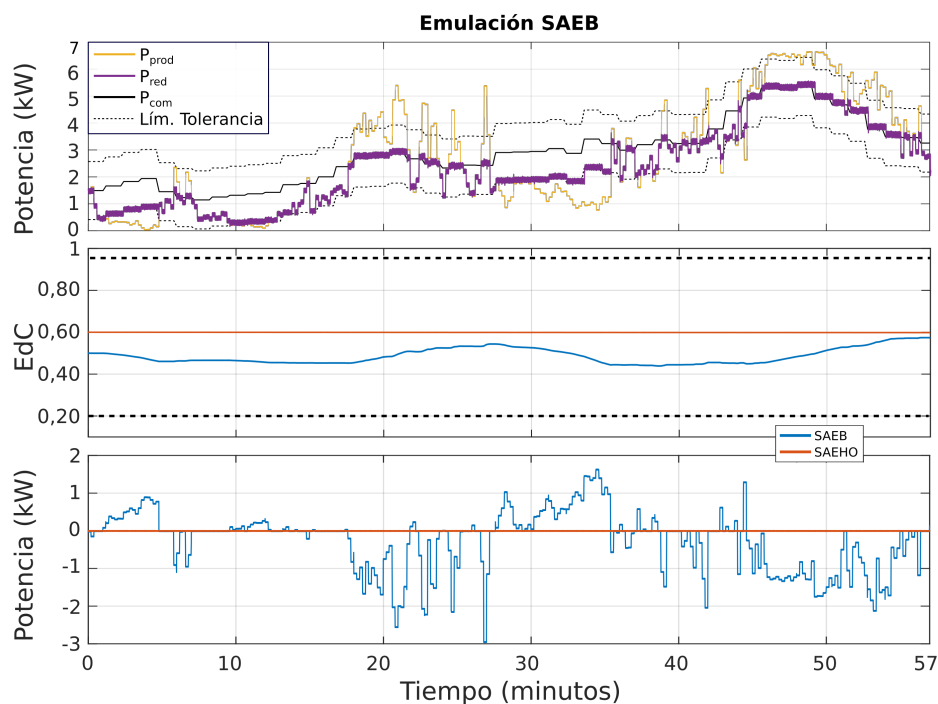


Figura 6.16 Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEB emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart (Anexo B.2).

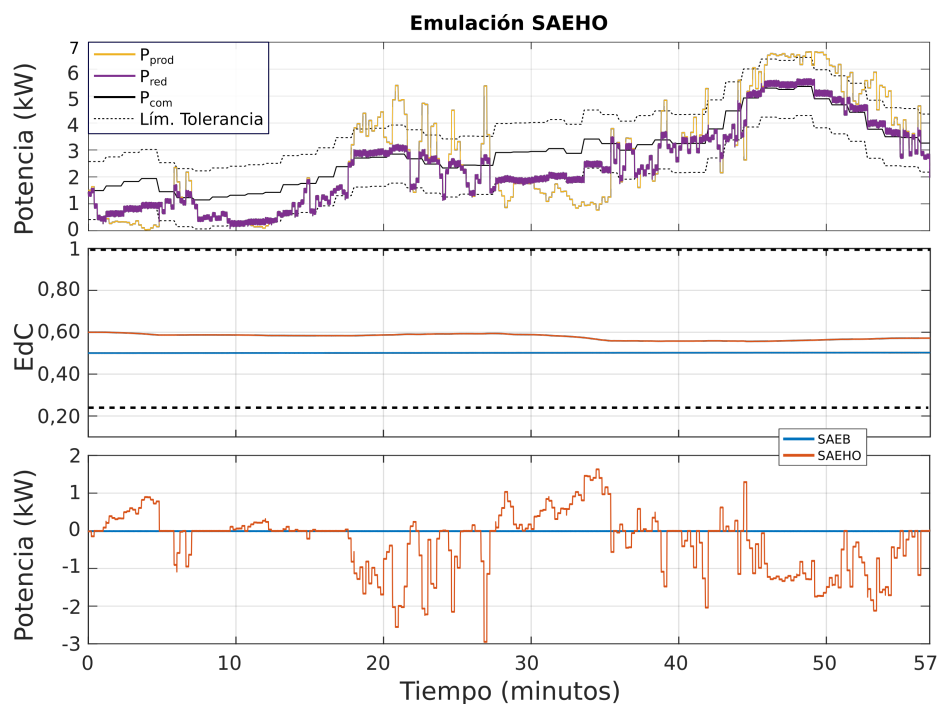


Figura 6.17 Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEHO emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart (Anexo B.2).

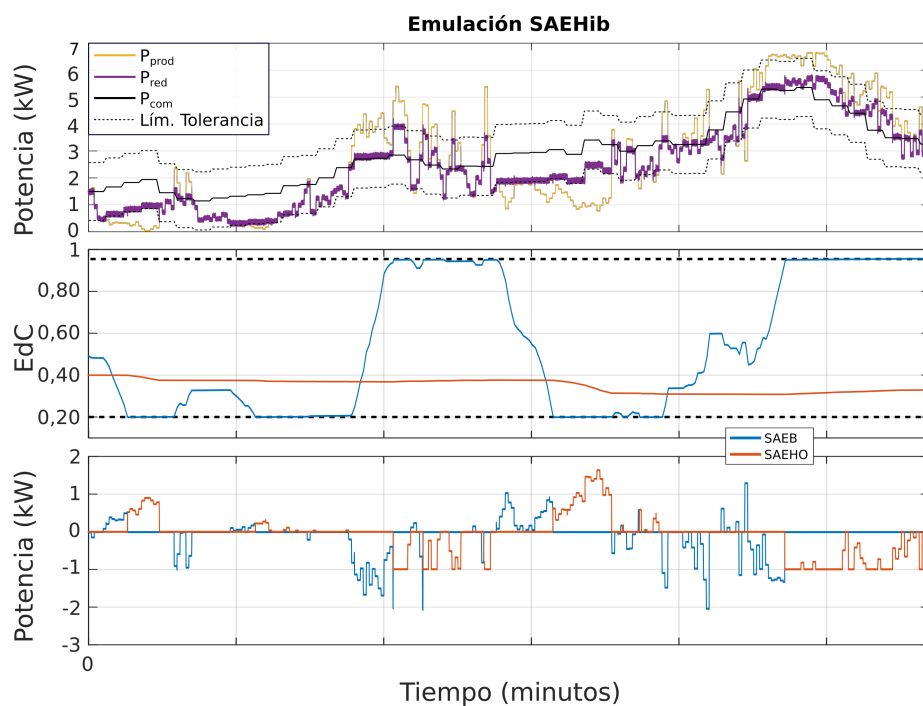


Figura 6.18 Resultados del ensayo de emulación 48 horas del sistema con SAEHib emulado en 58 minutos en la plataforma MoReSmart (Anexo B.2).

Esta etapa permitió no solo emular los 3 SAE escalados (en potencia y en tiempo) junto con el generador eólico sino también la selección (y consiguiente ensayo) de una topología, niveles de tensión y depurado de la estrategia de gestión y control asociado a los CEP avanzando en el diseño de la solución final.

6.7. Conclusiones

En este capítulo se desarrollaron estrategias heurísticas de gestión de energía para cumplir con los requerimientos de un sistema de generación eólica con compromiso en el mercado diario asociando un almacenador de energía. A partir de dichas estrategias se realizó el dimensionamiento del SAE para poder cumplir con los requerimientos del sistema utilizando el método de dimensionamiento expuesto en el Capítulo 5.

A partir del análisis técnico-económico de los resultados, se observa que el mayor costo se encuentra en la inversión inicial. Esto se debe principalmente a la gran energía que debe ser capaz entregar el SAE bajo las condiciones impuestas. Se observa que las estrategias agresivas de carga obtienen los mejores resultados en los análisis a 10 años.

A pesar de tener un muy bajo rendimiento, la solución mono-tecnológica SAEHO es más rentable que la solución mono-tecnológica SAEB en el análisis de 10 años. Esto se debe principalmente a la naturaleza energética de la demanda y la posibilidad que ofrece el SAEHO de desacoplar energía y potencias de carga/descarga, y consiguientemente su dimensionamiento. Se puede observar que el AOS y el PAEPaprox de cada solución como los SAEB (tanto I como II, Figuras 6.6b y 6.8b respectivamente) se encuentran notablemente sobre-dimensionado en términos de potencia (siendo la energía requerida la variable dimensionante) mientras que en los SAEHO no hay sobre-dimensionamientos (6.10)

Además, los costos anuales de utilización del SAEB-II son considerablemente inferiores a los del SAEHO-II (101kEuros frente a 269kEuros) pero el costo de inversión inicial es muy superior y recién a partir el año 26 de análisis la solución con baterías es más conveniente desde le punto de vista económico. Analizando las soluciones mono-tecnológicas, no se encuentran que puedan hacerse grandes mejoras tanto en la gestión energética como en las dimensiones que permitan disminuir los costos.

En consecuencia se analizó el caso de un SAE híbrido que combine los beneficios del SAEB (buen rendimiento de carga/descarga) y del SAEHO (elevada energía específica por inversión). Nuevamente se desarrollaron 2 heurísticas. La primera, similar a SAEB-I y SAEHO-I, ya muestra una mejora considerable en el estudio a 10 años principalmente gracias a la reducción de los costos de inversión (4709kEuros frente a 14859kEuros y 7275kEuros).

Nuevamente analizando los resultados de la estrategia SAEHib-I no se observan grandes mejoras posibles debidas solo a un cambio en la gestión energética (solo 22,8kEuros anuales se pierden en energía excedente). Por lo tanto, los esfuerzos fueron puestos en la reducción del capital invertido. Para ello se desarrolló la estrategia SAEHib-II que aumenta el uso del SAEB, disminuyendo así el costo anual de utilización del SAEHO, al tiempo que permite una reducción tanto de la ELYZ y los tanques de H₂-O₂. El costo de inversión se reduce de 4709kEuros a 3638kEuros.

Adicionalmente, si bien el costo anual de utilización del sistema completo permanece constante, la energía excedente aumenta. Dicha energía representa un 26 % de costo anual pero sólo un 8 % del costo total en 10 años. Está claro que una nueva estrategia de gestión energética podría no solo captar parte de la energía excedente sino también disminuir los costos de inversión.

En este sentido se propone considerar la naturaleza estocástica intrínseca de la generación eólica para el desarrollo de una estrategia *online* que permita de alguna manera *anticiparse* a la generación para poder descargar, o no cargar a lo sumo, el SAE cuando se espera una sobre-producción y cargar agresivamente el mismo cuando se espera sub-producción. En este aspecto los modelos de Optimización Estocástica (Stochastic Optimization Models) [90, 91] son sumamente interesantes. En ellos se integran las probabilidades de diferentes elementos del sistema (variación paramétrica, variables de entrada, operación, etc) dentro del proceso de optimización.

Otra de las consideraciones posibles, también dentro del marco de estudio anterior, es la relajación de la igualdad entre potencia prevista y potencia comprometida ($P_{com} \doteq P_{prev}$). Esto permite aumentar o disminuir las probabilidades de sobre o sub-producción (según se eleve o disminuya la potencia comprometida en relación con la potencia prevista) y de esta manera *fomentar* la carga o descarga del SAE. Más aún, la relajación de un FC nulo también tiene consecuencias directas tanto sobre la gestión energética como principalmente sobre el dimensionamiento de los elementos del sistema como puede verse en [82, 87, 89].

Posteriormente, en la última sección de este capítulo se expusieron los ensayos de emulación de las 3 soluciones tecnológicas analizadas (SAEB, SAEHO y SAEHib). El objetivo principal de esta emulación fue la validación del correcto funcionamiento de la estrategia de gestión energética implementada. Para la ejecución de dichos ensayos se avanzó en el diseño del sistema completo (no solamente en términos de energía y potencia como se venía analizando) eligiendo una topología, niveles de tensión y control de los CEP asociados a los elementos.

La emulación de los sistemas se realizó escalando tanto temporalmente (contracción temporal de 60) como en potencia (reducción en tensión de 6 veces y 50 en corriente)

permitiendo emular el comportamiento del SAE de elevados valores de potencia y energía (mayor a 1MW en potencia y 15MWh en energía) ante un perfil de 48 horas y un banco de ensayo cuya potencia máxima ronda los 15kW y en 48 minutos. Las 3 implementaciones cumplieron con el objetivo propuesto, que P_{red} se mantenga dentro de la banda de tolerancia, verificando que las soluciones propuestas son implementables.

Capítulo 7

Conclusiones

7.1. Conclusiones Generales

El trabajo de tesis estuvo orientado a obtener resultados teóricos y de aplicación directa para resolver los problemas de ingeniería más relevantes en el diseño de las Micro Redes Eléctricas Inteligentes. Fueron de particular interés los sistemas que incluyen Sistemas Almacenadores de Energía (SAE) ya que creemos que son un elemento esencial en la red del futuro (y en la actual también). Por este motivo, la primera contribución de esta tesis ocurrió en la temprana etapa de la selección de la tecnología del SAE.

Se desarrolló la idea de una caracterización de los Dispositivos Almacenadores de Energía (DAE) en función de sus capacidades de Energía-Potencia (EP). Sabiendo que en la gran mayoría de los DAE las potencias máximas (de carga y de descarga) dependen de su Estado de Energía (EdE), una de las principales contribuciones de este trabajo es la definición de su Área de Operación Segura (AOS) en el plano EP que sintetiza visualmente dichas capacidades. De manera similar al AOS de los componentes electrónicos en el plano tensión-corriente, el AOS de los almacenadores de energía define la excursión de energía interna y las potencias admisibles (para cada EdE) que permiten un funcionamiento seguro. Esta caracterización de dispositivos permite comparar no solo elementos de una misma familia sino transversalmente entre tecnologías.

Las AOS de los almacenadores se pueden calcular usando sus modelos o bien obtener mediante el ensayo físico de los mismos. Se validaron las concordancias entre las AOS obtenidas a partir de los modelos y las obtenidas a partir de ensayos de experimentación física para 2 dispositivos de tecnologías distintas (una BLI -Mottcell- y un SC -Maxwell 16V 58F-). Posteriormente se calcularon las AOS de otros dispositivos de estas mismas familias y se extendió el concepto para la Batería de H₂/O₂ utilizando los modelos matemáticos. Observando las AOS de los dispositivos mencionados se pueden generar algunas conclusio-

nes. Por un lado, se evidencia claramente la naturaleza *energética* de las baterías (ambas tecnologías pero más aún la de H₂/O₂) y la naturaleza *de potencia* de los SC. Por otro lado, esta comparación es, en cierto sentido, injusta ya que se comparan dispositivos de tamaños muy disímiles.

Por tal motivo se introdujo el concepto del AOS-específica. De manera equivalente al diagrama de Ragone, donde las distintas soluciones son caracterizadas según la disponibilidad máxima de energía a una descarga de potencia activa constante expresadas en términos de potencia-específica (potencia por unidad de masa) y energía-específica (energía por unidad de masa), el AOS-específica se obtiene dividiendo el AOS original por un parámetro especificante. Si al igual que en el diagrama de Ragone se elige la masa como parámetro especificante, se obtienen AOS específicas por masa y se puede comparar las capacidades de EP que aporta cada tecnología por unidad de masa. La elección de este parámetro suele ser propicio para el diseño de sistemas eléctricos móviles (Vehículos Eléctricos e Híbridos (VEH), aviones o barcos). Sin embargo, otros parámetros pueden ser seleccionados tal como el costo de inversión, volumen, emisiones de CO₂ durante su ciclo de vida, Contenido Energético, entre otros. La especificación del AOS vuelve más justa la comparación entre los distintos dispositivos.

Siguiendo en el plano EP se desarrolló un novedoso método de dimensionamiento de SAE. El mismo consiste en equiparar las capacidades de EP del SAE (AOS) y la demandada por el sistema. La primer etapa consiste en caracterizar los DAE según su AOS con los beneficios que se acaban de describir. Posteriormente, el perfil de potencia demandado al almacenador es relacionado con el área que ocupa en el plano EP obteniendo una trayectoria y el polígono asociado (síntesis del perfil demandado). Se demostró que AOS de un SAE compuesto por n_{DAE} DAE es igual al AOS del DAE escalado n_{DAE} veces. Es por ello que el dimensionamiento se reduce a encontrar n_{DAE} de tal manera que su AOS contenga el polígono en el plano EP generado por el perfil de potencia de demanda elegido. El algoritmo de búsqueda implementado es extremadamente simple, rápido y puede ser fácilmente integrado en un bucle de optimización de gestión/dimensionamiento.

La separación de las etapas de caracterización, de síntesis del perfil demandado y de dimensionamiento *per se* permite agregar fácilmente una nueva tecnología de almacenador o cambiar la estrategia de gestión al estudio y re-utilizar parte de los resultados ya obtenidos. La incorporación de un nuevo DAE, p.ej., dispositivo de un nuevo fabricante, sin cambiar la estrategia de gestión requiere únicamente calcular el AOS del nuevo DAE y dimensionar el SAE (cálculo de n_{DAE}) sin que la trayectoria y el polígono demandado se vean afectados.

Adicionalmente, en la síntesis del perfil de demanda se pueden comparar y analizar distintas estrategias de gestión independientemente del DAE seleccionado. Tanto áreas

críticas como patrones recurrentes como así también cercanía a los límites de funcionamiento son fáciles de visualizar en el plano EP. Más aún, estrategias de gestión en SAEHib pueden ser evaluadas usando este plano.

Sin embargo, el método descrito posee algunas particularidades. La estrategia de gestión energética utilizada para calcular la potencia demandada al SAE no puede depender de su tamaño ni de sus variables de estado ya que, en esta instancia, todavía no se encuentra dimensionado. Por el mismo motivo, las trayectorias del almacenador son aproximadas, considerando un rendimiento constante de carga/descarga, para poder realizar el dimensionamiento y posteriormente, una vez que el SAE se encuentra dimensionado, se calculan las verdaderas trayectorias verificando la correcta operación.

Se destacó la importancia de la validación experimental sobre bancos de ensayo físico pero con métodos basados en modelos que garantizan una gran precisión de los resultados. En este sentido se destaca la mejora propuesta sobre el modelo de Batería de Li-Ion (BLI) desarrollado por Trembay-Dessaint (ampliamente usado en la bibliografía) que permite mejorar su desempeño, en términos de la estimación de su tensión, y obtener homogeneidad dimensional, importante a la hora de escalar modelos, sin aumentar la complejidad del mismo. Adicionalmente, se propusieron nuevos métodos de estimación paramétrica que pueden ser usados en ambos modelos (original o mejorado) para mejorar sus desempeños. Todas estas afirmaciones fueron validadas experimentalmente en la plataforma MoReSmart del laboratorio LAPLACE.

El concepto de semejanza dimensional es sumamente útil para la construcción de emuladores escalados tanto físicos como físico-simulados ya que permite garantizar la equivalencia entre los modelos. El método de escalado utilizado se basa en el análisis dimensional para la obtención de los valores que deben tener los parámetros del modelo del emulador para garantizar la semejanza dimensional con el modelo original o emulando. El mismo fue aplicado al modelo matemático no lineal de batería de Li-Ion para obtener un modelo escalado en las variables tensión, corriente y tiempo.

Del análisis de las formas de construcción de los emuladores físicos de Sistema Almacenador de Energía de Baterías (SAEB) se observó que en el caso de escalado en las variables de tensión y corriente, los mismos pueden ser implementados usando conexiones series y paralelo de la misma batería base, ya que existe una correspondencia entre las variables escaladas y el tipo de conexión. Se demostró que la conexión en serie equivale a un escalado en tensión mientras que la conexión en paralelo a uno en corriente. Estas equivalencias fueron también corroboradas experimentalmente.

En cuanto al escalado temporal, existen complicaciones en su implementación. Debido a las restricciones físicas de los parámetros de la propia batería, el emulador-físico escalado en

tiempo no puede ser obtenido usando un arreglo de la misma batería base. Nuevamente esto fue demostrado y validado experimentalmente.

Sin embargo, como el modelo matemático se puede parametrizar libremente, el emulador físico puede ser reemplazado por un emulador físico-simulado (simulador HIL) en donde el modelo matemático escalado se simule en tiempo real en un procesador e interactúe con el resto del sistema físico a través de una interfaz (en este caso fuente electrónica controlada y una carga electrónica controlada). Este concepto también fue implementado y validado experimentalmente un SAE compuesto por BLI donde se observa la coincidencia de la evolución de las variables entre el modelo original simulado, el modelo emulado físico-simulado escalado en tensión y corriente únicamente; y el modelo físico-simulado escalado en tensión, corriente y tiempo.

La emulación físico-simulada de modelos dimensionalmente semejantes permite a los diseñadores emular cualquier elemento de una red eléctrica (generadores, almacenamiento, cargas, CEP, sistema de gestión de energía, entre otros) y beneficiarse del escalado no solo en potencia sino también temporal para así acortar los tiempos de ensayo. Este procedimiento de escalado, tal como contribuido en esta tesis, se aplicó a un generador eólico y a un SAEHO completando así una micro-red que posee: un generador eólico emulado, un SAEB emulado, un SAEHO emulado, CEPs asociados a los 3 elementos mencionados y un Sistema de Gestión de Energía.

Finalmente todas las contribuciones realizadas en el transcurso de la tesis son utilizadas en el estudio de un caso real. Se requiere la asociación de un SAE a una turbina eólica para garantizar que su generación esté acotada dentro de ciertos límites. A partir de estrategias simples se conocieron los requerimientos de EP y se seleccionaron 2 tecnologías que resultaban prometedoras (BLI y BHO). Se realizó un análisis económico de cada una de ellas y se agregaron índices de desempeño, en particular, el costo de la solución en el plazo de 10 años.

En primera instancia se propusieron soluciones mono-tecnológicas con estrategias de gestión energética simples. A partir de los resultados se mejoraron las estrategias de gestión y las dimensiones correspondientes para obtener 2 soluciones cerca del óptimo de cada tecnología pero con índices de desempeño bajo (costo elevado). Se observaron las trayectorias de cada SAE en el plano EP y se evidenció que el diseño de un Sistema Almacenador de Energía Híbrido (SAEHib) que aprovechara las ventajas de cada tecnología podía mejorar dichos índices. El perfil de demanda es muy demandante de energía. Es por eso que a pesar de tener un elevado nivel de conversión energética, el SAEB tenía un tamaño considerable con altos costos de inversión inicial. Por otro lado, el SAEHO tenía un nivel de inversión mucho más bajo pero debido a su bajo rendimiento de conversión y al alto nivel de utilización, los costos finales seguían siendo elevados. Por lo que se propuso combinar las 2 características princi-

pales de estas tecnologías (alto rendimiento de conversión energética -SAEB- y bajo costo de inversión para demandas energéticas -SAEHO). Se diseñaron 2 nuevos SAE compuestos por estas 2 tecnologías (SAEHib) con estrategias de gestión distintas que permitieron reducir los costos del proyecto.

Como última contribución, 3 soluciones (SAEB, SAEHO y SAEHib) del caso estudiado fueron implementadas y validadas vía emulación físico-simulada. El objetivo principal de esta emulación fue la validación del correcto funcionamiento de la estrategia de gestión energética implementada. Para la ejecución de dichos ensayos se avanzó en el diseño del sistema completo (no solamente en términos de energía y potencia como se venía analizando) eligiendo una topología, niveles de tensión y control de los CEP asociados a los elementos. Se usaron los modelos descritos en el transcurso de esta tesis para la conformación de los emuladores y usando el método de escalado se obtuvieron emuladores escalados en tensión, en corriente y en tiempo. El escalado en tiempo es uno de los principales beneficios, ya que permitió emular el comportamiento de 48 horas del sistema original en tan solo 48 minutos.

7.2. Prospectivas

7.2.1. Caracterización de SAE

El método de caracterización de SAE basado en el AOS es una importante herramienta comparativa multi-tecnológica. El mismo fue aplicado a 3 tecnologías de gran utilización actual pero estas no son las únicas. La extensión del método para el cálculo del AOS de otras tecnologías como ser otras baterías electro-químicas, sistemas almacenadores mediante volante de inercia, sistemas almacenadores de aire comprimido o centrales hidroeléctricas reversibles es uno de los trabajos futuros.

Adicionalmente, el concepto de AOS-específica permite una comparación más justa entre los distintos dispositivos almacenadores y, sobre todo, en distintos ejes. Además de los más inmediatos que uno puede llegar a pensar en términos de utilidad directa a los proyectos (masa, capital invertido y volumen), otros parámetros especificantes resultan de interés. La contabilización de las emisiones de CO₂ durante su ciclo de vida como así también su Tasa de Retorno Energético resultan parámetros interesantes para realizar una especificación del AOS introduciendo una componente ecológica en la comparación de los SAE.

7.2.2. Método de dimensionamiento energético

El método de dimensionamiento desarrollado permite abstraerse de los detalles del sistema y analizarlo únicamente en el plano EP. Esta simplificación junto con la separación

en etapas definidas permite dimensionar el SAE de manera rápida y eficiente. Por el momento su utilización ha sido de manera secuencial en donde se propuso una estrategia de gestión, se dimensionó un sistema almacenador de una tecnología definida y se analizaron los resultados obtenidos. Sin embargo, el método puede ser implementado dentro de un bucle de optimización en donde se varíe tanto la estrategia de gestión usada como también las tecnologías elegidas. Si bien se hicieron algunas pruebas en esta dirección todavía es una aplicación que debe ser ampliada.

7.2.3. Emulación de sistemas

Otro aspecto importante a profundizar es la extensión a otros dispositivos del método de emulación que se plantea en esta tesis. Particularmente la micro-red del laboratorio de Automatización y Control (lugar de residencia del autor de esta tesis) se encuentra en el proceso de ampliación y mejora. Ella cuenta con dispositivos físicos reales que emulan dispositivos de mayor tamaño. Resulta importante analizar cuáles son los límites en la escala entre dichos modelos, sobre todo en lo que respecta al escalado temporal. Adicionalmente, es tarea pendiente extender el método a otras tecnologías tanto almacenadoras como generadoras (e.g. generador Diesel) como demandas (e.g. motores).

7.2.4. Gestión energética

Como último campo de trabajo futuro se menciona la profundización de las estrategias de gestiones energéticas desarrolladas. Se evidenció en el caso de estudio tratado la gran influencia de la intermitencia e incertidumbre de la generación eólica (aunque de igual manera lo es la generación solar) en el dimensionamiento del SAE asociado y en el desempeño del sistema. Las estrategias desarrolladas, heurísticas basadas en reglas, resultan de gran utilidad y permiten obtener muy buenos desempeños en los casos analizados. Sin embargo, el problema planteado posee varias restricciones que simplifican la obtención de dichas estrategias. En primera instancia, la gestión depende únicamente de la zona de generación actual y es independiente del estado de energía del almacenador. Si se considera la naturaleza estocástica de la generación se podría mejorar la gestión, o justificar en alguna medida las reglas adoptadas. Luego de realizar trabajos preliminares se evidenció la influencia tanto de las probabilidades de generación como así también sus niveles en la estrategia de gestión óptima.

En este sentido los modelos de Optimización Estocástica (Stochastic Optimization Models) son sumamente interesantes ya que las probabilidades de variación de diferentes elementos del sistema (variación paramétrica, variables de entrada, operación, entre otros)

pueden ser integradas dentro del proceso de optimización. También es interesante el Control Predictivo Estocástico basado en Modelos (Stochastic Model Predictive Control), el cual podría ser utilizado en el problema de optimización del control del SAE una vez definida la potencia comprometida.

Bibliografía

- [1] C. McGlade and P. Ekins, "The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C," *Nature*, vol. 517, pp. 187–190, Jan 2015.
- [2] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, pp. 289–298, 2009.
- [3] B. Clegg, *Light years : an exploration of mankind's enduring fascination with light*. London: Piatkus, 2001.
- [4] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, V. Allegranza, R. Cicoria, and A. Iaria, "Meshed vs. radial MV distribution network in presence of large amount of DG," in *Proc. IEEE PES Power Systems Conf. and Exposition*, vol. 2, pp. 709–714, Oct. 2004.
- [5] D. Lu and B. Francois, "Strategic framework of an energy management of a micro-grid with a photovoltaic-based active generator," in *Proc. 8th Int. Symp. Advanced Electromechanical Motion Systems Electric Drives Joint Symp*, pp. 1–6, July 2009.
- [6] R. Rigo-Mariani, *Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d'un microréseau avec stockage*. PhD thesis, l'Institut National Polytechnique Toulouse, 12 2014.
- [7] A. Oudalov, D. Chartouni, C. Ohler, and G. Linhofer, "Value analysis of battery energy storage applications in power systems," in *Proc. IEEE PES Power Systems Conf. and Exposition*, pp. 2206–2211, Oct. 2006.
- [8] S. Yeleti and Y. Fu, "Impacts of energy storage on the future power system," in *Proc. North American Power Symp. 2010*, pp. 1–7, Sept. 2010.
- [9] A. Bagherian and S. M. M. Tafreshi, "A developed energy management system for a microgrid in the competitive electricity market," in *Proc. IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–6, June 2009.
- [10] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "A review of challenges to real-time power management of microgrids," in *Proc. IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, July 2009.
- [11] C. W. Potter, A. Archambault, and K. Westrick, "Building a smarter smart grid through better renewable energy information," in *Proc. IEEE/PES Power Systems Conf. and Exposition*, pp. 1–5, Mar. 2009.

- [12] G. Y. Morris, C. Abbey, G. Joos, and C. Marnay, “A Framework for the Evaluation of the Cost and Benefits of Microgrids,” *Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL-5025E)*, 2011.
- [13] A. F. Ghoniem, “Needs, resources and climate change: Clean and efficient conversion technologies,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 37, pp. 15–51, feb 2011.
- [14] D. J. Murphy and C. A. S. Hall, “Year in review-EROI or energy return on (energy) invested,” *Annals of the New York academy of science*, vol. 1185, pp. 102–118, 2010.
- [15] C. J. Barnhart and S. M. Benson, “On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage,” *Energy environmental science*, vol. 6, no. 4, pp. 1083–1092, 2013.
- [16] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, vol. 53, pp. 288–298, 2013.
- [17] X. Roboam, *Integrated Design by Optimization of Electrical Energy Systems*. ISTE Ltd., 2012.
- [18] D. H. Tran, B. Sareni, X. Roboam, E. Bru, and A. D. Andrade, “Robust design of a passive wind turbine system,” *COMPEL - The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering*, vol. 31, pp. 932–944, may 2012.
- [19] G. Ellis, “Rapid control prototyping (RCP) for a motion system,” in *Control System Design Guide*, pp. 431–450, Elsevier, 2012.
- [20] J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco, E. Bru, and F. Lacressonniere, “Scaling electrochemical battery models for time-accelerated and size-scaled experiments on test-benches,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 4233–4240, Nov. 2017.
- [21] A. Varais, X. Roboam, F. Lacressonniere, C. Turpin, and J. M. Cabello, “Scaling of wind energy conversion system,” in *Proceeding ELECTRIMACS 2017*, (Toulouse, France), July 2017.
- [22] A. Varais, X. Roboam, F. Lacressonniere, C. Turpin, J. M. Cabello, E. Bru, and J. Pulido, “Scaling of wind energy conversion system for time-accelerated and size-scaled experiments,” *Mathematics and Computers in Simulation*, June 2018.
- [23] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 428–439, aug 2014.
- [24] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management – part II: System operation, power quality and protection,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 440–451, aug 2014.

- [25] M. D. Robles, J.-S. Kim, and H. Song, "Capacity Firming for Wind Generation using One-Step Model Predictive Control and Battery Energy Storage System," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 12, pp. 2043–2050, 2017.
- [26] R. Rigo-Mariani, B. Sareni, X. Roboam, and C. Turpin, "Optimal power dispatching strategies in smart-microgrids with storage," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 649–658, dec 2014.
- [27] J. Schnabel and S. Valkealahti, "Energy Storage Requirements for PV Power Ramp Rate Control in Northern Europe," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2016, pp. 1–11, 2016.
- [28] X. Tan, Q. Li, and H. Wang, "Advances and trends of energy storage technology in microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, pp. 179–191, jan 2013.
- [29] D. Feroldi and M. Carignano, "Sizing for fuel cell/supercapacitor hybrid vehicles based on stochastic driving cycles," *Applied Energy*, vol. 183, pp. 645–658, dec 2016.
- [30] J. M. Cabello, E. Bru, X. Roboam, F. Lacressonniere, and S. Junco, "Battery dynamic model improvement with parameters estimation and experimental validation," in *Int. Conf. on Integrated Modeling and Analysis in Applied Control and Automation*, (Berggigi, Italia), Sept. 2015.
- [31] C. R. Akli, *Conception systématique d'une locomotive hybride autonome*. PhD thesis, l'Institut National Polytechnique Toulouse, 2008.
- [32] B. E. Conway, *Electrochemical supercapacitors: scietific fundamentals and technological applications*. New York: Plenum Press, 1999.
- [33] "KIUC case of study," 2017. https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/en_US/Tesla_KIUC-Case%20Study-2017.pdf.
- [34] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, J. Hernandez, D. A. Bender, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw, W. D. Gauntlett, J. Eyer, T. Olinsky-Paul, M. Ellison, and S. Schoenung, "DOE/EPRI electricity storage handbook in collaboration with NRECA," tech. rep., Sandia National Laboratories, 2015.
- [35] G. L. Kyriakopoulos and G. Arabatzis, "Electrical energy storage systems in electricity generation: energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1044–1067, 2016.
- [36] P. G. Bruce, S. A. Freunberger, L. J. Hardwick, and J.-M. Tarascon, "Li-o₂ and li-s batteries with high energy storage," *Nature Materials*, vol. 11, pp. 19–29, 2012.
- [37] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, "Technology overview on electricity storage," *ISEA, Aachen, Juni*, 2012.
- [38] M.-C. Pera, D. Hissel, H. Gualous, and C. Turpin, *Electrochemical components*. John Wiley & Sons, 2013.
- [39] A. Kabza, *Just another fuel cell and formulary*. 2016.

- [40] F. Gailly, *Alimentation électrique d'un site isolé à partir d'un générateur photovoltaïque associé à un tandem électrolyseur/pile à combustible (batterie H₂/O₂)*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2011.
- [41] F. Liu and P. P. Mukherjee, "Materials for positive electrodes in rechargeable lithium-ion batteries," in *Rechargeable Lithium Batteries* (A. A. Franco, ed.), Woodhead Publishing Series in Energy, pp. 21 – 39, Woodhead Publishing, 2015.
- [42] M. Bini, D. Capsoni, S. Ferrari, E. Quartarone, and P. Mustarelli, "Rechargeable lithium batteries : key scientific and technological challenges," in *Rechargeable Lithium Batteries*, pp. 1–17, Elsevier, 2015.
- [43] C. M. Shepherd, "Design of primary and secondary cells," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 112, no. 7, p. 657, 1965.
- [44] T. F. Coleman and Y. Li, "An interior trust region approach for nonlinear minimization subject to bounds," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 6, pp. 418–445, 1996.
- [45] G. L. Hunt, "PNGV battery and test manual," techreport DOE/ID-10597, Rev. 3, INEEL, 2001.
- [46] J. Shim and K. A. Striebel, "Characterization of high-power lithium-ion cells during constant current cycling," *Journal of Power Sources*, vol. 122, pp. 188–194, 2003.
- [47] M. G. Carignano, J. M. Cabello, and S. Junco, "Sizing and performance analysis of battery pack in electric vehicles," in *Proc. IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, pp. 240–244, IEEE, June 2014.
- [48] F. Belhachemi, S. Rael, and B. Davat, "A physical based model of power electric double-layer supercapacitors," in *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129)*, vol. 5, pp. 3069–3076 vol.5, Oct 2000.
- [49] R. Faranda, M. Gallina, and D. T. Son, "A new simplified model of double-layer capacitors," in *Proc. Int. Conf. Clean Electrical Power*, pp. 706–710, IEEE, May 2007.
- [50] L. NESSCAP Co., "NESSCAP ultracapacitor: technical guide," tech. rep., NESSCAP, 2008.
- [51] Maxwell, "Test procedures for capacitance, ESR, leakage current," tech. rep., Maxwell Inc., 2015. Accessed: 2018-10-24.
- [52] I. I. E. Commission, "Electric double-layer capacitors for use in hybrid electric vehicles - test methods for electrical characteristics," febero 2018.
- [53] O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Energy storage systems in modern grids—matrix of technologies and applications," *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248–259, 2016.
- [54] D. Ragone, "Review of battery systems for electrically powered vehicles," tech. rep., SAE Technical Paper, 1968.

- [55] T. Christen and M. W. Carlen, “Theory of ragone plots,” *Journal of power sources*, vol. 91, no. 2, pp. 210–216, 2000.
- [56] A. Blicher, *Field-effect and bipolar power transistor physics*. Academic Press, 1981.
- [57] ISO, “Environmental management – life cycle assessment – principles and framework,” Tech. Rep. ISO Norm 14040, ISO-International Organization for Standardization, 2006.
- [58] C. P. Coutinho, A. J. Baptista, and J. D. Rodrigues, “Reduced scale models based on similitude theory: a review up to 2015,” *Engineering Structures*, vol. 119, pp. 81–94, jul 2016.
- [59] R. V. Chacko, M. L. Sreedevi, and G. R. Mineeshma, “Electric vehicle power train simulation in forward modelling approach to enable real-time simulation and hil controller prototyping,” in *2014 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, IEEE, 2014.
- [60] R. S. Razavian, N. L. Azad, and J. McPhee, “A battery hardware-in-the-loop setup for concurrent design and evaluation of real-time optimal HEV power management controllers,” *Int. J. Electric and Hybrid Vehicles*, vol. 5, p. 177, 2013.
- [61] C. Seitzl, J. Kathan, G. Lauss, and F. Lehfuß, “Power hardware-in-the-loop implementation and verification of a real time capable battery model,” in *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 2285–2290, June 2014.
- [62] M. D. Petersheim and S. N. Brennan, “Scaling of hybrid-electric vehicle powertrain components for hardware-in-the-loop simulation,” *Mechatronics*, vol. 19, pp. 1078–1090, oct 2009.
- [63] P. W. Bridgman, “Dimensional analysis,” *Yale University Press, New Haven and London 1963*, vol. 6, pp. 212–212, 1931.
- [64] T. Szirtes, *Applied dimensional analysis and modeling*. Burlington: Butterworth-Heinemann, second edition ed., 2006.
- [65] J. B. J. Fourier, *Théorie analytique de la chaleur*. Cambridge University Press 2009, 2009.
- [66] P. Krause, *Analysis of electric machinery and drive systems*. New York: IEEE Press, 2002.
- [67] W. Leonhard, *Control of electrical drives*. Berlin New York: Springer, 2001.
- [68] E. Buckingham, “On physically similar systems; illustrations of the use of dimensional equations,” *Bureau of Standars*, vol. 4, pp. 345–376, 1914.
- [69] P. Du and N. Lu, *Energy storage for smart grids: planning and operation for renewable and variable energy resources (VERs)*. Academic Press, 2014.
- [70] C. Barreto, J. Giraldo, Á. A. Cárdenas, E. Mojica-Nava, and N. Quijano, “Control systems for the power grid and their resiliency to attacks,” *IEEE Security & Privacy*, vol. 12, no. 6, pp. 15–23, 2014.

- [71] IEEE Standards Coordinating Committee 21, “IEEE guide for the interoperability of energy storage systems integrated with the electric power infrastructure,” 2015.
- [72] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, “Review of energy storage system for wind power integration support,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 545–553, 2015.
- [73] F. Lamberti, V. Calderaro, V. Galdi, and G. Graditi, “Massive data analysis to assess pv/ess integration in residential unbalanced lv networks to support voltage profiles,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 206–214, 2017.
- [74] C. R. Akli, B. Sareni, X. Roboam, and A. Jeunesse, “Integrated optimal design of a hybrid locomotive with multiobjective genetic algorithms,” *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, vol. 30, no. 3, 4, pp. 151–162, 2009.
- [75] R. Rigo-Mariani, B. Sareni, and X. Roboam, “Integrated optimal design of a smart microgrid with storage,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1762–1770, 2017.
- [76] H. Bludszweit and J. A. Domínguez-Navarro, “A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1651–1658, 2011.
- [77] D. W. Gao, H. Babazadeh, and L. Lin, “A practical sizing method of energy storage system considering the wind uncertainty for wind turbine generation systems,” in *Green Technologies Conference, 2013 IEEE*, pp. 127–133, IEEE, 2013.
- [78] X. Roboam, O. Langlois, H. Piquet, B. Morin, and C. Turpin, “Hybrid power generation system for aircraft electrical emergency network,” *IET electrical systems in transportation*, vol. 1, no. 4, pp. 148–155, 2011.
- [79] R. A. Jarvis, “On the identification of the convex hull of a finite set of points in the plane,” *Information processing letters*, vol. 2, no. 1, pp. 18–21, 1973.
- [80] E. Ofry and A. Braunstein, “The loss of power supply probability as a technique for designing stand-alone solar electrical (photovoltaic) systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 5, pp. 1171–1175, 1983.
- [81] D. Abbes, A. Martinez, and G. Champenois, “Life cycle cost, embodied energy and loss of power supply probability for the optimal design of hybrid power systems,” *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 98, pp. 46–62, 2014.
- [82] D. Hernández-Torres, C. Turpin, X. Roboam, and B. Sareni, “Optimal techno-economical storage sizing for wind power producers in day-ahead markets for island networks,” in *Proceeding ELECTRIMACS 2017*, (Toulouse, France), July 2017.
- [83] J. M. Cabello, X. Roboam, and S. Junco, “A direct sizing method and specific characterization of energy storage devices/systems in the energy vs power plane,” in *Proceeding ELECTRIMACS 2017*, (Toulouse, France), July 2017.

- [84] J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco, and C. Turpin, “Direct sizing and characterization of energy storage systems in the energy-power plane,” *Mathematics and Computers in Simulation*, Apr. 2018.
- [85] G. Pistoia, *Lithium-ion batteries : advances and applications*. Amsterdam: Elsevier, 2014.
- [86] ASTM, “Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis,” Tech. Rep. ASTM E1049 - 85, 2017.
- [87] D. Hernández-Torres, C. Turpin, X. Roboam, and B. Sareni, “Techno-economical optimization of wind power production including lithium and/or hydrogen sizing in the context of the day ahead market in island grids,” *Mathematics and Computers in Simulation*, jul 2018.
- [88] F. Tariq, E. Ruiz-Trejo, A. Bertei, P. Boldrin, and N. P. Brandon, “Microstructural Degradation,” in *Solid Oxide Fuel Cell Lifetime and Reliability*, pp. 79–99, Elsevier, 2017.
- [89] R. Bourbon, S. Ngueveu, X. Roboam, B. Sareni, and D. Hernandez-Torres, “Heuristic vs linear programming for optimization of micro smart grid energy management,” in *Proceeding ELECTRIMACS 2017*, (Toulouse, France), July 2017.
- [90] G. B. Dantzig, “Linear programming under uncertainty,” *Management science: Application and theory*, vol. 1, no. 3 and 4, pp. 197–206, 1955.
- [91] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*. Springer, 2nd ed., 2011.
- [92] S. Takriti, J. R. Birge, and E. Long, “A stochastic model for the unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 1497–1508, Aug. 1996.
- [93] C. Uckun, A. Botterud, and J. R. Birge, “An improved stochastic unit commitment formulation to accommodate wind uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 2507–2517, jul 2016.
- [94] T. A. Nguyen and M. L. Crow, “Stochastic optimization of renewable-based microgrid operation incorporating battery operating cost,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 2289–2296, may 2016.
- [95] M. Diekerhof, S. Schwarz, F. Martin, and A. Monti, “Distributed optimization for scheduling electrical demand in complex city istricts,” *IEEE Systems Journal*, pp. 1–12, 2017.
- [96] R. Wegmann, V. Döge, J. Becker, and D. U. Sauer, “Optimized operation of hybrid battery systems for electric vehicles using deterministic and stochastic dynamic programming,” *Journal of Energy Storage*, vol. 14, pp. 22–38, dec 2017.
- [97] B. Kouvaritakis and M. Cannon, *Model predictive control: classical, robust and stochastic*, ch. Introduction to stochastic MPC, pp. 243–269. Cham: Springer International Publishing, 2016.

-
- [98] R. Kumar, M. J. Wenzel, M. J. Ellis, M. N. ElBsat, K. H. Drees, and V. M. Zavala, “A stochastic model predictive control framework for stationary battery systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 4397–4406, July 2018.
 - [99] R. S. Olalla, “Automating real-time testing for embedded software development.”
 - [100] S. Motahhir, A. El Ghzizal, S. Sebti, and A. Derouich, “Mil and sil and pil tests for mppt algorithm,” *Cogent Engineering*, vol. 4, no. 1, p. 1378475, 2017.

Apéndice A

Descripciones

A.1. Método V para el desarrollo de sistemas de control

El método V define una serie de etapas ordenadas que deben llevarse a cabo para pasar de sistema de control simulado a la implementación embebida para el control del sistema (o planta) real.

En una primera etapa, el controlador es diseñado en un ambiente de simulación numérica donde además se encuentra modelado el sistema a controlar. En este ambiente pueden compararse los desempeños de distintos controladores con distintas configuraciones, estructuras de control, parámetros y bajo distintas condiciones de trabajo.

En el paso previo a su implementación en el sistema real, se utiliza el concepto de simulación Hardware-In-the-Loop (HIL) para validar el sistema de control embebido. La misma consiste en reemplazar la planta o sistema (junto con sus actuadores y sensores) por un modelo que corre en tiempo real en el simulador HIL. El correcto funcionamiento del controlador embebido es testeado conectado a este simulador HIL.

Entre la simulación MIL y la simulación HIL existen varias etapas intermedias que pueden dividirse en:

- **Simulación Model-In-the-Loop (MIL)** La misma computadora y ambiente de simulación es usado para simular tanto el modelo matemático de la planta como el sistema de control (que posteriormente será embebido). En este ambiente se pueden comparar los desempeños de distintos controladores con distintas configuraciones, estructuras de control y parámetros, bajo distintas condiciones de trabajo.
- **Simulación Rapid-Control-Prototyping (RCP)** Según los casos puede que exista una etapa inmediatamente posterior a la simulación MIL la cuál consiste en implementar el modelo del controlador en una plataforma de rápido prototipado, e.g., DSpace

DS1104 o National Instrument CompactRIO, y conectarlo al sistema a controlar. Esto permite validar la lógica de control previa a la implementación embebida y autónoma.

- Simulación Software-In-the-Loop (SIL): Tanto la planta como el sistema de control corren en tiempo real en una misma computadora pero el controlador implementado en un programa que posteriormente será embebido en el micro-controlador. El objetivo es chequear que el código generado por el modelo del sistema de control.
- Simulación Processor-In-the-Loop (PIL): La planta sigue corriendo en tiempo real en la computadora mientras que el código del sistema de control es embebido en el micro-controlador. El objetivo es testear el proceso de generación de código desde el programa corriendo en la PC hacia el sistema embebido.
- Simulación Hardware-In-the-Loop (HIL): Similar a la simulación PIL pero se agregan al modelo de la planta los sensores y actuadores. Esto permite un etapa más de acercamiento a la solución final.

En las Figuras A.1 y A.2 se muestran 2 esquemas de aplicación del método V de desarrollo aplicado en 2 ramas distintas de la ingeniería.

A.2. Sensibilidad modelos

La sensibilidad de un modelo o de la función de salida de un modelo se puede definir de la siguiente manera. Dada una función, v , el coeficiente de sensibilidad ϕ_{X_i} para un parámetro particular X_i se puede calcular como

$$\phi_{X_i} = \frac{\partial v}{\partial X_i} \frac{X_i}{v} \Big|_{v=v_k} \quad (\text{A.1})$$

donde la relación, X_i/v , es un coeficiente normalizador.

A.3. Proyecto InsulGrid

El sistema consiste en 4 turbinas eólicas de 2MW de potencia pico conectadas a la red y funcionando con compromiso de generación en el mercado diario (day a-head market)[82].

La participación en el mercado diario se lleva a cabo de la siguiente manera: A partir de la previsión meteorológica del día anterior, P_{prev} , el generador se compromete a generar un perfil de potencia, P_{com} . Obviamente, la potencia real producida, P_{prod} , varía con respecto la comprometida.

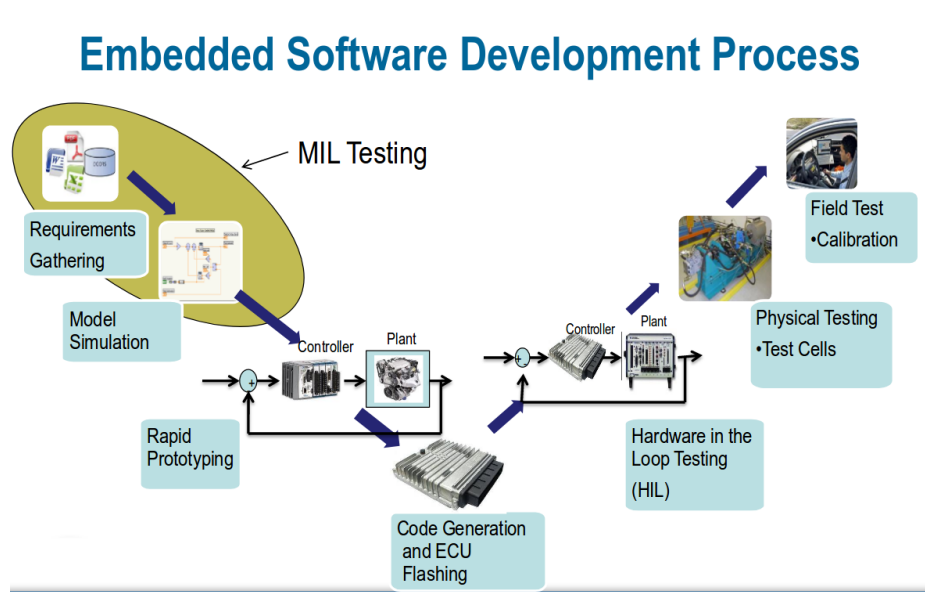


Figura A.1 Método V de desarrollo de software embebido aplicado a la industria automotriz [99].

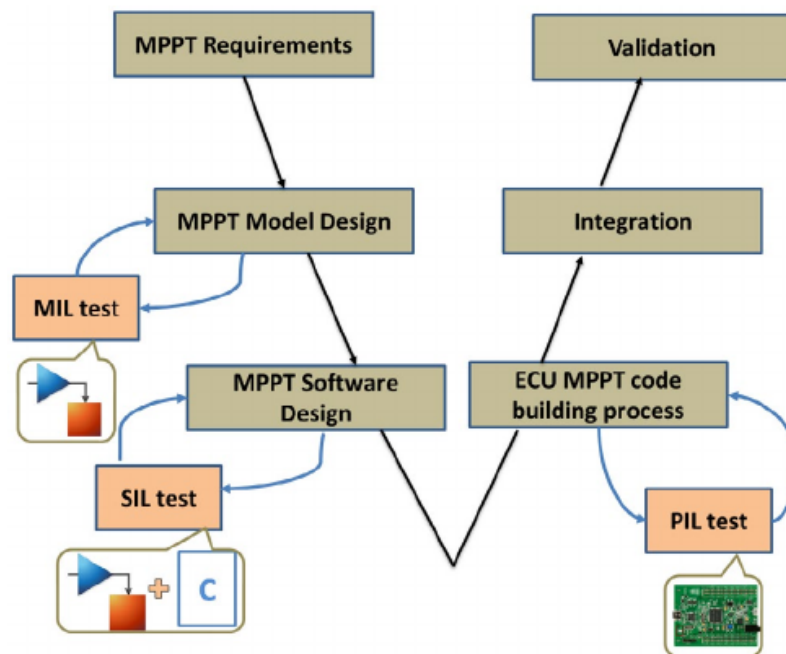


Figura A.2 Desarrollo de un control de seguimiento de extracción de máxima potencia de un sistema de generación solar usando el método V de desarrollo [100].

Se dispone de los datos de generación estimada de una turbina (el día anterior a partir de mediciones y estimaciones meteorológicas) con un muestreo de 1 hora y la generación real (de dicho día a partir de las mediciones de los vientos) con un muestreo de 10 minutos. En la Figura A.3 se pueden ver ambas potencias y se aprecia una gran diferencia entre ellas.

Debido a las características actuales de la red y para fomentar la incorporación de proyectos renovables, los requerimientos del operador de la red son más laxos que la obligación de cumplir con la potencia comprometida, permitiendo un error acotado entre potencia comprometida y potencia transferida a la red.

Para la instalación del parque eólico de una potencia máxima instalada, P_{inst} , el operador permite que la diferencia entre la generación transferida a la red, P_{red} , y la comprometida, P_{com} , sea de hasta un 15 % de la potencia máxima instalada, $P_{tol} = 15 \% P_{inst}$. Visto de otra manera, la potencia transferida a la red se debe encontrar dentro de una banda de tolerancia centrada en la potencia comprometida ($P_{com} \pm 15 \% P_{inst}$). La Figura A.3 muestra dicha banda de tolerancia junto con la potencia producida para un intervalo de 48 horas.

Si la potencia transferida a la red se encuentra por fuera de dichos límites (ya sea por exceso o déficit) el generador entra en modo Falla de Compromiso (o commitment failure) (FC). Desde el momento que entra en falla y hasta 15 minutos después de que vuelve a generar dentro de la banda, la energía suministrada a la red no es remunerada. Adicionalmente, aunque no se considera en este caso, si los eventos de falla son muy frecuentes, el operador de la red puede suspender al generador por horas o por tiempo indeterminado.

Por lo tanto, se encuentra bajo estudio la asociación de un Sistema Almacenador de Energía (SAE) para mantener P_{red} dentro de la banda de tolerancia.

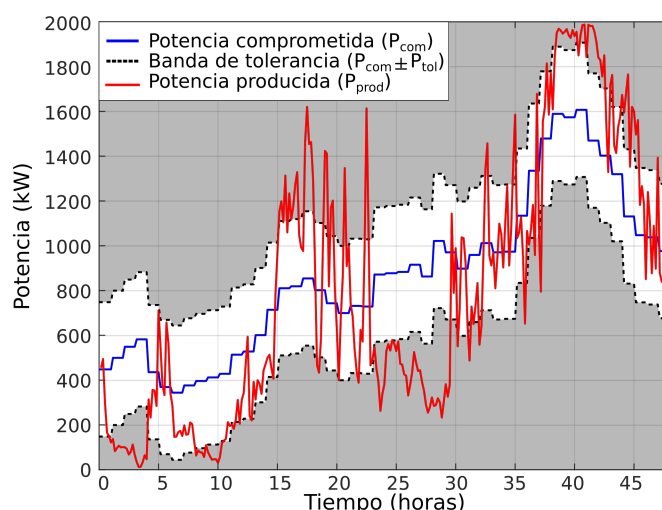


Figura A.3 Potencia producida, potencia comprometida y su banda de tolerancia para un intervalo de 48 horas del proyecto InsulGrid (IG).

Apéndice B

Bancos de Ensayo

B.1. Banco de Ensayo de DAE

El banco de prueba de Dispositivo Almacenador de Energía (DAE) consiste en una fuente tensión/corriente bidireccional (compuesta por una fuente controlada PSI 9080-510 y una carga controlada ELR 9080-510) controlada remotamente a través de un sistema de Rapid Control Prototyping (RCP) (implementado usando dSpace System DS1104). El banco de prueba puede configurarse para ejecutar perfiles de carga/descarga de corriente/tensión y cuenta con protecciones de sobre y sub-tensión como así también varias temperaturas.

Se utilizó el SEFRAM Data Acquisition System DAS600 junto con 3 pinzas de corriente HIOKI 3274 para una obtención rápida y precisa de los datos (tensiones, corrientes y temperatura).

B.2. MoReSmart LAPLACE

El laboratorio LAPLACE posee una plataforma de investigación en construcción denominada MOdelos en escala REducida para el diseño de sistemas y experimentación simulada de micro SMART grids para sitios aislados. La misma permite ensayar diversas arquitecturas asociando diferentes fuentes de energía (paneles solares, generadores eólicos, Celda de Combustible o fuel cell (CC), motogenerador), almacenadores de energía (SuperCapacitores (SC), Baterías de Litio-Ion (BLI), Baterías de Hidrógeno-Oxígeno (BHO)) junto con cargas (controladas) en tensiones alternas y continua. Adicionalmente, los elementos pueden ser emulados físicamente o ser emuladores físicos-simulados.

Para los estudios realizados en esta tesis, se utilizó la red de manera parcial como se muestra en la Figura B.3. Un único bus de 300V fue usado para la interconexión de los

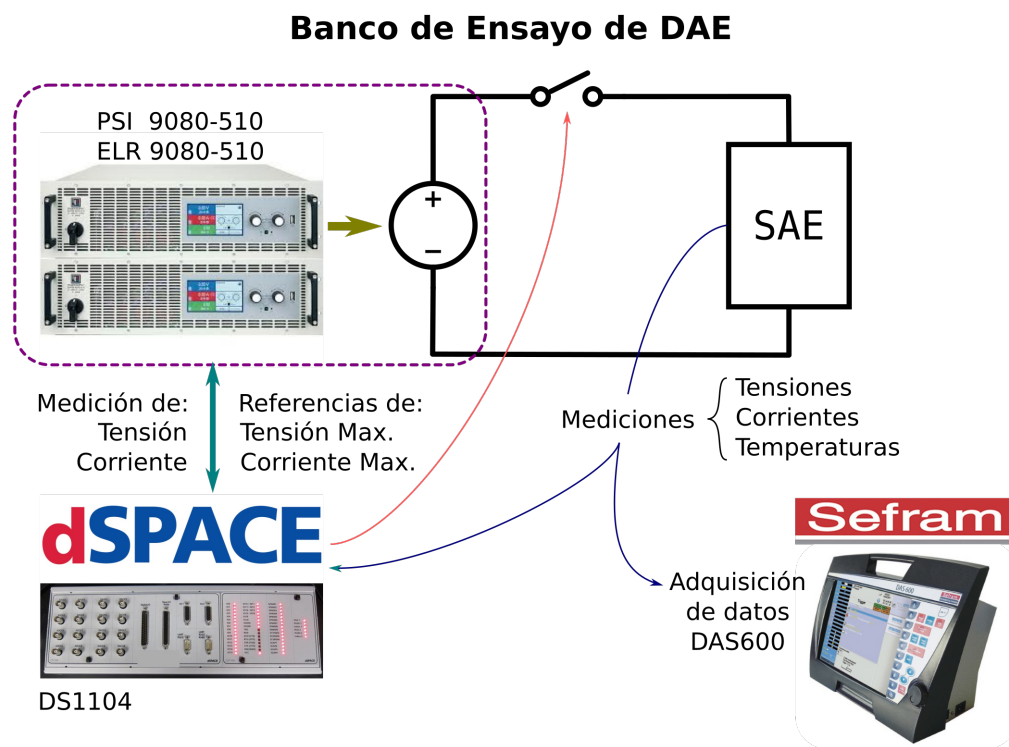


Figura B.1 Banco de ensayo de DAE en LAPLACE

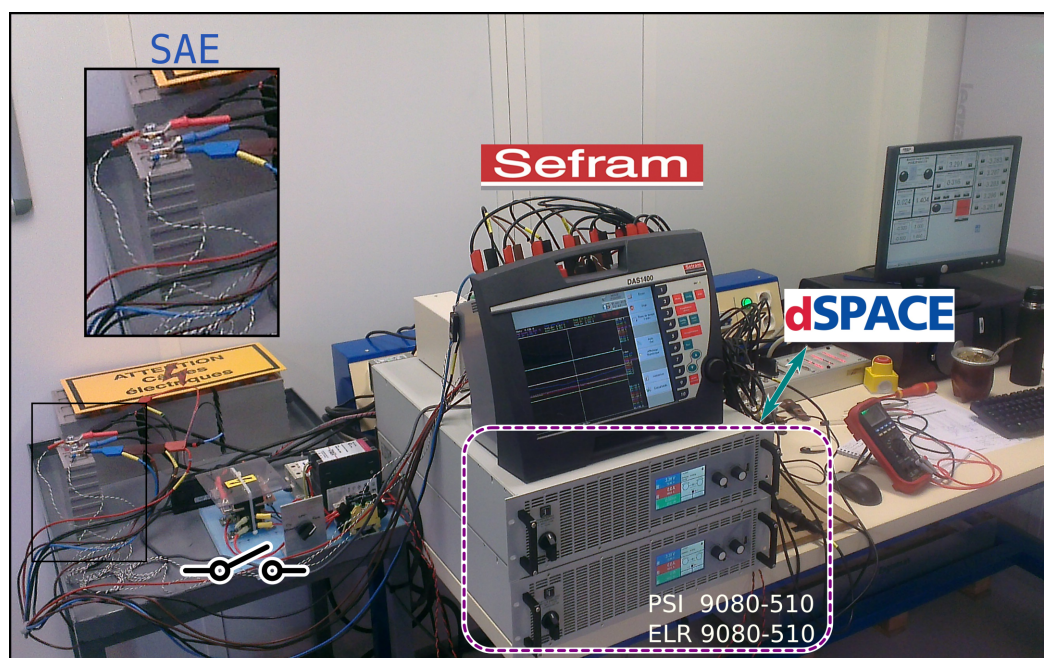


Figura B.2 Banco de ensayo de DAE en LAPLACE.

elementos que componen la micro-red. Un generador eólico es emulado haciendo uso de una fuente controlable PSI 91500-300 asociado a un Conversor Electrónico de Potencia (CEP) CC-CC. El emulador de BLI está compuesto por una fuente tensión/corriente bidireccional (compuesta por una fuente controlada PSI 9200-210 y una carga controlada ELR 9250-210) y se encuentra acoplado a un CEP CC-CC que controla su corriente de carga/descarga. La BHO se compone de un emulador de Electrolizador o celda de electrólisis (ELYZ) (ELR 9080-510) y de un emulador de CC (PSI 9080-510) asociados a sendos CEP CC-CC. Los CEP utilizados son convertidores genéricos desarrollados en el Laboratorio LAPLACE que permiten múltiples configuraciones (Inversor, convertidor Boost y convertidor Buck) y son controlados por una placa FPGA. Finalmente la carga de la micro-red está constituida por una carga controlada ELR 91500-30 funcionando en control de tensión del bus (300V) y una resistencia de 300Ω (para mejorar la estabilidad).

Todos los elementos de la micro-red se encuentran controlados y monitoreados usando un sistema de RCP (implementado usando dSpace System). Tanto la emulación de los componentes como así la gestión de la energía y las referencias de control de todos los elementos se encuentra implementados en MATLAB-Simulink.

Se utilizó el SEFRAM Data Acquisition System DAS1600 junto con pinzas de corriente HIOKI para una obtención rápida y precisa de los datos (tensiones y corrientes).

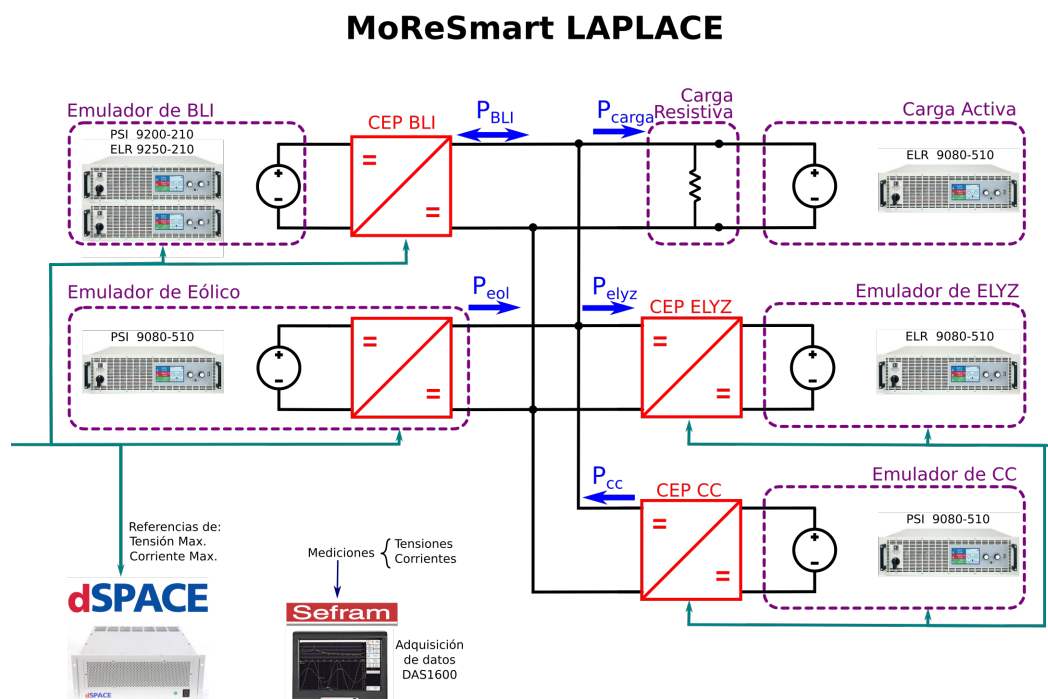


Figura B.3 Esquema de la configuración reducida de plataforma MoReSmart utilizada.



Figura B.4 Configuración reducida de plataforma MoReSmart utilizada

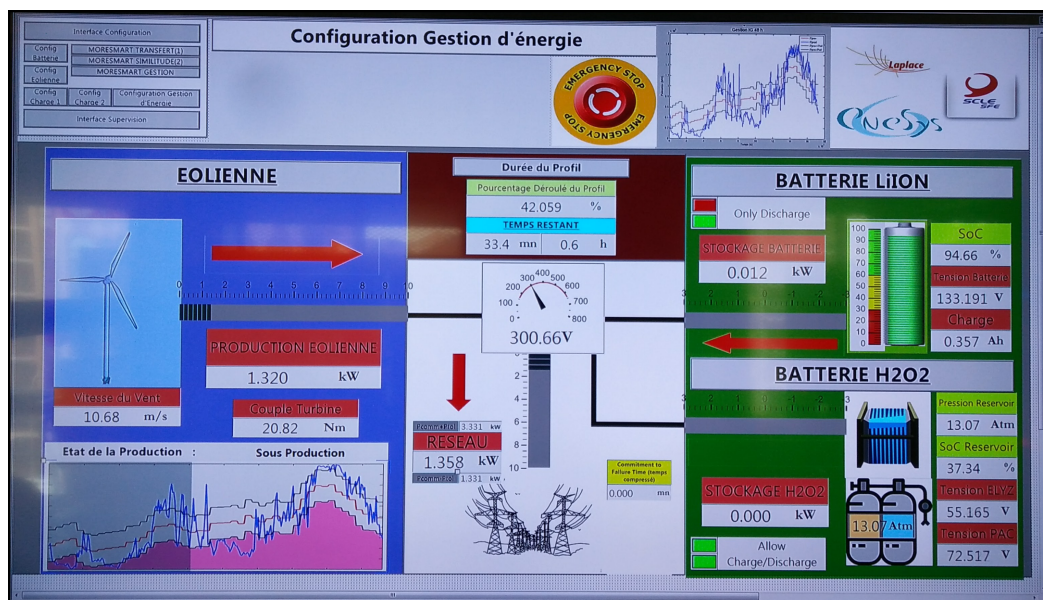


Figura B.5 Interfaz de usuario de la plataforma MoReSmart utilizada.

Apéndice C

Hojas de datos

C.1. SuperCapacitor - Maxwell 16V 58F

DATASHEET

16V SMALL CELL MODULE

FEATURES AND BENEFITS*

- 16V DC working voltage
- Resistive cell balancing
- Compact, light weight package
- Screw terminals

TYPICAL APPLICATIONS

- Wind turbine pitch control
- Small UPS systems



PRODUCT SPECIFICATIONS

ELECTRICAL

BMOD0058 E016 B02

Rated Capacitance ¹	58 F
Minimum Capacitance, initial ¹	58 F
Maximum Capacitance, initial ¹	70 F
Maximum ESR _{DC} , initial ¹	22 mΩ
Test Current for Capacitance and ESR _{DC} ¹	35 A
Rated Voltage	16 V
Absolute Maximum Voltage ²	17 V
Absolute Maximum Current	170 A
Leakage Current at 25°C, maximum ³	25 mA
Maximum Series Voltage	750 V
Capacitance of Individual Cells ⁹	350 F
Maximum Stored Energy, Individual Cell ⁹	0.35 Wh
Number of Cells	6

TEMPERATURE

Operating Temperature (Cell Case Temperature)	
Minimum	-40°C
Maximum	65°C
Storage Temperature (Stored Uncharged)	
Minimum	-40°C
Maximum	70°C

*Results may vary. Additional terms and conditions, including the limited warranty, apply at the time of purchase. See the warranty details for applicable operating and use requirements.

DATASHEET

16V SMALL CELL MODULE

PRODUCT SPECIFICATIONS (Cont'd)

PHYSICAL

BMOD0058 E016 B02

Mass, typical	0.63 kg
Power Terminals	M5 Thread
Recommended Torque - Terminal	4 Nm
Vibration Specification	IEC60068-2-6
Shock Specification	IEC60068-2-27, -29
Environmental Protection	IP54
Cooling	Natural Convection

MONITORING / CELL VOLTAGE MANAGEMENT

Internal Temperature Sensor	N/A
Temperature Interface	N/A
Cell Voltage Monitoring	N/A
Connector	N/A
Cell Voltage Management	Passive

POWER & ENERGY

Usable Specific Power, P_d^4	2,200 W/kg
Impedance Match Specific Power, P_{max}^5	4,600 W/kg
Specific Energy, E_{max}^6	3.3 Wh/kg
Stored Energy, $E_{stored}^{7,9}$	2.1 Wh

SAFETY

Short Circuit Current, typical (Current possible with short circuit from rated voltage. Do not use as an operating current.)	730 A
Certifications	RoHS, UL810a (640 Volts)
High-Pot Capability ¹⁰	5,600 VDC

DATASHEET 16V SMALL CELL MODULE

TYPICAL CHARACTERISTICS

THERMAL CHARACTERISTICS

BMOD0058 E016 B02

 Thermal Resistance (R_{ca} , All Cell Cases to Ambient), typical⁸

4.8°C/W

 Thermal Capacitance (C_{th}), typical

420 J/°C

 Maximum Continuous Current ($\Delta T = 15^\circ\text{C}$)⁸

 12 A_{RMS}

 Maximum Continuous Current ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$)⁸

 19 A_{RMS}

LIFE

 DC Life at High Temperature¹

(held continuously at Rated Voltage and Maximum Operating Temperature)

1,500 hours

Capacitance Change

(% decrease from minimum initial value)

20%

ESR Change

(% increase from maximum initial value)

100%

 Projected DC Life at 25°C¹

(held continuously at Rated Voltage)

10 years

Capacitance Change

(% decrease from minimum initial value)

20%

ESR Change

(% increase from maximum initial value)

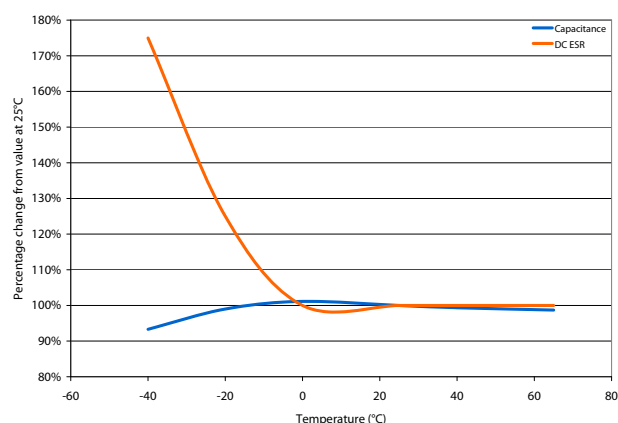
100%

Shelf Life

(Stored uncharged at 25°C)

4 years

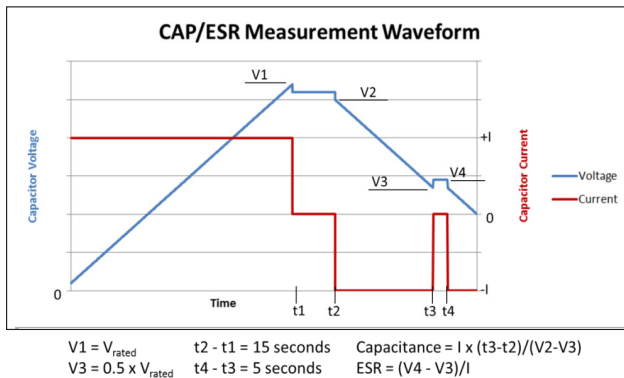
ESR AND CAPACITANCE VS TEMPERATURE



DATASHEET 16V SMALL CELL MODULE

NOTES

1. Capacitance and ESR_{DC} measured at 25°C using specified test current per waveform below.
2. Absolute maximum voltage, non-repeated. Not to exceed 1 second.
3. After 72 hours at rated voltage. Initial leakage current can be higher.
4. Per IEC 62391-2, $P_d = \frac{0.12V^2}{ESR_{DC} \times \text{mass}}$
5. $P_{\max} = \frac{V^2}{4 \times ESR_{DC} \times \text{mass}}$
6. $E_{\max} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600 \times \text{mass}}$
7. $E_{\text{stored}} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600}$
8. $\Delta T = I_{RMS}^2 \times ESR \times R_{ca}$
9. Per United Nations material classification UN3499, all Maxwell ultracapacitors have less than 10 Wh capacity to meet the requirements of Special Provisions 361. Both individual ultracapacitors and modules composed of those ultracapacitors shipped by Maxwell can be transported without being treated as dangerous goods (hazardous materials) under transportation regulations.
10. Duration = 60 seconds. Not intended as an operating parameter.



MOUNTING RECOMMENDATIONS

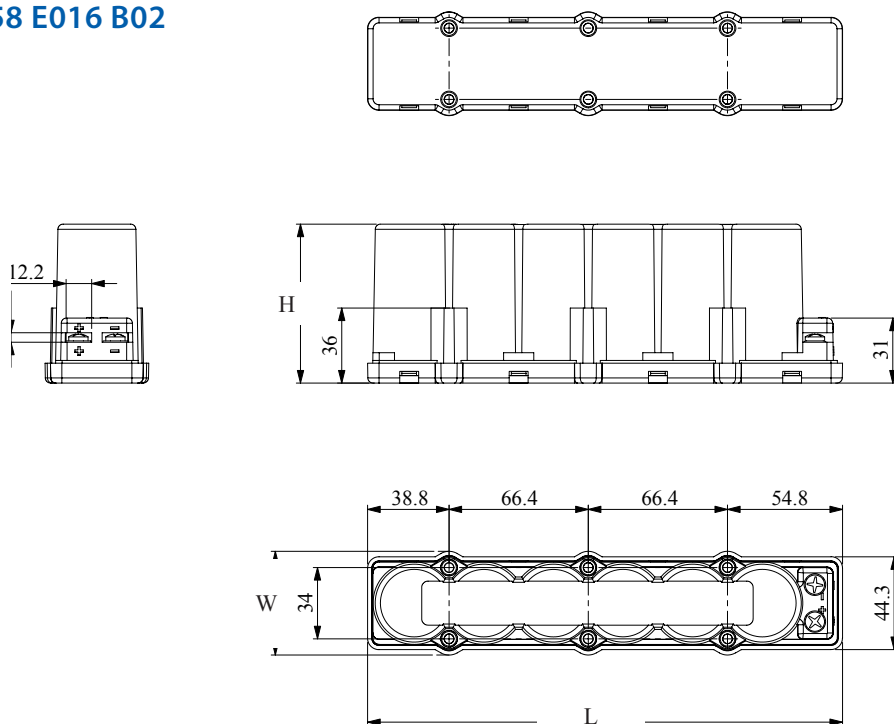
Recommended mounting screw M4. Maximum torque on mounting screws 4 Nm. All 6 mounting locations must be utilized to meet vibration specifications.

MARKINGS

Products are marked with the following information: Rated capacitance, rated voltage, product number, name of manufacturer, positive and negative terminal, and serial number.

DATASHEET 16V SMALL CELL MODULE

BMOD0058 E016 B02



Part Description	Dimensions (mm)			Package Quantity
	L (±0.5mm)	W (±0.5mm)	H (±0.5mm)	
BMOD0058 E016 B02	226.5	49.5	76.0	10

Product dimensions are for reference only unless otherwise identified. Product dimensions and specifications may change without notice.

Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application. All products featured on this datasheet are covered by the following U.S. patents and their respective foreign counterparts: 6643119, 7295423, 7342770, 7352558, 7384433, 7492571, 7508651, 7791860, 7791861, 7883553, 7935155, 8072734, 8279580, and patents pending.



Maxwell Technologies, Inc.
Global Headquarters
 3888 Calle Fortunada
 San Diego, CA 92123
 USA
 Tel: +1 858 503 3300
 Fax: +1 858 503 3301



Maxwell Technologies SA
 Route de Montena 65
 CH-1728 Rossens
 Switzerland
 Tel: +41 (0)26 411 85 00
 Fax: +41 (0)26 411 85 05



Maxwell Technologies, GmbH
 Leopoldstrasse 244
 80807 München
 Germany
 Tel: +49 (0)89 / 4161403 0
 Fax: +49 (0)89 / 4161403 99



Maxwell Technologies, Inc.
Shanghai Trading Co. Ltd.
 Unit A2,C 12th Floor
 Huarun Times Square
 500 Zhangyang Road,
 Pudong New Area
 Shanghai 200122,
 P.R. China
 Phone: +86 21 3852 4000
 Fax: +86 21 3852 4099



Maxwell Technologies Korea Co., Ltd.
 Room 1524, D-Cube City
 Office Tower, 15F #662
 Gyeongin-Ro, Guro-Gu,
 Seoul, 152-706
 South Korea
 Phone: +82 10 4518 9829

MAXWELL TECHNOLOGIES, MAXWELL, MAXWELL CERTIFIED INTEGRATOR, ENABLING ENERGY'S FUTURE, BOOSTCAP, C CELL, D CELL and their respective designs and/or logos are either trademarks or registered trademarks of Maxwell Technologies, Inc. and may not be copied, imitated or used, in whole or in part, without the prior written permission Maxwell Technologies, Inc. All contents copyright © 2014 Maxwell Technologies, Inc. All rights reserved. No portion of these materials may be reproduced in any form, or by any means, without prior written permission from Maxwell Technologies, Inc.

C.2. SuperCapacitor - Maxwell 160V 5.8F

DATASHEET 160V MODULE

FEATURES AND BENEFITS*

- Up to 10 year DC life
- 160V DC working voltage
- Resistive cell balancing
- Compact and light weight package
- Screw terminals

TYPICAL APPLICATIONS

- Wind turbine pitch control
- Small UPS systems
- Small industrial systems



PRODUCT SPECIFICATIONS

ELECTRICAL

BMOD0006 E160 B02

Rated Capacitance ¹	5.8 F
Minimum Capacitance, initial ¹	5.8 F
Maximum Capacitance, initial ¹	7 F
Maximum ESR _{DC} , initial ¹	240 mΩ
Test Current for Capacitance and ESR _{DC} ¹	35 A
Rated Voltage	160 V
Absolute Maximum Voltage ²	170 V
Absolute Maximum Current	170 A
Leakage Current at 25°C, maximum ³	25 mA
Maximum Series Voltage	750 V
Capacitance of Individual Cells ⁹	350 F
Maximum Stored Energy, Individual Cell ⁹	0.35 Wh
Number of Cells	60

TEMPERATURE

Operating Temperature (Cell Case Temperature)	
Minimum	-40°C
Maximum	65°C
Storage Temperature (Stored Uncharged)	
Minimum	-40°C
Maximum	70°C

PHYSICAL

Mass, typical	5.2 kg
Power Terminals	M5 Thread
Recommended Torque - Terminal	4 Nm
Vibration Specification	IEC60068-2-6
Shock Specification	IEC60068-2-27,-29
Environmental Protection	IP54
Cooling	Natural Convection

*Results may vary. Additional terms and conditions, including the limited warranty, apply at the time of purchase. See the warranty details and enclosed information for applicable operating and use requirements.

DATASHEET 160V MODULE

PRODUCT SPECIFICATIONS (Cont'd)

MONITORING / CELL VOLTAGE MANAGEMENT

BMOD0006 E160 B02

Internal Temperature Sensor	N/A
Temperature Interface	N/A
Cell Voltage Monitoring	Voltage Center Tap
Connector	M4
Cell Voltage Management	Passive

POWER AND ENERGY

Usable Specific Power, P_d ⁴	2,500 W/kg
Impedance Match Specific Power, P_{max} ⁵	5,100 W/kg
Specific Energy, E_{max} ⁶	4 Wh/kg
Stored Energy, E_{stored} ⁷	21 Wh

SAFETY

Short Circuit Current, typical (Current possible with short circuit from rated voltage. Do not use as an operating current.)	670 A
Certifications	RoHS
High-Pot Capability ¹⁰	5,600 VDC

TYPICAL CHARACTERISTICS

THERMAL CHARACTERISTICS

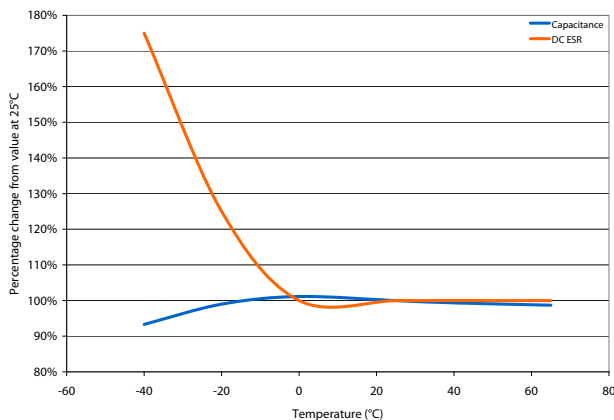
Thermal Resistance (R_{ca} , All Cell Cases to Ambient), typical ⁸	1.1°C/W
Thermal Capacitance (C_{th}), typical	4,800 J/°C
Maximum Continuous Current ($\Delta T = 15^\circ\text{C}$) ⁸	7 A _{RMS}
Maximum Continuous Current ($\Delta T = 40^\circ\text{C}$) ⁸	12 A _{RMS}

LIFE

DC Life at High Temperature ¹ (held continuously at Rated Voltage and Maximum Operating Temperature)	1,500 hours
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%
Projected DC Life at 25°C ¹ (held continuously at Rated Voltage)	10 years
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%
Shelf Life (Stored uncharged at 25°C)	4 years

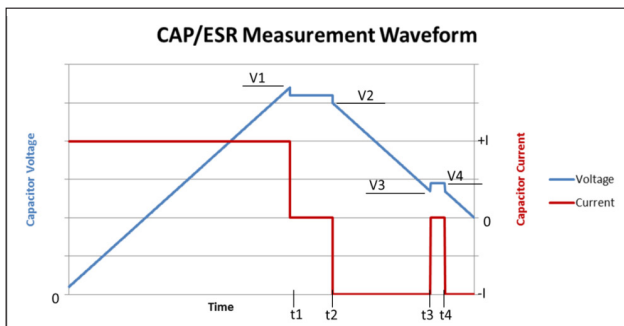
DATASHEET 160V MODULE

ESR AND CAPACITANCE VS TEMPERATURE



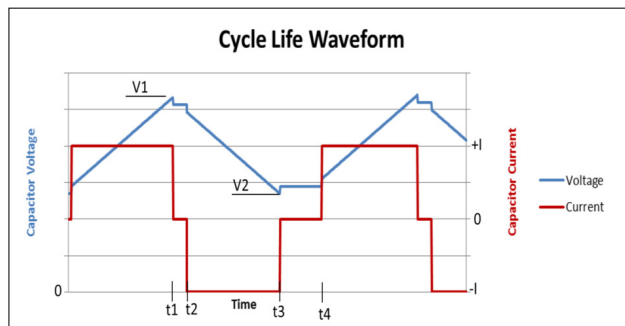
NOTES

- Capacitance and ESR_{DC} measured at 25°C using specified test current per waveform below.
- Absolute maximum voltage, non-repeated. Not to exceed 1 second.
- After 72 hours at rated voltage. Initial leakage current can be higher.
- Per IEC 62391-2, $P_d = \frac{0.12V^2}{ESR_{DC} \times \text{mass}}$
- $P_{\max} = \frac{V^2}{4 \times ESR_{DC} \times \text{mass}}$
- $E_{\max} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600 \times \text{mass}}$
- $E_{\text{stored}} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600}$
- $\Delta T = I_{RMS}^2 \times ESR \times R_{ca}$
- Per United Nations material classification UN3499, all Maxwell ultracapacitors have less than 10 Wh capacity to meet the requirements of Special Provisions 361. Both individual ultracapacitors and modules composed of those ultracapacitors shipped by Maxwell can be transported without being treated as dangerous goods (hazardous materials) under transportation regulations.
- Duration = 60 seconds. Not intended as an operating parameter.



$$V1 = V_{\text{rated}} \quad t2 - t1 = 15 \text{ seconds} \quad \text{Capacitance} = I \times (t3 - t2) / (V2 - V3)$$

$$V3 = 0.5 \times V_{\text{rated}} \quad t4 - t3 = 5 \text{ seconds} \quad ESR = (V4 - V3) / I$$



$$V1 = V_{\text{rated}} \quad t2 - t1 = 5 \text{ seconds (I=0)}$$

$$V2 = 0.5 \times V_{\text{rated}} \quad t4 - t3 = 15 \text{ seconds (I=0)}$$

DATASHEET 160V MODULE

MOUNTING RECOMMENDATIONS

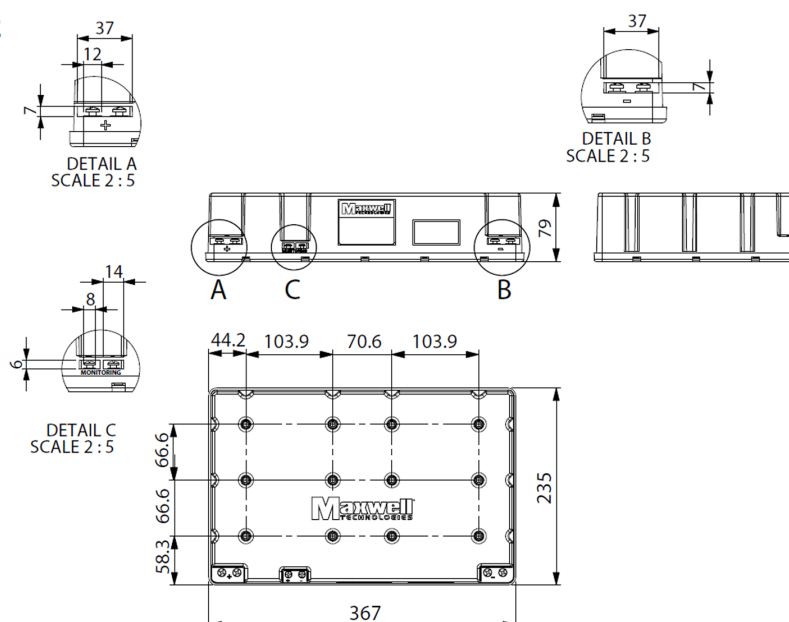
Please refer to the user manual for installation recommendations.

MARKINGS

Products are marked with the following information:

Rated capacitance, rated voltage, product number, name of manufacturer, positive and negative terminal, warning marking, serial number.

BMOD0006 E160 B02



Part Description	Dimensions (mm)			Package Quantity
	L (±0.5mm)	W (±0.2mm)	H (±0.7mm)	
BMOD0006 E160 B02	367	235	79	3

Product dimensions are for reference only unless otherwise identified. Product dimensions and specifications may change without notice.

Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application. All products featured on this datasheet are covered by the following U.S. patents and their respective foreign counterparts: 6643119, 7295423, 7307830, 7342770, 7352558, 7384433, 7440258, 7492571, 7508651, 7791860, 7791861, 7859826, 7883553, 7935155, 8072734, 8279580, and patents pending.



Maxwell Technologies, Inc.
Global Headquarters
 3888 Calle Fortunada
 San Diego, CA 92123
 USA
 Tel: +1 858 503 3300
 Fax: +1 858 503 3301



Maxwell Technologies SA
 Route de Montena 65
 CH-1728 Rossens
 Switzerland
 Tel: +41 (0)26 411 85 00
 Fax: +41 (0)26 411 85 05



Maxwell Technologies, GmbH
 Leopoldstrasse 244
 80807 München
 Germany
 Tel: +49 (0)89 / 4161403 0
 Fax: +49 (0)89 / 4161403 99



Maxwell Technologies
Shanghai Trading Co. Ltd.
 Unit A2,C 12th Floor
 Huarun Times Square
 500 Zhangyang Road,
 Pudong New Area
 Shanghai 200122,
 P.R. China
 Phone: +86 21 3852 4000
 Fax: +86 21 3852 4099



Maxwell Technologies Korea Co., Ltd.
 Room 1524, D-Cube City
 Office Tower, 15F #662
 Gyeongin-Ro, Guro-Gu,
 Seoul, 152-706
 South Korea
 Phone: +82 10 4518 9829

MAXWELL TECHNOLOGIES, MAXWELL, MAXWELL CERTIFIED INTEGRATOR, ENABLING ENERGY'S FUTURE, BOOSTCAP, C CELL, D CELL and their respective designs and/or logos are either trademarks or registered trademarks of Maxwell Technologies, Inc. and may not be copied, imitated or used, in whole or in part, without the prior written permission from Maxwell Technologies, Inc. All contents copyright © 2013 Maxwell Technologies, Inc. All rights reserved. No portion of these materials may be reproduced in any form, or by any means, without prior written permission from Maxwell Technologies, Inc.

Maxwell
 TECHNOLOGIES
 Enabling Energy's Future™

C.3. SuperCapacitor - Maxwell 48V 83F

DATASHEET 48V MODULES

FEATURES AND BENEFITS*

- Up to 1,000,000 duty cycles or 10 year DC life
- 48V DC working voltage
- Active cell balancing
- Temperature output
- Overvoltage outputs available
- High power density

TYPICAL APPLICATIONS

- Hybrid vehicles
- Rail
- Heavy industrial equipment
- UPS systems



PRODUCT SPECIFICATIONS

ELECTRICAL	BMOD0083 P048 B01	BMOD0165 P048 BXX
Rated Capacitance ¹	83 F	165 F
Minimum Capacitance, initial ¹	83 F	165 F
Maximum Capacitance, initial ¹	100 F	200 F
Maximum ESR _{DC} , initial ¹	10 mΩ	6.3 mΩ
Test Current for Capacitance and ESR _{DC} ¹	100 A	100 A
Rated Voltage	48 V	48 V
Absolute Maximum Voltage ²	51 V	51 V
Absolute Maximum Current	1,150 A	1,900 A
Leakage Current at 25°C, maximum ³	3.0 mA	5.2 mA
Maximum Series Voltage	750 V	750 V
Capacitance of Individual Cells ¹¹	1,500 F	3,000 F
Stored Energy, Individual Cell ¹¹	1.5 Wh	3.0 Wh
Number of Cells	18	18
TEMPERATURE		
Operating Temperature (Cell Case Temperature)		
Minimum	-40°C	-40°C
Maximum	65°C	65°C
Storage Temperature (Stored Uncharged)		
Minimum	-40°C	-40°C
Maximum	70°C	70°C

*Results may vary. Additional terms and conditions, including the limited warranty, apply at the time of purchase. See the warranty details and enclosed information for applicable operating and use requirements.

DATASHEET 48V MODULES

PRODUCT SPECIFICATIONS (Cont'd)

PHYSICAL	BMOD0083 B01	BMOD0165 BXX
Mass, typical	10.3 kg	13.5 kg
Power Terminals	M8/M10	M8/M10
Recommended Torque - Terminal	20/30 Nm	20/30 Nm
Vibration Specification	SAE J2380	SAE J2380
Shock Specification	SAE J2464	SAE J2464
Environmental Protection	IP65	IP65
Cooling	Natural Convection	Natural Convection
MONITORING / CELL VOLTAGE MANAGEMENT		
Internal Temperature Sensor	NTC Thermistor	NTC Thermistor
Temperature Interface	Analog	Analog
Cell Voltage Monitoring	Overvoltage Alarm	Overvoltage Alarm
Connector	Deutsch DTM	Deutsch DTM
Cell Voltage Management	VMS 2.0	VMS 2.0
POWER & ENERGY		
Usable Specific Power, P_d^4	2,700 W/kg	3,300 W/kg
Impedance Match Specific Power, P_{max}^5	5,600 W/kg	6,800 W/kg
Specific Energy, E_{max}^6	2.6 Wh/kg	3.9 Wh/kg
Stored Energy ⁷	27 Wh	53 Wh
SAFETY		
Short Circuit Current, typical (Current possible with short circuit from rated voltage. Do not use as an operating current.)	4,800 A	7,600 A
Certifications	RoHS	UL810a (B01 & B06 only, 150 Volts)
High-Pot Capability ¹²	2,500 VDC	2,500 VDC

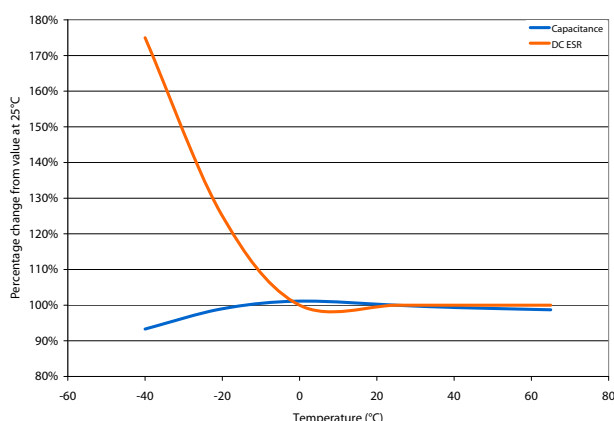
DATASHEET 48V MODULES

TYPICAL CHARACTERISTICS

THERMAL CHARACTERISTICS	BMOD0083 B01	BMOD0165 BXX
Thermal Resistance (R_{ca} , All Cell Cases to Ambient), typical ⁸	0.40°C/W	0.40°C/W
Thermal Capacitance (C_{th}), typical	7,700 J/°C	13,000 J/°C
Maximum Continuous Current ($\Delta T = 15\text{ °C}$) ⁸	61 A, RMS	77 A, RMS
Maximum Continuous Current ($\Delta T = 40\text{ °C}$) ⁸	100 A, RMS	130 A, RMS
LIFE		
DC Life at High Temperature ¹ (held continuously at Rated Voltage and Maximum Operating Temperature)	1,500 hours	1,500 hours
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%	100%
Projected DC Life at 25°C ¹ (held continuously at Rated Voltage)	10 years	10 years
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%	100%
Projected Cycle Life at 25°C ^{1,9,10}	1,000,000 cycles	1,000,000 cycles
Capacitance Change (% decrease from minimum initial value)	20%	20%
ESR Change (% increase from maximum initial value)	100%	100%
Test Current	100 A	100 A
Shelf Life (Stored uncharged at 25°C)	4 years	4 years

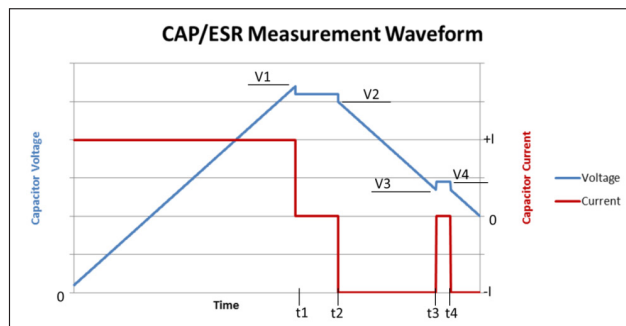
DATASHEET 48V MODULES

ESR AND CAPACITANCE VS TEMPERATURE



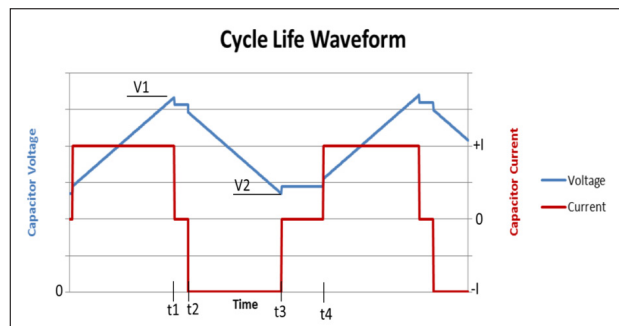
NOTES

1. Capacitance and ESR_{DC} measured at 25°C using specified test current per waveform below.
2. Absolute maximum voltage, non-repeated. Not to exceed 1 second.
3. After 72 hours at rated voltage. Initial leakage current can be higher.
4. Per IEC 62391-2, $P_d = \frac{0.12V^2}{ESR_{DC} \times \text{mass}}$
5. $P_{\max} = \frac{V^2}{4 \times ESR_{DC} \times \text{mass}}$
6. $E_{\max} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600 \times \text{mass}}$
7. $E_{\text{stored}} = \frac{\frac{1}{2} CV^2}{3,600}$
8. $\Delta T = I_{RMS}^2 \times ESR \times R_{ca}$
9. Cycle using specified test current per waveform below.
10. Cycle life varies depending upon application-specific characteristics. Actual results will vary.
11. Per United Nations material classification UN3499, all Maxwell ultracapacitors have less than 10 Wh capacity to meet the requirements of Special Provisions 361. Both individual ultracapacitors and modules composed of those ultracapacitors shipped by Maxwell can be transported without being treated as dangerous goods (hazardous materials) under transportation regulations.
12. Duration = 60 seconds. Not intended as an operating parameter.



$$V1 = V_{\text{rated}} \quad t2 - t1 = 15 \text{ seconds} \quad \text{Capacitance} = I \times (t3 - t2) / (V2 - V3)$$

$$V3 = 0.5 \times V_{\text{rated}} \quad t4 - t3 = 5 \text{ seconds} \quad ESR = (V4 - V3) / I$$



$$V1 = V_{\text{rated}} \quad t2 - t1 = 5 \text{ seconds (I=0)}$$

$$V2 = 0.5 \times V_{\text{rated}} \quad t4 - t3 = 15 \text{ seconds (I=0)}$$

DATASHEET 48V MODULES

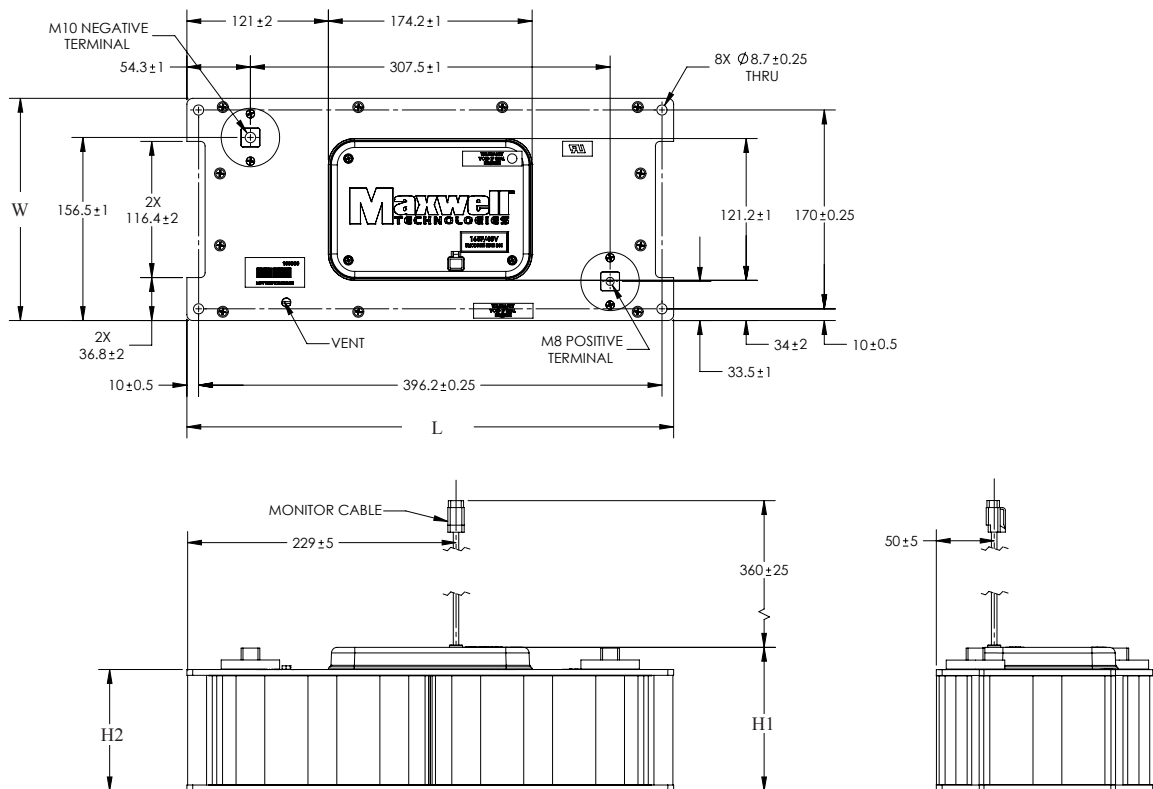
MOUNTING RECOMMENDATIONS

Please refer to the user manual for installation recommendations.

MARKINGS

Products are marked with the following information: Rated capacitance, rated voltage, product number, name of manufacturer, positive and negative terminal, warning marking, serial number.

BMOD0083 P048 B01

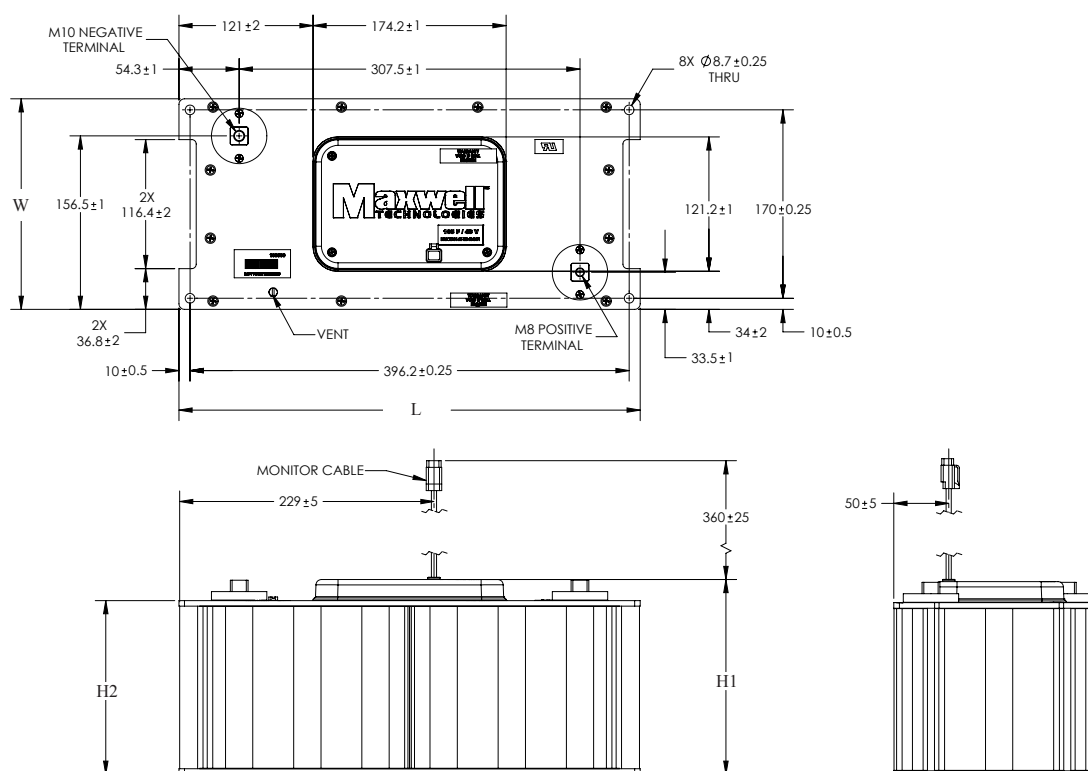


Part Description	Dimensions (mm)				Package Quantity
	L (max)	W (max)	H1 (max)	H2 (max)	
BMOD0083 P048 B01	418	194	126	106	1

Product dimensions are for reference only unless otherwise identified. Product dimensions and specifications may change without notice. Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application.

DATASHEET

BMOD0165 P048 BXX



Part Description	Dimensions (mm)				Package Quantity
	L (max)	W (max)	H1 (max)	H2 (max)	
BMOD0165 P048 BXX*	418	194	179	157	1

*Refer to user manual for product variant details.

Product dimensions are for reference only unless otherwise identified. Product dimensions and specifications may change without notice.

Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application. All products featured on this datasheet are covered by the following U.S. patents and their respective foreign counterparts: 6643119, 7180726, 7295423, 7342770, 7352558, 7384433, 7440258, 7492571, 7508651, 7580243, 7791860, 7816891, 7859826, 7883553, 7935155, 8072734, 8098481, 8279580, and patents pending.



Maxwell Technologies, Inc.
Global Headquarters
 3888 Calle Fortunada
 San Diego, CA 92123
 USA
 Tel: +1 858 503 3300
 Fax: +1 858 503 3301



Maxwell Technologies SA
Route de Montena 65
CH-1728 Rossens
Switzerland
Tel: +41 (0)26 411 85 00
Fax: +41 (0)26 411 85 05



Maxwell Technologies, GmbH
Leopoldstrasse 244
80807 München
Germany
Tel: +49 (0)89 / 4161403 0
Fax: +49 (0)89 / 4161403 99



Maxwell Technologies
Shanghai Trading Co. Ltd.
Unit A2,C 12th Floor
Huarun Times Square
500 Zhangyang Road,
Pudong New Area
Shanghai 200122,
P.R. China
Phone: +86 21 3852 4000
Fax: +86 21 3852 4099



Maxwell Technologies Korea, Ltd.
Room 1524, D-Cube City
Office Tower, 15F #662
Gyeongin-Ro, Guro-Gu,
Seoul, 152-706
South Korea
Phone: +82 10 4518 9829

MAXWELL TECHNOLOGIES, MAXWELL, MAXWELL CERTIFIED INTEGRATOR, ENABLING ENERGY'S FUTURE, BOOSTCAP, C CELL, D CELL and their respective designs and/or logos are either trademarks or registered trademarks of Maxwell Technologies, Inc. and may not be copied, imitated or used, in whole or in part, without the prior written permission from Maxwell Technologies, Inc. All contents copyright © 2013 Maxwell Technologies, Inc. All rights reserved. No portion of these materials may be reproduced in any form, or by any means, without prior written permission from Maxwell Technologies, Inc.



C.4. Bateria LiIon - Mottcell

Mottcell? 深圳市山木电池科技有限公司			
Model No.	3.2V 39AH	Specification No.	SM-QS-PE-90030 Edition A/0
1、范围Scope			
本产品规格书适用于深圳市山木电池科技有限公司生产的磷酸亚铁锂电池。 同时本规格书提供的产品符合:Q/SHB001-2006企业标准的所有要求(标准以GB/T18287-2000为基础),如项目描述的相关参数有争议,请与深圳市山木电池科技有限公司协商解决。			
This specification is applied to the reference battery in this Specification and manufactured by Shenzhen Mottcell Battery Technology Co.,Ltd.			
2、产品种类及型号Description and Model			
2.1 产品种类: 磷酸亚铁锂电池 Product Type: LiFePO4 battery			
2.2 产品型号: 3.2V 39AH Product model: 3.2v 39Ah			
3、主要技术参数Product Specification			
项目 Item	额定值 Rating	Remark	
1 容量 Capacity	39Ah		
2 标称电压 Nominal voltage	3.2V		
3 内阻 Resistance	<5mΩ		
4 充电 Charge	CC/CV		
5 放电 Discharge	20V		
6 组合尺寸 Battery pack size	Max. 132.0mm		
7 重量 Weight	Max. 145.0mm		

深圳市山木电池科技有限公司			
Shenzhen Mottcell Battery Technology Co., Ltd			
产品规格书			
Product Specifications			
产品型号 Model No.	3.2V 39AH		
规格书编号 Specification Number	SM-QS-PE-90030		
版本 Edition	A/0		
发行日期 Date	2009.6.29		
拟制 Prepared By	审核 Checked By	批准 Approved By	
客户回签栏 Customer Signature			
Mottcell? 深圳市山木电池科技有限公司			
SHENZHEN MOTTCELL BATTERY TECHNOLOGY CO.,LTD			
Tel: 0755-28639415			
Fax: 0755-84042963			
Http://www.mottcell.com			

Equip it to the vibration platform, adjust and prepare the frequency and relevant swing, doing frequency sweeping from X, Y, Z three directions, each from 10Hz to 55Hz for 30 minutes of recycling, rating of which is 1cc/min; A) vibration frequency: 10Hz ~ 30Hz Displacement breadth (single swing): 0.38mm B) vibration frequency: 30Hz ~ 55Hz Displacement breadth (single swing): 0.15mm. Measure final status after sweeping and observe VIBRATION EFFECTS.	will not be affected
机械碰撞 Collision Test	电性能及外观 不受影响 Electrical Performance and appearance will not be affected
跌落测试 Drop Test	不爆炸 不打火 No explosive No fire
6.2	
跌落测试 Drop Test	电性能及外观 不受影响 Electrical Performance and appearance will not be affected
6.3	

Mottcell?
深圳市山木電池科技有限公司

产品型号: Model No	3.2V 39AH	规格书编号: Spec. No.	SM-QS-PE- 90030	版本: Edition	A/0
-------------------	-----------	---------------------	--------------------	----------------	-----

7、安全性能: Safety performance

实验条件: 上述实验应在有强耐排风条件及具有安全措施的环境下进行。实验前所有石油类按标准在非井口静置 24h。

项 目 Item	测 试 方 法 Method of testing	指 标 Data
7.1 过 充 电 Over- charger	在 25℃条件下, 将电池正负极连接于标准电压源上, 调节电压至 3C _{5A} , 电压至 10V, 然后对电池以 3C _{5A} 恒流充电直至电流为 10V, 电压接近 0。当电池温度上降到 15℃时, 降低 10℃再继续试验。 At 20 ± 5 °C it will be connected to the battery positive and negative constant current constant voltage source to regulate the current to the 3C _{5A} , voltage to 10V, and then to 3C _{5A} constant current charging until the battery voltage is 10V, current is close to 0. When the battery temperature dropped to 10 °C lower than the peak of the termination trial.	不爆炸 No fire 不爆炸 No fire 不爆炸 No fire
7.2 强制放电 Force discharge	在 25℃条件下, 电池以 0.2C _{5A} 恒流放电 12.5 小时。 In the 20 ± 5 °C conditions, the batteries 0.2C _{5A} constant current discharge 12.5 hours.	不爆炸 No fire 不爆炸 No fire 不爆炸 No fire
7.3 外部短路 Short Circuit	在 25℃条件下, 用阻值小于 50mΩ 的导线将电池的 positive 极短接, 保持 6h。 In the 20 ± 5 °C conditions, Electrical resistance of less than 50mΩ wire to the positive and negative short-circuit the battery to keep 6h	不爆炸 No fire 不爆炸 No fire 不爆炸 No fire

7.4	挤压 Crush	在 ℃条件下, 将电池置于两块铁板之间, 并使铁板与铁板平行, 在铁板上施加 130N 的压力。	不爆炸 不冒火 No explosive no fire
7.5	热冲击 Hot impact	将电池放入烘箱, 以 $PQ \pm 0.5h$ 的速率升温至 $130 \pm 1 \text{ } ^\circ\text{C}$ / min rate of heating The battery into the oven, to $5 \pm 1 \text{ } ^\circ\text{C}$ / min rate of heating to $130 \text{ } ^\circ\text{C}$. keep 0.5h.	不爆炸 不冒火 No explosive no fire

8、電池使用指南 認真閱讀下面的注意事項，確保正確使用端龍亞鐵電池，對防止下述注意事項而產生的任何問題不予負責。

(一) 危险！不予细阅读下述事项可能导致电池泄露、爆炸或起火。

- 勿将锂电池投入水中或将其弄湿；
- 勿将锂电池投入火中或加热至高温；
- 勿将正负极接反；
- 勿将锂电池投入火中或加热至高温；
- 禁止用导电物或其它金属物体将锂电池正负极短路；禁止将锂电池与铜、铝、铁等其它金属物体一起运输或贮存；
- 禁止用钉子或其它尖锐物体刺穿电池壳体，禁止将正或负电极短路；
- 禁止以任何方式分解电池；
- 禁止在火灾或高热条件下给电池充电。

8. Please carefully read the following notes of battery usage guide. In order to ensure the correct use of LiFePO4 battery pack. We shall not responsible for any problems arising on the violation.

(1) Dangerous! Please read the following items to avoid as result in battery leakage, explosion or fire.

- Do not put anything near or on the risk memory compartment.
- Do not put into the water or to wet.
- Do not put the heat source (flier or heater) used or stored near the battery
- Do not try to connect the positive and negative with a wire.
- Do not put into the fire or hot battery
- Prohibit the use of wires or other metal objects to short-circuit the battery positive and negative;
- Prohibit the battery and necklaces, hairpins or other metal objects together with the transport or storage;
- Prohibit the use of nails or other sharp object piercing the battery shell; Prohibit the hammer or the foot batteries
- Decomposition of the battery in any way is prohibited
- Prohibit to charge under the condition of fire power or very heat.

9、貯存

电池应贮存于环境温度 $5\sim 35^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度不大于75%的清洁、干燥、通风的室内，应避免与腐蚀性物质接触，应远离火源及热源，并且应使电池处于约50%-60%的充电状态，为了防止电池过放，电池在贮存期间约六天充电一次。

9 • Storage

Batteries should be stored at ambient temperature -5 to 35°C . Relative humidity is not more than 75% of the clean, dry, ventilated room. In order to avoid contact with corrosive substances, They should be away from fire and heat. In the condition of 50% - 60 of the to charge. In order to prevent battery over-discharge the battery during storage at about 60 days to recharge the batteries.

Mottcell? 深圳市山木电池科技有限公司

产品型号:	3.2V 39AH	规格书编号:	SM-OS-PE-00030	版本:	A/0
-------	-----------	--------	----------------	-----	-----

4. 技术规格 Technology specification:

4.1 测试条件:

- (1) 标准充电: 在环境温度 (5) °C条件下, 对电池以 0.2 C_A 恒流充电至额定电压后在充电电压至额定电压范围内在电 压至充电电压小于 0.01 C_A.
- (2) 标准放电: 在环境温度: 5°C条件下, 对电池以 0.2 C_A 恒流放电至终止电压.
- (3) 标准测试环境:

温度: 25 ± 2 °C
相对湿度: 20%RH
大气压力: 86kPa~106kPa.

4.1 Testing condition:

- (1)Standard charge: Under the conditions of (20 ± 5) °C the battery to 0.2 C_{5A} constant current charging to the limit voltage, constant voltage charging until the charge current is less than 0.01 C_{5A}.
- (2)Standard discharge: Under the conditions of 5 °C the batter to 0.2 C_A constant current discharging to end of voltage.
- (3)Standard testing: Temperature: 25 ± 2 °C
Relative humidity: 20%RH
Atmospheric pressure: 86kPa~106kPa

5. 环境适应性: Environmental adaptation:

项目 Item	测试方法 Method of testing	指标 Data
5.1 高温性能 High-temperature performance	电池标准充电后在 70°C 环境下搁置 4h, 用 0.2C _{5A} 放电至截止电压 2.0V, 记录电池放电时间。 After charge at 70 °C environment set aside 4h, with 0.2C _{5A} discharge to cut-off voltage 2.0V, and then record battery discharge time.	≥240min
5.2 低温性能 Low-temperature performance	电池标准充电后在 -20°C 环境下搁置 4h, 用 0.2C _{5A} 放电至截止电压 2.0V, 记录电池放电时间。 After charge at -20 °C environment set aside 4h, with 0.2C _{5A} discharge to cut-off voltage 2.0V, and then record battery discharge time.	≥210min
5.3 恒定湿度 Constant humidity	电池标准充电后在 48h, 用 0.2C _{5A} 放电至截止电压 2.0V, 记录电池放电时间。 After standard charge, then store it at the constant temperature of -20 °C for 2h and then standard charge at room temperature and store for 2h testing 10cycles.	不变形, 不漏液, 不短路, 无壳体破裂 No deformation, no leakage, no short circuit, no shell leakage
5.4 温度冲击 Temperature impact	电池标准充电后在 -20°C 环境下放置 2h 后, 再在 50°C 环境下放置 2h, 如此进行 10 个循环试验。 After standard charge, Then store it at the constant temperature of -20 °C for 2h and then standard charge at room temperature and store for 2h testing 10cycles.	不漏液, 不短路, 无壳体破裂 No leakage, no short circuit, no shell leakage

6. 机械特性: Safety Test:

项目 Item	测试方法 Method of testing	指标 Data
6.1 机械振动 Vibration Test	电池标准充电后固定在振动台上, 以 X, Y, Z 三个方向从 10Hz~55Hz 前环振动 30min, 扫描速率 1oct/min; 后环振动 30min, 扫描速率 1oct/min; 振动频率: 10Hz~30Hz; 移位振幅/振幅: 0.38mm/0.19mm; 移位频率: 30Hz~55Hz; 移位振幅/振幅: 0.38mm/0.19mm。 After standard charging, Measure reliable status.	性能及外观不受影响 Electrical performance and appearance

8	循环寿命 Cycle Life	初始容量的 70% Initial capacity 70%	循环 2000 次, 充放电按以下条件: 充电: 0.5 C _{5A} 充至 3.65V 放电: 0.5 C _{5A} 放至 2.0V 搁置: 30min 温度: 25 ± 2 °C Cycle life 2000times, charge and discharge in the below condition. Charge: 0.5 C _{5A} to 3.65V Discharge: 0.5 C _{5A} to 2.0V Charge/discharge: 30min. 在 25 ± 2 °C 下	3% (month)	温度 temperature: 25 ± 2 °C
9	自放电 Self-discharge				
10. 工作温度 Operation temperature	充电 Charge				25 ± 2 °C
	放电 Discharge				25 ± 2 °C
11. 贮存温度 Storage temperature	1 个月 one month				25 ± 2 °C
	3 个月 3months				25 ± 2 °C
	12 个月 12months				25 ± 2 °C
12. 大气压力 Atmospheric pressure		3D			25 ± 2 °C
13. 相对湿度 Relative humidity		5 +			25 ± 2 °C

C.5. Batería LiIon - VL41M

Medium power lithium-ion cells VL M cells

Saft VL M cells combine the benefits of high power lithium electrode technology with enhanced energy density. This cell is proposed in Saft modules or customized battery system constructions.

Saft's battery system

Individual lithium-ion cells need to be mechanically and electrically integrated into battery systems to operate properly. The battery system include electronic devices for performance, thermal and safety management specific to each application.

Features

- High specific energy and power
- Excellent cycle and calendar life
- Maintenance free
- Fast continuous charge capability 1C rate

Applications

- Electric and hybrid vehicles
- Telecommunication networks
- Stationary
- Space and Defence
- Any application requiring an optimal balance between high power and high energy

Technology

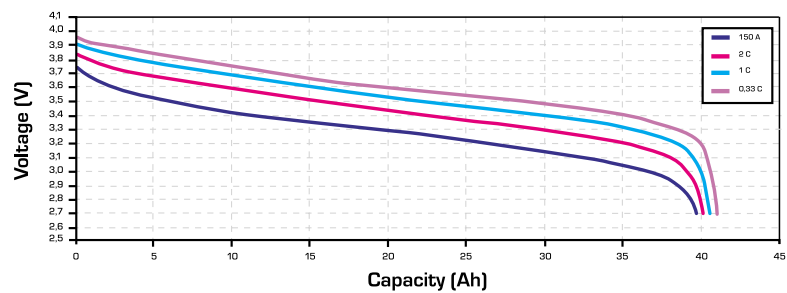
- Graphite-based anode
- Nickel oxide-based cathode
- Electrolyte: blend of carbonate solvents + LiPF₆



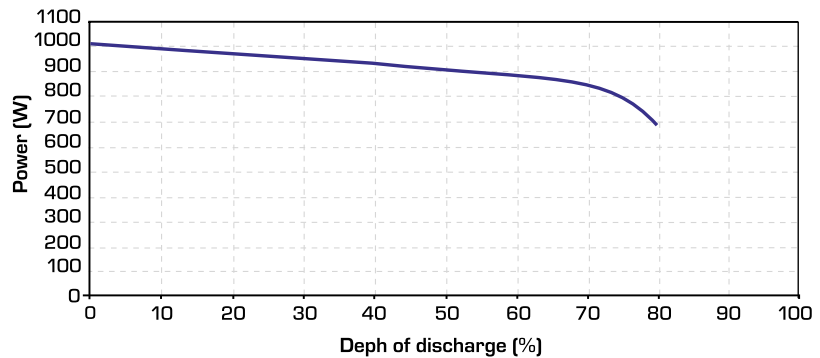
	VL 41M	VL 27M
Electrical characteristics		
Nominal voltage (V)	3,6	3,6
Average capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell (Ah)	41	27
Minimum capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell (Ah)	39	25
Specific energy after charge to 4.0 V/cell (Wh/kg)	136	124
Energy density after charge to 4.0 V/cell (Wh/dm ³)	285	252
Specific power (30s peak 50% DOD) (W/kg)	794	987
Power density (30s peak 50% DOD) (W/dm ³)	1667	2000
Mechanical characteristics		
Diameter (mm)	54.3	54.3
Height (mm)	222	163
Typical weight (kg)	1.07	0.77
Volume (dm ³)	0.51	0.38
Voltage limits		
Charge (V)	4.0 (4.1 for peak)	
Discharge (V)	2.7 (2.3 for peak)	
Current limits		
Max continuous current (A)	150	110
Max peak current during 30 s (A)	300	300

Medium power Li-ion VL 41 M cell

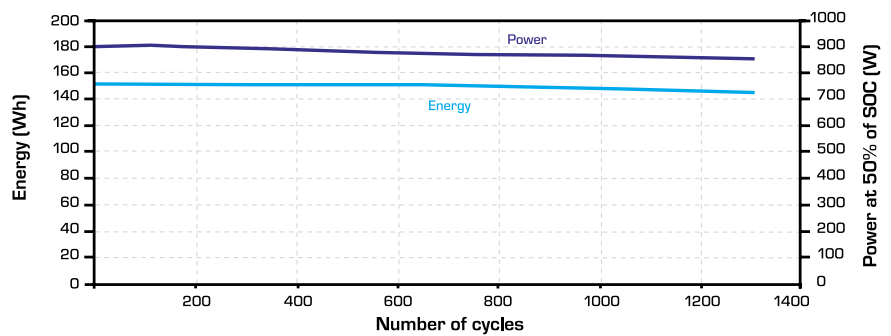
Cell capacity and voltage according to current at +20°C



Power during 30 s at 300 A discharge pulse at +20°C



Cycling life in DST profile at 80% of DOD at +20°C. Energy in discharge at C/3 rate and power 30s at 250 A at 50% of S.O.C.



Saft
Communication Department
12, rue Sadi Carnot
93170 Bagnolet - France
Phone: +33 (0)1 49 93 19 18
Fax: +33 (0)1 49 93 19 68

www.saftbatteries.com

DOC N° 54042-2-0305

Edition: March 2005

Data in this document are subject to change without notice and become contractual only after written confirmation by Saft.

Photo credit: Studioland

Société anonyme au capital de 31 944 000 €

RCS Bobigny B 383 703 873

Prepared by PACIFIC & co.



C.6. Batería LiIon - VL45E

High energy lithium-ion cell VL 45 E cell

Saft VL E cell is highly suited to any charge/discharge cycling application that demands a battery with drastically reduced weight and volume. This cell is proposed in Saft modules or customized battery system constructions.

Saft's Battery system :

Individual lithium-ion cells need to be mechanically and electrically integrated into battery systems to operate properly. The battery system include electronic devices for performance, thermal and safety management specific to each application.

Features

- Very high specific energy
- Maintenance free
- Excellent cycle and calendar life

Applications

- Electric and hybrid vehicles
- Telecommunication networks
- Stationary
- Space and Defence
- Any application requiring high energy storage capability

Technology

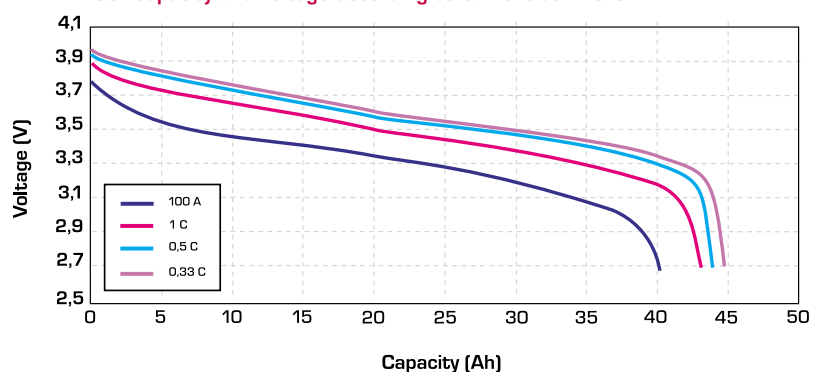
- Graphite-based anode
- Nickel oxide-based cathode
- Electrolyte: blend of carbonate solvents + LiPF₆



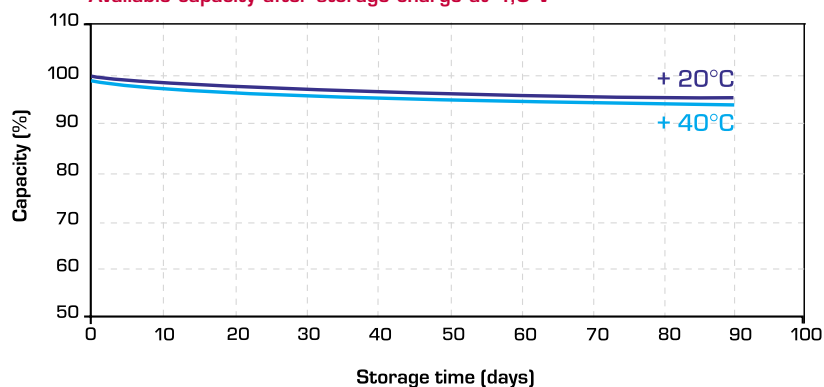
VL 45 E	
Electrical characteristics	
Nominal voltage (V)	3.6
Average capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell (Ah)	45
Minimum capacity C/3 after charge to 4.0 V/cell (Ah)	42
Specific energy after charge to 4.0 V/cell (Wh/kg)	149
Energy density after charge to 4.0 V/cell (Wh/dm ³)	313
Specific power (30s peak/50% DOD) (W/kg)	664
Power density (30s peak/50% DOD) (W/dm ³)	1392
Mechanical characteristics	
Diameter (mm)	54.3
Height (mm)	222
Typical weight (kg)	1.07
Volume (dm ³)	0.51
Voltage limits	
Charge (V)	4.0 (4.1 for peak)
Discharge (V)	2.7 (2.3 for peak)
Current limits	
Max continuous current (A)	100
Max peak current during 30 s (A)	250

High energy Li-ion VL 45 E cell

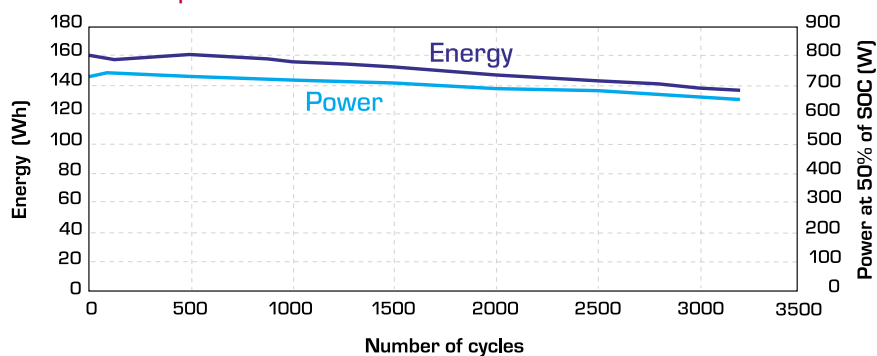
Cell capacity and voltage according to current at +20°C



Available capacity after storage charge at 4,0 V



Cycling life in DST profil at 80% of DOD at +20°C. Energy in discharge at C/3 rate and power 30s at 250 A at 50% of S.O.C.



Saft
Communication Department
12, rue Sadi Carnot
93170 Bagnolet - France
Phone: +33 (0)1 49 93 19 18
Fax: +33 (0)1 49 93 19 68

www.saftbatteries.com

DOC N° 54041-2-0305
Edition: March 2005

Data in this document are subject to change without notice and become contractual only after written confirmation by Saft.

Photo credit: Studioland

Société anonyme au capital de 31 944 000 €

RCS Bobigny B 383 703 873

Prepared by PACIFIC & co.



Acrónimos

EG_{Base-Inc} Estrategia de Gestión de Base Incrementada. 120, 123–126

EG_{Base} Estrategia de Gestión de Base. 119, 120, 123–126

EG_{alta-lim} Estrategia de Gestión de Alta carga con limitación. 152

EG_{alta} Estrategia de Gestión de Alta carga. 135, 136, 140, 144, 146, 152

EG_{baja} Estrategia de Gestión de Baja carga. 134–136, 140

EG_{media} Estrategia de Gestión de Media carga. 104, 140, 141, 146, 149, 155, 158, 168

TAE_{Paprox} Trayectoria Aproximada del Almacenador en el plano Energía-Potencia. 114, 115, 119, 122, 140, 141, 144, 149, 157

AOS Área de Operación Segura. 23, 24, 29, 31, 32, 65, 66, 68–78, 107–110, 113, 115–117, 119–121, 123, 127, 129, 140, 141, 144, 149, 156, 157, 171, 173, 174, 177

AOS_{inf} AOS Inferior. 116

AOS_{sup} AOS Superior. 116, 117

BHO Baterías de Hidrógeno-Oxígeno. 23, 31–33, 56, 62, 63, 72, 74–77, 134, 135, 147, 160, 176

BLI Baterías de Litio-Ion. 23, 31, 32, 35, 36, 39, 42, 47, 68, 71, 74–77, 79, 80, 82, 105, 107, 117, 119, 121, 122, 134–138, 155, 157, 160, 173, 175, 176

CC Celda de Combustible o fuel cell. 34, 55–60, 62, 63, 73, 75, 147–150, 152, 153, 156, 160

CDC Curva de Descarga Característica. 41–45, 47

- CEP** Conversor Electrónico de Potencia. 18, 20, 70, 106, 140, 144, 149, 152, 166–168, 170, 172, 176, 177, 193
- DAE** Dispositivo Almacenador de Energía. 31, 32, 34, 35, 69, 70, 74–78, 107–109, 114, 115, 117, 119, 127, 136–140, 173, 174
- DoD** Profundidad de Descarga o Depth of Discharge. 137, 138
- EAM** Error Absoluto Máximo. 100, 102
- EdC** Estado de Carga. 37–39, 41, 43, 44, 47, 48, 66, 67, 69, 71, 91–93, 96–98, 104, 132, 140–142, 145, 146, 150, 152, 154, 156, 163, 164
- EdE** Estado de Energía. 32, 64, 65, 73, 76, 108, 109, 142, 145, 150, 153, 156, 158, 161, 173
- EdS** Estado de Salud. 137–139
- ELYZ** Electrolizador o celda de electrólisis. 56, 59–63, 73, 75, 147–150, 152–154, 156, 160, 171
- EP** Energía-Potencia. 4, 26, 29, 31, 35, 70, 72–77, 107–111, 114, 119, 123, 127, 136, 141, 144, 157, 173–177
- FC** Falla de Compromiso (o commitment failure). 131, 132, 134, 135, 141, 143, 145, 150–152, 154, 157, 158, 162, 163, 172
- GE** Generador Eólico. 166, 167
- GEI** Gases de Efecto Invernadero. 2
- HIL** Hardware-In-the-Loop. 27, 80, 103
- HPPC** Hybrid Pulse Power Characterization. 44, 45
- IG** InsulGrid. 104, 106, 117, 121, 129, 130, 132, 134
- MMB** Modelo Mejorado de Batería. 39, 41, 43–45, 47, 48, 91
- MREI** Micro Red Eléctrica Inteligente. 2, 28, 79
- MTD** Modelo Tremblay-Dessaint. 37–39, 41–45, 47

- PAEP** Polígono del Almacenador en el plano Energía-Potencia. 114
- PAEPaprox** Polígono Aproximado del Almacenador en el plano Energía-Potencia. 114–117, 119, 122, 127, 140, 141, 144, 149, 152, 157, 171
- PDEP** Polígono de Demanda en el plano Energía-Potencia. 111
- RCP** Rapid Control Prototyping. 27, 193
- RECM** Raíz del Error Cuadrático Medio. 100, 102
- REI** Red Eléctrica Inteligente. 11–14, 20, 23, 28
- SAE** Sistema Almacenador de Energía. 2, 4, 10, 11, 14, 20, 21, 23, 24, 28–33, 35, 64–66, 76, 78, 82, 107–123, 127, 129–139, 141–147, 149–151, 153–158, 161–166, 168, 171–179, 190
- SAEB** Sistema Almacenador de Energía de Baterías. 80, 104–106, 117, 119, 120, 123–125, 136, 138–146, 149, 154–158, 160, 162, 163, 165–169, 171, 172, 175–177
- SAEHib** Sistema Almacenador de Energía Híbrido. 127, 155, 157, 158, 160–165, 167, 168, 170–172, 175–177
- SAEHO** Sistema Almacenador de Energía basado en Hidrógeno-Oxígeno. 106, 147–158, 160–164, 166–169, 171, 172, 176, 177
- SAESC** Sistema Almacenador de Energía de SuperCapacitores. 108–110, 117, 120, 125, 126
- SC** SuperCapacitores. 23, 31–34, 48–52, 54, 55, 64, 65, 70–77, 107, 109, 110, 115, 117, 119–122, 134, 136, 173, 174
- SPMP** Seguimiento del Punto de Máxima Extracción de Potencia. 18, 111
- TAEP** Trayectoria del Almacenador en el plano Energía-Potencia. 114, 115, 129
- TDEP** Trayectoria de Demanda en el plano Energía-Potencia. 111
- TRE** Tasas de Retorno Energético. 1
- VEH** Vehículos Eléctricos e Híbridos. 29, 32, 33, 81, 174