



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO / EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA

UPV/EHU

Escuela de Ingeniería de Gipuzkoa. Sección de Eibar

Gipuzkoako Ingeniaritza Eskoa. Eibarko atala

TESIS DOCTORAL

Optimización de la Integración del Vehículo Eléctrico en el Sistema Eléctrico Orientado a Maximizar la Vida Útil de las Baterías y Dar Soporte a Red

PRESENTADA POR:

D. Mikel González Pérez

DIRIGIDA POR:

Prof. Dra. Dña. Inmaculada Zamora Belver

Prof. Dr. D. Francisco Javier Asensio De Miguel

2024

PROGRAMA DE DOCTORADO INTERUNIVERSITARIO EN
SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a Francisco Javier Asensio, a José Ignacio San Martín y a Inmaculada Zamora haberme acompañado en este camino dirigiendo y tutorizando la presente Tesis Doctoral.

También me gustaría agradecer al grupo de investigación GISEL y, en especial, a su línea 2 de investigación, por acogerme y apoyarme. Así como a la Dirección del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por la atención con la que me han tratado.

A la Escuela de Ingeniería de Eibar, que la he sentido como mi casa. A todo el personal, que me ha tratado como a un hijo. A secretaría, que con sus galletas y ánimos me han dado energía. A conserjería y a Pello, que me han ayudado en lo imaginable e inimaginable. A limpieza y biblioteca, que me han amenizado las jornadas de laboratorio y despacho.

A con quienes he compartido despacho, por las risas, los descansos del café (aunque nadie tomara café) y un sinfín de momentos y experiencias.

A la época de Lezeaga, por las charlas en el balcón, las cenas, los pintxopotes, las escapadas, por correr con los brazos al cielo gritando ¡AAAA! y una montaña rusa de emociones.

Al “Cuarteto Risas”, aunque hace tiempo que ya no es cuarteto. Diría una larga lista de razones, pero prefiero resumirlo en una sola: por la amistad. Así como a los distintos grupos de amigxs, que siempre han estado ahí. ¡Qué afortunado me siento de tener una red así!

La lista de las razones de la familia es también infinita: por alegrarse con mis alegrías y apoyarme en las tristezas, por los capotes echados cuando necesitaba, por la paciencia y el entendimiento, por todo el amor y el respaldo, por el cariño, por...

Y, como dijo Violeta Parra, Gracias a la vida que me ha dado tanto.

RESUMEN

En el contexto de la transición energética, donde las fuentes de energía renovable, la generación distribuida y las redes inteligentes están adquiriendo cada vez más peso en el sistema eléctrico, el vehículo eléctrico se presenta clave como actor acelerador de la misma. No obstante, el aumento de las ventas de esta tecnología y su masiva penetración no controlada en el sistema, pueden generar diversos problemas de seguridad y estabilidad a la red eléctrica.

En este sentido, es necesario realizar una integración controlada de los vehículos eléctricos, mediante estrategias de gestión de la recarga, que satisfaga a todas las partes implicadas y, en caso de necesidad, den respaldo a la red. Sin embargo, en aras de aumentar la vida útil de las baterías, estas estrategias han de tener en cuenta la degradación que el proceso de recarga induce en dichas baterías.

De este modo, esta Tesis Doctoral desarrolla:

- a) Un modelo eléctrico, térmico y de degradación de baterías de ion-litio. Para ello, se propone una metodología en la que se explica cómo llevar a cabo los experimentos. Otra metodología en la que se explica cómo construir el modelo partiendo de los resultados experimentales. Finalmente, partiendo de estas dos propuestas, se modeliza experimentalmente un paquete de baterías formado por las celdas LG INR 18650 HG2 3000mAh, que se utiliza en el algoritmo de optimización de la recarga.
- b) Una estrategia de recarga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y optimizada, que satisfaga los objetivos locales minimizando el impacto negativo en las redes eléctricas y teniendo en cuenta la degradación inducida en las baterías. Esta estrategia se valida, mediante simulación, sobre una red eléctrica de baja tensión, de cuatro alimentadores, con cargas comerciales, residenciales y con generadores renovables, distribuidos para una flota de 200 vehículos eléctricos. Esta estrategia, también se compara con un algoritmo controlado, autónomo y de arquitectura descoordinada.
- c) Una metodología para reducir el armónico n de la corriente inyectada a la red, provocada por el armónico n de la tensión de la red mientras se da respaldo de frecuencia y de tensión a dicha red. Esta metodología se valida experimentalmente sobre una red trifásica de 380 V, para el quinto armónico.

LABURPENA

Trantsizio energetikoaren testuinguruan, non energia-iturri berriztagarriak, sorkuntza banatua eta sare adimendunak gero eta pisu handiagoa hartzen ari diren sistema elektrikoan, ibilgailu elektrikoak funtsezkoa da hura azeleratzeko. Hala ere, teknologia horren salmenten gorakadak eta sisteman modu kontrolatu gabeen sartzeak segurtasun- eta egonkortasun-arazoak eragin diezazkiokete sare elektrikoari.

Ildo horretan, ibilgailu elektrikoaren integrazio kontrolatua egin behar da, birkarga kudeatzeko estrategien bidez, inplikaturako alderdi guztiak asebeteko dutenak eta, behar izanez gero, sareari babesa emango diotenak. Hala ere, baterien bizitza baliagarria handitze aldera, estrategia horiek kontuan hartu behar dute kargatze-prozesuak baterietan eragiten duen degradazioa.

Horrela, Doktorego-Tesi honek honako hau proposatzen du:

- a) Ion-litiozko baterien eredu elektrikoak, termikoak eta degradaziokoak garatzea. Horretarako, esperimentuak nola egin azaltzen duen metodologia bat proposatzen da. Baita emaitza esperimentaletatik abiatuta ereduak nola eraikitzen diren azaltzen duen beste metodologia bat proposatzen da. Bi proposamen horietatik abiatuta, esperimentalki modelizatzen da LG INR 18650 HG2 3000mAh zeldek osatutako bateria pakete bat, kargaren optimizazio-algoritmoan erabiltzen dena.
- b) Birkargarako estrategia kontrolatua, kolaboratiboa, arkitektura zentralizatukoa eta optimizatua, tokiko helburuak beteko dituen, sare elektrikoetako inpaktu negatiboa minimizatuz eta baterietan eragindako degradazioa kontuan izanez. Estrategia hori simulazio bidez baliozkotzen da, karga komertzialak, bizitegi-kargak eta banatutako sorgailu berriztagarriak dituen lau elikagailuko behe-tentsioko sare elektriko baten gainean 200 ibilgailu elektriko flota baterako. Estrategia hori algoritmo kontrolatu, autonomo eta arkitektura deskoordinatuko estrategia batekin ere alderatzen da.
- c) Sarera injektatutako korronearen n harmonikoa (tentsioaren n harmonikoak eragindakoa) murrizteko metodologia bat, sarera maiztasun eta tentsio babesa eman ahala. Metodologia hori 380 V-eko sare trifasiko batean baliozkotzen da esperimentalki, bosgarren harmonikorako.

ABSTRACT

In the context of energy transition, where renewable energy sources, distributed generation, and smart grids are increasingly gaining importance in electrical systems, electric vehicles emerge as a key accelerator. However, the increasing sales of this technology and its uncontrolled mass introduction into these systems can create various security and stability issues with the electrical grid.

In this regard, it is necessary to carry out a controlled integration of electric vehicles through charge management strategies that satisfy all parties involved and, if necessary, provide support to the grid. However, in order to increase battery life, these strategies must consider the degradation induced on the batteries by the charging process.

Thus, in this Doctoral Thesis the followings are developed:

- a) An electrical, thermal, and degradation model of lithium-ion batteries. For this purpose, a methodology is proposed explaining how to conduct the experiments. Another methodology is proposed explaining how to build the model based on the experimental results. Based on these two proposals, a battery pack consisting of LG INR 18650 HG2 3000mAh cells is experimentally modelled, which is used in the recharge optimisation algorithm.
- b) A controlled, collaborative optimal charging strategy, that has centralised architecture and satisfies local objectives, while considering the induced degradation in batteries. This is all accomplished while minimising negative impacts on electrical grids. This strategy is validated through simulation for a fleet of 200 electric vehicles, on a low-voltage electrical grid with four feeders, containing commercial loads, residential loads and distributed renewable generators. The strategy is also compared to a controlled, autonomous and uncoordinated architecture algorithm.
- c) A methodology to reduce the n^{th} harmonic of the current injected into the grid, which has been caused by the n^{th} harmonic of the grid voltage. This is achieved while providing frequency and voltage support to the grid. This methodology is experimentally validated on a 380 V three-phase grid for the fifth harmonic.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Agradecimientos	i
Resumen.....	iii
Laburpena	v
Abstract.....	vii
Índice de figuras.....	xiii
Índice de tablas	xvii
Nomenclatura.....	xix
1. Introducción	3
1.1. Antecedentes y motivación	3
1.2. Objetivos de la Tesis Doctoral	6
1.3. Estructura de la Tesis Doctoral	6
2. Estado del arte.....	11
2.1. Baterías de ion litio	11
2.1.1. Funcionamiento y clasificación	11
2.1.2. Mecanismos de degradación	16
2.1.3. Modelos de BIL	18
2.2. Recarga del VE	21
2.2.1. Algoritmos de recarga del vehículo eléctrico.....	21
2.2.2. Perfiles de recarga de VEs	34
2.2.3. Modelos de redes	37
2.3. Servicios auxiliares	39
2.3.1. Clasificación de los servicios auxiliares y de flexibilidad	40
2.3.2. Servicios de respaldo de frecuencia.....	40
2.3.3. Servicio de compensación de armónicos	42
2.4. Conclusiones	43
3. Modelado de baterías de ion litio.....	49
3.1. Condiciones para los ensayos experimentales	50

ÍNDICE DE CONTENIDOS

3.1.1. Desarrollo del BP	50
3.1.2. Matriz de ensayos	52
3.2. Modelo eléctrico	55
3.2.1. Tiempo de estabilización de la tensión	55
3.2.2. Curva de histéresis	58
3.2.3. Tensión de circuito abierto.....	60
3.2.4. Medición de la resistencia de las conexiones del BP	63
3.3. Modelo térmico	65
3.4. Modelo de degradación por ciclado.....	69
3.4.1. Cálculo de la degradación por ciclado.....	70
3.4.2. Cálculo de la degradación acumulada	87
3.5. Modelo unificado del BP	88
3.6. Conclusiones.....	89
4. Algoritmo de recarga óptima de VEs y devolución de energía a red con reducción de armónicos.....	95
4.1. Formulación matemática de los algoritmos de recarga de VEs.....	96
4.1.1. Nomenclatura.....	96
4.1.2. Algoritmo de recarga controlada, autónoma y de arquitectura no coordinada	102
4.1.3. Algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada.....	103
4.2. Formulación matemática del algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos	105
4.2.1. Modelizado matemático del sistema.....	105
4.2.2. Estrategia de control tradicional	113
4.2.3. Control con reducción de armónicos	115
4.3. Conclusiones.....	117
5. Validación de los algoritmos	121
5.1. Algoritmo de recarga de VEs.....	121
5.1.1. Modelo de la red de BT	121
5.1.2. Flota de VEs	125
5.1.3. Definición de casos de estudio	127

5.1.4. Resultados y discusión.....	128
5.2. Algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos	139
5.2.1. Condiciones para el ensayo experimental.....	139
5.2.2. Resultados y discusión.....	140
5.3. Conclusiones	144
6. Conclusiones y líneas futuras.....	147
6.1. Conclusiones de la Tesis Doctoral	147
6.2. Futuras líneas de investigación	148
7. Referencias.....	151
Anexo A: Setup experimental para los ensayos de la batería	181
Anexo B: Resultados experimentales de los ensayos de degradación por ciclado..	191
Anexo C: Flota de vehículos eléctricos	201
Anexo D: Setup experimental para la devolución de energía a red, reduciendo el quinto armónico	209

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Evolución del stock de los VEs a nivel global.....	3
Figura 2-1. Esquema de los mecanismos de degradación de las BIL [12].	16
Figura 2-2. Ejemplos de adquisición de modelos y sus aplicaciones.	21
Figura 2-3. Evolución de la frecuencia tras una contingencia. Adaptación [167].	42
Figura 3-1. Resultado teórico de los ensayos para el cálculo del tiempo de estabilización de la tensión.	56
Figura 3-2. Tiempos de estabilización de las tensiones a 20°C. a) I=1,39 A, b) I=2,53 A, c) I=3,79 A y d) I=5,05 A.....	57
Figura 3-3. Tiempos de estabilización de las tensiones a 50°C. a) I=1,39 A, b) I=2,53 A, c) I=3,79 A y d) I=5,05 A.....	57
Figura 3-4. Representación gráfica del algoritmo de interpolación, para las curvas de histéresis.....	58
Figura 3-5. Ciclos de histéresis a 20°C.	59
Figura 3-6. Ciclos de histéresis a 50°C.	60
Figura 3-7. Validación del modelo de histéresis.	60
Figura 3-8. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas de la tensión de circuito abierto.....	61
Figura 3-9. Curva V_{OC} a 20°C.....	62
Figura 3-10. Curva V_{OC} a 50°C.....	62
Figura 3-11. Validación de la curva V_{OC}	63
Figura 3-12. Medición de la tensión y resistencia interna a 20°C y a 1/3 del SoC....	64
Figura 3-13. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas térmicas.	66
Figura 3-14. Evolución de la temperatura durante el proceso de carga.....	67
Figura 3-15. Evolución de la temperatura durante el proceso de descarga.	68
Figura 3-16. Curva interpolada para la validación del modelo térmico.	69
Figura 3-17. Validación del modelo térmico.....	69
Figura 3-18. Protocolo auxiliar de ensayo.	71
Figura 3-19. Respuesta teórica del protocolo auxiliar de ensayo.	71
Figura 3-20. Protocolo principal de ensayo.	72
Figura 3-21. Respuesta teórica del protocolo principal de ensayo.	73
Figura 3-22. a) salto de tensión tras la carga y b) salto de tensión tras la descarga... 73	
Figura 3-23. Evolución de la resistencia interna de carga/descarga durante los ciclos a DoD constante.....	74
Figura 3-24. Ejemplo de ciclos a DoD constante para el cálculo de las resistencias internas.....	74
Figura 3-25. Ejemplo del offset introducido al realizar las regresiones.	75
Figura 3-26. Cálculo del incremento porcentual y su diferencia, al ser calculados con dos offset distintos (en un ejemplo ficticio exagerado).	76
Figura 3-27. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas de degradación por ciclado.	76
Figura 3-28. Respuesta del ciclo inicial para el ensayo a 20°C, 80000 W y 50% del DoD de la celda "a".....	78
Figura 3-29. Evolución de la resistencia interna de carga a 20°C, 1,39 A y 80% del DoD.....	78
Figura 3-30. Evolución de la resistencia interna de descarga a 20°C, 60000 W y 50% del DoD.....	79
Figura 3-31. Evolución de las capacidades a 20°C.	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-32. Evolución de las capacidades a 50°C.....	80
Figura 3-33. Evolución de la resistencia interna de carga a 20°C.	80
Figura 3-34. Evolución de la resistencia interna de carga a 50°C.	81
Figura 3-35. Evolución de la resistencia interna de descarga a 20°C.....	81
Figura 3-36. Evolución de la resistencia interna de descarga a 50°C.....	82
Figura 3-37. Degradación de la capacidad a a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.	83
Figura 3-38. Degradación de la resistencia interna de carga a a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.	84
Figura 3-39. Degradación de la resistencia interna de descarga a a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.	85
Figura 3-40. Validación del modelo de degradación por ciclado.	86
Figura 3-41. Proceso de cálculo de la degradación acumulada.	88
Figura 3-42. Modelo unificado del BP.	89
Figura 4-1. Estructura del algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada.....	104
Figura 4-2. Cambios de ejes de referencia para el control.	105
Figura 4-3. Acoplamiento del vector espacial de la tensión de la red al eje d.....	107
Figura 4-4. Sistema de inversor VSI conectado a red.	107
Figura 4-5. Esquema eléctrico del sistema.	108
Figura 4-6. Diagrama de bloques del sistema.....	109
Figura 4-7. SRF-PLL.....	109
Figura 4-8. Diagrama de vectores del sistema.....	110
Figura 4-9. Estados de conmutación del inversor.....	111
Figura 4-10. Vectores del inversor en el plano $\alpha\beta$	112
Figura 4-11. Ejemplo para la conmutación.....	112
Figura 4-12. Esquema de conmutación de secuencia simétrica.	112
Figura 4-13. Esquemas de conmutación por sector.	113
Figura 4-14. Esquema de control (I).....	114
Figura 4-15. Control de corriente desacoplado.	114
Figura 4-16. Esquema de control (II).	115
Figura 4-17. Control con reducción del armónico n.....	116
Figura 5-1. Modelo de red de BT.	122
Figura 5-2. Carga del transformador.....	124
Figura 5-3. Carga de los alimentadores.	124
Figura 5-4. Precio medio del PVPC.	127
Figura 5-5. Carga base del alimentador para el estudio de la penetración.	128
Figura 5-6. Carga del transformador del Caso A.....	129
Figura 5-7. Carga de los alimentadores del Caso A.	129
Figura 5-8. Carga del transformador del Caso B.....	130
Figura 5-9. Carga de los alimentadores del Caso B.	130
Figura 5-10. Carga del transformador del Caso C.....	131
Figura 5-11. Carga de los alimentadores del Caso C.....	131
Figura 5-12. Carga del transformador del Caso D.....	132
Figura 5-13. Carga de los alimentadores del Caso D.	132
Figura 5-14. Resultados económicos del Alimentador 1.....	133
Figura 5-15. Resultados económicos del Alimentador 2.....	134
Figura 5-16. Resultados económicos del Alimentador 3.....	134
Figura 5-17. Resultados económicos del Alimentador 4.....	135
Figura 5-18. Resultados económicos del Caso C.	135

Figura 5-19. Resultados económicos del Caso D.	136
Figura 5-20. Resultados económicos totales de todos los casos.....	136
Figura 5-21. Comparación de los Alimentadores 1 y 2 para los casos C y D.....	137
Figura 5-22. Resultados Caso E y Caso F.....	137
Figura 5-23. Comparación de las corrientes del control tradicional y del esquema de control propuesto.	140
Figura 5-24. FFT de la corriente inyectada del a) control tradicional y b) control propuesto.....	141
Figura 5-25. Comparación de los armónicos de ambos controles.	141
Figura 5-26. Dinámica del control ante incremento de la potencia activa.	142
Figura 5-27. Inyección de potencia reactiva. Arriba (en amarillo) se muestra la corriente de la fase “a” inyectada y abajo (en rosa) se muestra la tensión de la fase “a” de la red.....	143
Figura 5-28. Consumo de potencia reactiva. Arriba (en amarillo) se muestra la corriente de la fase “a” inyectada y abajo (en rosa) se muestra la tensión de la fase “a” de la red.....	143

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Evolución de los puntos de recarga instalados.	4
Tabla 2-1. Características de las BIL según la composición de su cátodo [13-16]....	14
Tabla 2-2. Reacciones químicas de las BIL según el cátodo.	14
Tabla 2-3. Clasificación de las estrategias de recarga.....	22
Tabla 2-4. Revisión de la literatura.	30
Tabla 3-1. Corrientes/ratios C de la matriz de ensayo.	54
Tabla 3-2. Matriz de ensayos para la degradación por ciclado.	54
Tabla 3-3. Valores de las variables de la metodología experimental.	54
Tabla 3-4. Mediciones a 1/3 del SoC.	64
Tabla 3-5. Mediciones a 2/3 del SoC.	64
Tabla 3-6. Mediciones a 3/3 del SoC.	64
Tabla 3-7. Datos de la resistencia interna de las celdas.	65
Tabla 3-8. Valor de la resistencia media de los módulos del BP.....	65
Tabla 3-9. Valor de la resistencia media de las conexiones de los módulos del BP..	65
Tabla 3-10. Offset normalizados para 20°C.	82
Tabla 3-11. Offset normalizados para 50°C.	82
Tabla 3-12. Errores máximos del modelo de degradación por ciclado.	87
Tabla 3-13. Velocidad de cálculo del modelo de degradación por ciclado.	87
Tabla 4-1. Tensiones de cada uno de los estados de conmutación del inversor.	111
Tabla 5-1. Características de los alimentadores.	121
Tabla 5-2. Modelos de VEs.....	125
Tabla 5-3. Número de VEs por PR.	125
Tabla 5-4. Datos sobre la recarga de los VEs.	126
Tabla 5-5. Casos de estudio.	128
Tabla 5-6. Esquema de los resultados de los perfiles de carga.	128
Tabla 5-7. Peso de la degradación en el coste total de la recarga.	138
Tabla 5-8. Costes de la recarga. Término eléctrico por caso y alimentador en €/kWh.	138
Tabla 5-9. Costes de la recarga. Término de degradación por caso y alimentador en €/VE.	138
Tabla 5-10. Contenido de armónicos en la red.	139
Tabla 5-11. Valores para los ensayos experimentales.	139

NOMENCLATURA

ADMM	Alternating Direction Method of Multipliers.
AEDIVE	Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica.
APF	Active Power Filter.
ASAP	As Soon As Possible.
BEV	Battery Electric Vehicle.
BIL	Baterías de ion-litio.
BMS	Battery Management System.
BP	Battery Pack.
BT	Baja Tensión.
BTMS	Battery Thermal Management System.
CA	Corriente Alterna.
CCC	Constant Current Charge.
CCD	Constant Current Discharge.
CPD	Constant Power Discharge
CRD	Constant Resistance Discharge
CVC	Constant Voltage Charge
CT	Centro de Transformación.
DCIR	Direct Current Internal Resistance
DL	Deep Learning.
DoD	Depth of Discharge.
DSP	Digital Signal Processor.
EDP	Ecuaciones Diferenciales Parciales.
EIS	Electrochemical Impedance Spectroscopy.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity.
EOL	End of Life.
FER	Fuentes de Energía Renovable.
FFT	Fast Fourier Transformation.
GD	Generación Distribuida.
IA	Inteligencia Artificial.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Ion-Li	Batería o celda de ion litio.
LAM	Loss of Active Material.
LFP	Cátodo de Litio Ferrofosfato
LLI	Loss of Lithium Inventory.
LMO	Cátodo de Litio, Manganeso y Oxígeno
MAKIMA	Modified Akima Piecewise Cubic Hermite interpolation.
ML	Machine Learning.
MT	Media Tensión.
NMC	Cátodo de Níquel, Manganeso y Cobalto
OCV	Open Circuit Voltage.
OPF	Optimal Power Flow.

NOMENCLATURA

OSD	Operador del Sistema de Distribución.
OST	Operador del Sistema de Transmisión.
PC	Punto de Consumo.
PCHIP	Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial.
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle.
PLC	Power Line Communication.
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
PR	Punto de Recarga.
PVPC	Precio voluntario para el pequeño consumidor.
RoCoF	Rate of Change of Frequency.
RUL	Remaining Useful Life.
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpido.
SEI	Solid Electrolyte Interface.
SG	Smart Grids.
SHE	Selective Harmonic Elimination.
SoC	State of Charge.
SoH	State of Health.
SRF-PLL	Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop.
SVPWM	Space Vector Pulse Width Modulation.
TFWG	Test Feeder Working Group.
THD	Total Harmonic Distortion.
VE	Vehículo Eléctrico.
VMCI	Vehículo de Motor de Combustión interna.
V2G	Vehicle to Grid.
V2B	Vehicle to Building.
V4G	Vehicle for Grid.
V2H	Vehicle to Home.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

- 1.1. Antecedentes y motivación.
- 1.2. Objetivos de la Tesis Doctoral.
- 1.3. Estructura de la Tesis Doctoral.

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo de la Tesis Doctoral, se aborda la motivación que ha impulsado su realización y los fundamentos que sustentan su necesidad. Asimismo, se detalla el propósito de esta investigación, delineando tanto sus metas generales como los objetivos específicos. Por último, se introduce el esquema metodológico seguido en esta Tesis Doctoral, para facilitar la comprensión del documento.

1.1. Antecedentes y motivación

El sector del transporte es el que más energía consume a nivel estatal, en torno al 40% del total, representando el vehículo turismo alrededor del 15% de la energía final consumida en el Estado español [1].

En los últimos años, debido a la reducción de los costes del vehículo eléctrico (VE), el incremento de puntos de recarga, las ayudas económicas para la adquisición de medios de transporte más sostenibles, el incremento de la conciencia medioambiental, cambios favorables en la regulación para fomentar el transporte verde, etc. han llevado a un desarrollo masivo del VE. Ese desarrollo, se puede observar en la evolución del stock de los vehículos eléctricos de batería (BEV) y de los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) a nivel global, tal y como se muestra en la Figura 1-1 [2].

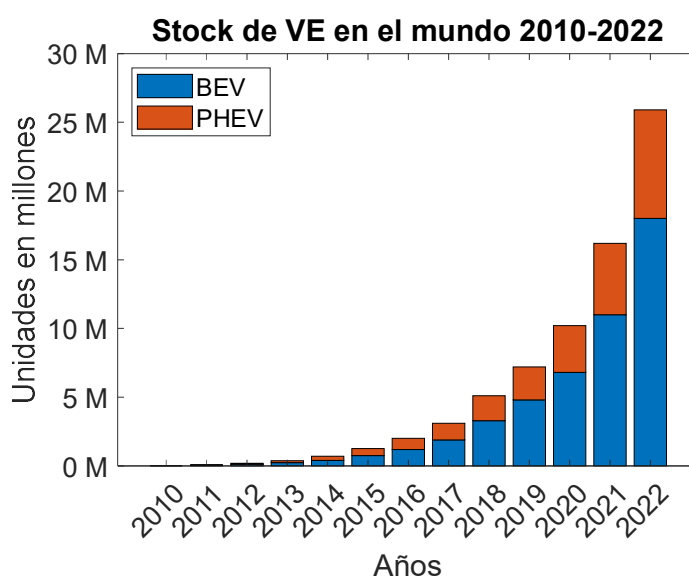


Figura 1-1. Evolución del stock de los VEs a nivel global.

Según el segundo anuario de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (AEDIVE) relativo al año 2023 [3], en el Estado Español se matricularon un total de 76.347 BEV (un 46% más que en 2022) y 62.838 PHEV (30% más que en 2022). Es decir, la venta de ambos tipos (139.185 uds.) aumentó un 39% en referencia a 2022.

INTRODUCCIÓN

A fecha de 31 de diciembre de 2023, el parque automovilístico conjunto de BEV y PHEV contaba con 466.178 uds. Cerca de un 9,32% del objetivo de 5.000.000 uds. para el año 2030 propuestas por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [4].

Atendiendo a los datos de los cargadores, en la Tabla 1-1 se muestra su evolución en función de la potencia instalada [3].

Tabla 1-1. Evolución de los puntos de recarga instalados.

	Potencia (kW)	2022 (uds.)	2023 (uds.)	Incremento (%)
lentos	<22	7.613	10.191	34
	22	7.300	10.205	40
Rápidos	22-50	5.367	7.444	39
Ultra rápidos	50-250	984	1.923	95
	>250	309	587	90
Total		21.573	30.350	41

No obstante, esta tendencia al alza de la flota de VEs y, en consecuencia, de la penetración de los VEs en el sistema eléctrico, tiene una cara B. La recarga de estos VEs se ha venido realizando de manera descontrolada debido a que el número de VEs conectados a la red no suponía ningún peligro. Sin embargo, como esta recarga se da principalmente durante las primeras horas de la noche, se empiezan a generar problemas técnicos en la red como [5]:

- Saturación de los transformadores y líneas de distribución.
- Aumento de pérdidas en la red.
- Envejecimiento prematuro de los equipos.
- Necesidad de repotenciar la red.
- Desviaciones de tensión y de frecuencia.
- Aparición de perturbaciones armónicas.
- Desplazamiento de la curva de demanda.

Es por ello que, a medida que aumenta el número de VEs conectados a red, es necesario realizar una buena gestión de la recarga que satisfaga a todas las partes implicadas:

- Usuario final:
 - Recarga barata.
 - Evitar una degradación excesiva de la batería.
 - Rentabilizar la inversión realizada en el VE.
 - Tener el VE cargado en base a las necesidades de uso.
- Operador del Sistema de Distribución (OSD):
 - Realizar una mínima inversión en infraestructura.
 - Asegurar en todo momento la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.
 - Poder gestionar de forma óptima los flujos de potencia.
 - Minimizar las pérdidas del sistema.
 - Garantizar una buena calidad de suministro.
 - Asegurar el mínimo coste de la gestión energética.

Para esto, la red eléctrica juega un papel muy importante. Sin embargo, el sistema eléctrico se encuentra en plena transición de fuentes de generación convencionales a fuentes de energía renovable (FER), así como de una generación centralizada a una generación distribuida (GD).

El problema viene de que la red eléctrica no fue diseñada para este tipo de generación y eso puede poner en peligro la estabilidad, seguridad y calidad de suministro del sistema eléctrico, ya que pueden aparecer problemas asociados a:

- Congestionamientos en la red.
- Flujos bidireccionales de energía.
- Fluctuaciones e incertidumbres en la generación.
- Desviaciones de tensión y frecuencia.
- Descenso de la inercia del sistema eléctrico.
- Incremento de la distorsión armónica asociada a los convertidores de potencia.

Esta problemática conlleva que la red va a tener que adaptarse a este nuevo paradigma realizando cambios en el sistema de operación y control, reforzando la infraestructura, etc. y, todo ello, orientado a la digitalización y automatización del sistema.

Este escenario es un caldo de cultivo perfecto para el desarrollo de las redes inteligentes (SG), las cuales integran, de manera eficiente, las acciones de los generadores, consumidores y prosumidores y la generación, distribución y consumo de electricidad. Así, los consumidores se convierten en agentes activos que participan e interactúan con la red eléctrica.

En este contexto, el desarrollo de estrategias de recarga avanzadas de VEs que permitan dar respaldo a red, minimizando el impacto de la recarga, se convierte en una pieza clave para permitir la integración masiva tanto de los VEs como de las FER en el sistema.

En este sentido, una estrategia de recarga controlada puede ayudar a:

- Gestionar los flujos de potencia de manera más eficiente, reduciendo las pérdidas y evitando congestiones, reduciendo los costes de operación y evitando la repotenciación del sistema eléctrico.
- Reducir el flicker y la distorsión armónica total (THD) de la red.
- Suavizar los desequilibrios entre fases.
- Regular la frecuencia y la tensión, mediante el control de la potencia activa y reactiva.
- Mejorar la integración de las FER en el sistema eléctrico, paliando la intermitencia de éstas y actuando de sumidero en los momentos de producción excedente.
- Suavizar las rampas de potencia.
- Garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.
- Reducir la degradación inducida en las baterías como consecuencia de la recarga, alargando la vida útil de las mismas y, como consecuencia, reduciendo el impacto medioambiental.
- Abaratar el precio de la recarga.
- Desarrollar nuevos modelos de negocio.

INTRODUCCIÓN

Sin embargo, la prestación de estos servicios a red puede afectar la vida útil de las baterías y generar un compromiso entre prestar esos servicios o no. Es por ello que se torna necesario que estos algoritmos de recarga contemplen los mecanismos de degradación de las baterías, para así poder realizar esa recarga sin generar perjuicio a ninguna de las partes implicadas.

1.2. Objetivos de la Tesis Doctoral

La finalidad principal de la Tesis Doctoral se basa en el desarrollo de una estrategia óptima de recarga para VEs, que minimice el coste final de la energía consumida, aumente la vida útil de las baterías, dé soporte a la red y favorezca la integración del VE en el sistema eléctrico.

Este propósito puede subdividirse en los siguientes objetivos específicos:

- Desarrollo de una metodología experimental para la caracterización de BIL (Baterías de Ion-Litio).
- Desarrollo de una metodología de modelado eléctrico, térmico y de la degradación por ciclado de BIL.
- Experimentación y desarrollo de un modelo eléctrico, térmico y de la degradación por ciclado de BIL.
- Desarrollo de un algoritmo de recarga controlada, autónoma y de arquitectura no coordinada, considerando el precio de la electricidad y la degradación de las baterías.
- Desarrollo de un algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada, que garantice una recarga óptima de los VEs considerando el precio de la electricidad, la degradación de las baterías y las restricciones de cargabilidad de la red (tanto de las líneas como del transformador).
- Desarrollo de un modelo de red de distribución de baja tensión (BT) en la que evaluar los algoritmos propuestos.
- Evaluación de las estrategias de recarga sobre el modelo de red de BT. Estudio del efecto de la degradación, nivel de penetración y de distintos perfiles de carga base de los elementos de la red.
- Desarrollo de una metodología de eliminación de armónicos, mientras se prestan servicios complementarios a red (respaldo de frecuencia y tensión).

1.3. Estructura de la Tesis Doctoral

La Tesis Doctoral está dividida en 6 capítulos y 4 anexos.

En el primer capítulo se realiza una introducción al tema objeto de investigación y se resalta su importancia en el contexto actual. Asimismo, se muestran los objetivos de la Tesis Doctoral y su estructura.

En el segundo capítulo se realiza la revisión de la literatura existente. Se estudian dos líneas principales, una relativa a las BIL y, otra relativa a la recarga de los VEs y la provisión de servicios auxiliares. En la primera línea, se analiza su funcionamiento,

los motivos y mecanismos de degradación y las distintas técnicas utilizadas para su modelado. En la segunda línea, se analizan los algoritmos de recarga existentes, los modelos de redes en los que poder ensayar los algoritmos y los servicios auxiliares y de flexibilidad de respaldo a red.

En el tercer capítulo, se explica la metodología de modelado de BIL propuesta en esta Tesis Doctoral, se exponen los resultados experimentales y se analizan las conclusiones obtenidas.

En el cuarto capítulo, se presenta el desarrollo de los algoritmos propuestos y los algoritmos con los que se comparan. Así, para la recarga óptima de los VEs se propone un algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada y otro algoritmo de recarga controlada, autónoma y de arquitectura no coordinada, para su comparación. En cuanto a la prestación de servicios a red, se presenta un algoritmo de devolución de energía a red con compensación de armónicos y se presenta el algoritmo tradicional, para su comparación.

En el quinto capítulo, se presentan los casos de estudio, se validan los algoritmos propuestos y se analizan las conclusiones obtenidas.

Por último, en el capítulo sexto se exponen las conclusiones a las que se ha llegado tras el desarrollo de la Tesis Doctoral y se plantean líneas de investigación futuras.

En cuanto a los anexos, en el primero se muestra el setup experimental para los ensayos del modelo de la batería; en el segundo se ahonda en los resultados experimentales de los ensayos de degradación por ciclado; en el tercero se presenta la flota de VEs utilizada para el estudio de la recarga; por último, en el cuarto se muestra el setup experimental para la devolución de energía a red reduciendo el 5º armónico.

CAPÍTULO 2

ESTADO DEL ARTE

2.1. Baterías de ion litio.

2.2. Recarga del VE.

2.3. Servicios auxiliares.

2.4. Conclusiones.

2. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se revisa la literatura actual sobre las BIL, los algoritmos de recarga de VEs y los servicios de respaldo a red. El capítulo está estructurado en tres apartados.

En el primer apartado, se realiza un estudio sobre los desarrollos existentes, relacionados con el funcionamiento de las BIL, su degradación y sobre los avances más recientes en términos de modelos teóricos y técnicas experimentales utilizadas para caracterizar su comportamiento.

En el segundo apartado, se realiza el estado del arte en donde se analizan y clasifican los distintos algoritmos y arquitecturas de recarga de VEs y los modelos de redes.

Por último, se presenta el estado actual de los servicios de respaldo y flexibilidad.

2.1. Baterías de ion litio

El modelado de baterías es esencial para comprender y mejorar su rendimiento, vida útil y seguridad. Permite predecir su comportamiento bajo diferentes condiciones de carga, temperatura y uso, lo que es fundamental para el diseño de sistemas de almacenamiento de energía más eficientes y fiables. Además, facilita la optimización de estrategias de gestión de energía y el desarrollo de tecnologías emergentes, como vehículos eléctricos y almacenamiento de energía renovable, promoviendo así la transición hacia un futuro más sostenible y energéticamente eficiente.

La elección de baterías para distintas aplicaciones se realiza en base al número de ciclos de carga y descarga, tensión de la aplicación, rango de temperatura ambiente y de operación, requerimientos de mantenimiento, precio, etc. Para aplicaciones de movilidad, hace falta que las baterías sean ligeras, con una alta densidad energética, prolongada vida útil, tiempos de carga reducidos, buena eficiencia y fiabilidad.

En este sentido, las baterías de plomo ácido son grandes, pesadas y dependen mucho de las condiciones ambientales como la temperatura. Las de níquel-cadmio, tienen buenas características de potencia, pero muestran problemas con el efecto memoria y de toxicidad. Las de níquel-hidruro metálico, presentan problemas de fugas [6, 7]. En consecuencia, las baterías que se usan en el sector de la movilidad eléctrica son principalmente las baterías de ion-litio (ion-Li) y, por lo tanto, esta Tesis Doctoral se centra en ellas.

2.1.1. FUNCIONAMIENTO Y CLASIFICACIÓN

El litio es liviano y tiene un alto potencial estándar de reducción (-3,05 V a condiciones normales), es decir, tiene una alta tendencia a liberar electrones. Esto hace que las BIL tengan una elevada densidad galvanométrica y volumétrica, por lo que se han posicionado como mejor opción para las aplicaciones de movilidad eléctrica. El litio

tiene un único electrón en su última capa y tiende a perderlo, lo cual hace que sea muy reactivo en su estado puro. Sin embargo, cuando es parte de un óxido metálico, es estable. Valiéndose de ese efecto, las BIL funcionan de la siguiente manera:

- Elementos:
 - En el cátodo se encuentra un óxido metálico de litio, donde el litio es estable. Este óxido metálico suele estar impreso en una placa de aluminio, que actúa como colector de corriente.
 - En el ánodo se tiene un material a base de carbono (por ejemplo, grafito), que no forma parte en la reacción electroquímica, pero sirve para almacenar el litio en su forma inestable. El grafito suele estar impreso en una placa de cobre, que actúa como colector de corriente.
 - Entre el ánodo y el cátodo se encuentra el electrolito, que permite el flujo de los iones de litio, pero no el de los electrones. Además, en el electrolito se encuentra también un separador, responsable de que el ánodo y el cátodo no entren en contacto y se cree un cortocircuito. Debido a su microporosidad, este separador permite el flujo de los iones.
- Funcionamiento:
 - Al aplicar externamente una tensión positiva en el ánodo, los electrones del litio del óxido de litio se sienten atraídos a la placa positiva. Sin embargo, los iones de litio que se forman cuando los electrones se han ido, se sienten atraídos por la placa negativa del cátodo.
 - En consecuencia, los electrones circulan a través del circuito externo hasta el grafito y los iones de litio, atraídos por el ánodo, atraviesan el electrolito y llegan también hasta el grafito. Este es el proceso de carga.
 - Esta situación es inestable, pero como los electrones no pueden pasar a través del electrolito, hasta que no se proporcione un camino externo, la celda no se descarga.
 - Cuando se cierra el circuito, el litio vuelve a buscar su forma estable, es decir, quiere volver al cátodo para formar óxido metálico. En consecuencia, los electrones vuelven al cátodo a través del circuito externo y los iones a través del electrolito. Este es el proceso de descarga.

Durante el primer ciclo de carga, cuando los iones de litio están atravesando el electrolito, estos se cubren con moléculas del solvente del electrolito. Al llegar al grafito, los iones cubiertos en solvente reaccionan con éste creando el interfaz de electrolito sólido (SEI). Esta capa evita que los electrones entren en contacto con el electrolito, evitando así su degradación. Sin embargo, este proceso consume parte del litio, disminuyendo la capacidad efectiva de la celda. Dado que el SEI está compuesto por productos de descomposición del electrolito, se entiende que la composición química y las propiedades de la capa SEI dependen de la superficie del ánodo y de los solventes del electrolito. Puesto que los solventes de carbonato son los más comunes para los sistemas de baterías de ion de litio, existen varios estudios relacionados con las reacciones de reducción y la posterior formación de la capa SEI para solventes, como el carbonato de propileno, el carbonato de dimetilo y el carbonato de dietilo, así como el carbonato de etileno [8-11].

Los electrodos deben tener las siguientes características [8]:

- El material del ánodo debe tener un alto potencial químico de litio y el material del cátodo debe tener un bajo potencial químico de litio, para maximizar la tensión de operación.
- El electrodo debe ser capaz de retener una gran cantidad de iones de litio por unidad de material, para maximizar la capacidad de la celda.
- El material de electrodo debe tener una buena integridad estructural y ser capaz de soportar el cambio de volumen cíclico, durante un gran número de ciclos de carga-descarga, para maximizar la vida útil de la celda.
- El material de electrodo debe tener una buena conductividad iónica y electrónica para minimizar las pérdidas por polarización y maximizar la capacidad de potencia de la celda.
- Las tensiones redox del material de electrodo deben estar dentro de las tensiones de operación estables del electrolito.
- El material de electrodo debe ser económico, respetuoso con el medio ambiente y estable térmica y químicamente, dentro de las condiciones de operación requeridas.

Con respecto al ánodo, el material activo que más se usa hoy en día es a base de carbono, debido a su amplia disponibilidad, excelente conductividad electrónica, bajo coste y disposición jerárquica favorable para la inserción de iones de litio. Sin embargo, también pueden estar fabricados en base a otros materiales como el silicio, el titanio o el germanio [6]. Los ánodos a base de grafito tienen ciertos inconvenientes, como una capacidad de carga reducida, una capacidad específica baja, así como riesgos de seguridad debido a las formaciones dendríticas. Existen dos tipos de materiales carbonosos: carbono grafitico y carbono no grafitico. El carbono grafitico es altamente cristalino, mientras que el carbono no grafitico es amorfo [6]. Este material activo suele estar impreso en una lámina de cobre. El revestimiento del cobre con el material activo ha de ser uniforme y delgado, ya que tiene un impacto severo en la capacidad de carga, la capacidad de la celda y, en general, en el comportamiento de envejecimiento de la celda. Por eso, este paso del proceso de fabricación suele ser confidencial en las empresas que fabrican BIL, ya que el proceso de mezcla y recubrimiento del material activo es un paso crítico para la calidad de las celdas [12].

Las BIL comúnmente se suelen clasificar en función de la química utilizada en la composición del cátodo, es decir, en función del material activo que se usa en el cátodo, siendo los más destacados:

- LCO: Óxido de litio y cobalto/ cobalto de litio (LiCoO_2).
- LMO: Mangano de litio (LiMn_2O_4).
- NMC: Óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (LiNiMnCoO_2).
- LFP: Fosfato de hierro y litio (LiFePO_4).
- NCA: Óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (LiNiCoAlO_2).
- LTO: Titanato de litio (Li_2TiO_3).

Tabla 2-1. Características de las BIL según la composición de su cátodo [13-16].

	Energía específica	Potencia específica	Seguridad	Eficiencia	Vida útil	Coste
LCO	↑↑	↓	↓	↓	↓	↑
LMO	↑	↑	↑	↓	↓	↑
NMC	↑↑	↑	↑	↑	↑	↑
LFP	↓	↑↑	↑↑	↑	↑↑	↑
NCA	↑↑	↑	↓	↑	↑	↓
LTO	↓	↑	↑↑	↑↑	↑↑	↓↓

Los cátodos LCO tienen una estructura pseudo tetraédrica que permite la difusión bidimensional de iones de litio. Como características, se pueden destacar su alta capacidad volumétrica, alta capacidad térmica específica teórica, alta tensión de descarga, baja autodescarga y un adecuado rendimiento cíclico. Sin embargo, debido al coste y toxicidad del cobalto, no se han desarrollado para la movilidad eléctrica.

Los cátodos basados en manganeso desarrollan un sistema de red cristalina cúbica, lo que permite la difusión tridimensional de iones de litio. Además, estos materiales son atractivos porque el manganeso es más barato y menos tóxico en comparación con otros materiales utilizados. Sin embargo, presentan limitaciones ya que el manganeso tiende a disolverse en el electrolito durante el ciclado, lo que resulta en una pobre estabilidad cíclica y capacidad de almacenamiento del cátodo [17].

Las químicas que más se usan para la movilidad eléctrica son las NMC, LFP y NCA [18]. En la Tabla 2-2 pueden verse las ecuaciones estequiométricas para las BIL de cátodo LFP (2-1), NMC (2-2), LMO (2-3) y NCA **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [19].

Tabla 2-2. Reacciones químicas de las BIL según el cátodo.

LFP	Ánodo	$Li_nC_6 \rightleftharpoons Li_0C_6 + nLi^+ + ne^-$	(2-1)
	Cátodo	$Li_{m-n}FePO_4 + nLi^+ + ne^- \rightleftharpoons Li_mFePO_4$	
	Global	$Li_nC_6 + Li_{m-n}FePO_4 \rightleftharpoons Li_0C_6 + Li_mFePO_4$	
NMC	Ánodo	$Li_nC_6 \rightleftharpoons Li_0C_6 + nLi^+ + ne^-$	(2-2)
	Cátodo	$Li_{m-n}(Ni_xMn_yCo_z)O_2 + nLi^+ + ne^- \rightleftharpoons Li_m(Ni_xMn_yCo_z)O_2$	
	Global	$Li_nC_6 + Li_{m-n}(Ni_xMn_yCo_z)O_2 \rightleftharpoons Li_0C_6 + Li_m(Ni_xMn_yCo_z)O_2$	
LMO	Ánodo	$Li_nC_6 \rightleftharpoons Li_0C_6 + nLi^+ + ne^-$	(2-3)
	Cátodo	$Li_{m-n}Mn_2O_4 + nLi^+ + ne^- \rightleftharpoons Li_mMn_2O_4$	
	Global	$Li_nC_6 + Li_{m-n}Mn_2O_4 \rightleftharpoons Li_0C_6 + Li_mMn_2O_4$	

NCA	Ánodo	$Li_nC_6 \rightleftharpoons Li_0C_6 + nLi^+ + ne^-$	(2-4)
	Cátodo	$Li_{m-n}(Ni_xCo_yAl_z)O_2 + nLi^+ + ne^-$ $\rightleftharpoons Li_m(Ni_xCo_yAl_z)O_2$	
	Global	$Li_nC_6 + Li_{m-n}(Ni_xCo_yAl_z)O_2$ $\rightleftharpoons Li_0C_6 + Li_m(Ni_xCo_yAl_z)O_2$	

Además, el electrolito, debe tener las siguientes características [8]:

- Tener una buena conductividad iónica y aislamiento electrónico, para mejorar el transporte de iones y minimizar la autodescarga.
- Ser electroquímicamente inerte con la superficie del electrodo oxidante o reductor, en el rango de tensión de funcionamiento de la celda.
- No reaccionar con los otros componentes de la batería, por ejemplo, el colector de corriente y el separador.
- Ser respetuoso con el medio ambiente.

El electrolito típicamente está constituido por uno o más solventes líquidos, junto con sales de litio. La sal más común utilizada para el electrolito es el hexafluorofosfato de litio (LiPF₆). Los electrolitos más utilizados en las baterías de iones de litio son no acuosos. En ese sentido, se suele utilizar una combinación de solventes carbonatos lineales y cíclicos, por ejemplo, carbonato de etileno y carbonato de dimetilo, ya que, esta mezcla ofrece una baja viscosidad, alta conductividad iónica y capacidad de formación de SEI.

En cuanto al separador, es una membrana porosa que se coloca entre el ánodo y el cátodo para que no entren en contacto físico. Debe tener las siguientes cualidades [8]:

- Buen aislamiento electrónico.
- Resistencia mínima en el transporte de iones y alta capacidad de absorción y retención de electrolitos.
- Bajo valor Gurley (permeabilidad al aire), lo que implica baja resistencia eléctrica y alta porosidad.
- Estabilidad dimensional y mecánica adecuada, así como una resistencia física adecuada, incluida la resistencia a la perforación, la resistencia a la penetración de la mezcla y la resistencia a la tracción.
- Uniformidad en el grosor.
- Estabilidad química y resistencia contra la degradación, causada por reactivos de electrodo, electrolito e impurezas.
- Estabilidad térmica.
- Facilidad y rapidez de mojado por electrolitos típicos.
- Alta capacidad para evitar la migración de especies solubles o partículas entre el cátodo y el ánodo.

Los separadores más utilizados son los de poliolefinas microporosas. Pueden fabricarse en forma de una sola capa de polipropileno, una sola capa de polietileno, o laminados de ambos.

2.1.2. MECANISMOS DE DEGRADACIÓN

Dependiendo de la aplicación en la que se quieran usar los modelos de las baterías, es necesario considerar en dicho modelo la degradación, puesto que ésta depende del uso que se les dé.

En la Figura 2-1 se puede apreciar un esquema de los principales mecanismos que afectan a la degradación de las BIL. Se pueden identificar dos mecanismos principales de degradación: químicos y mecánicos.

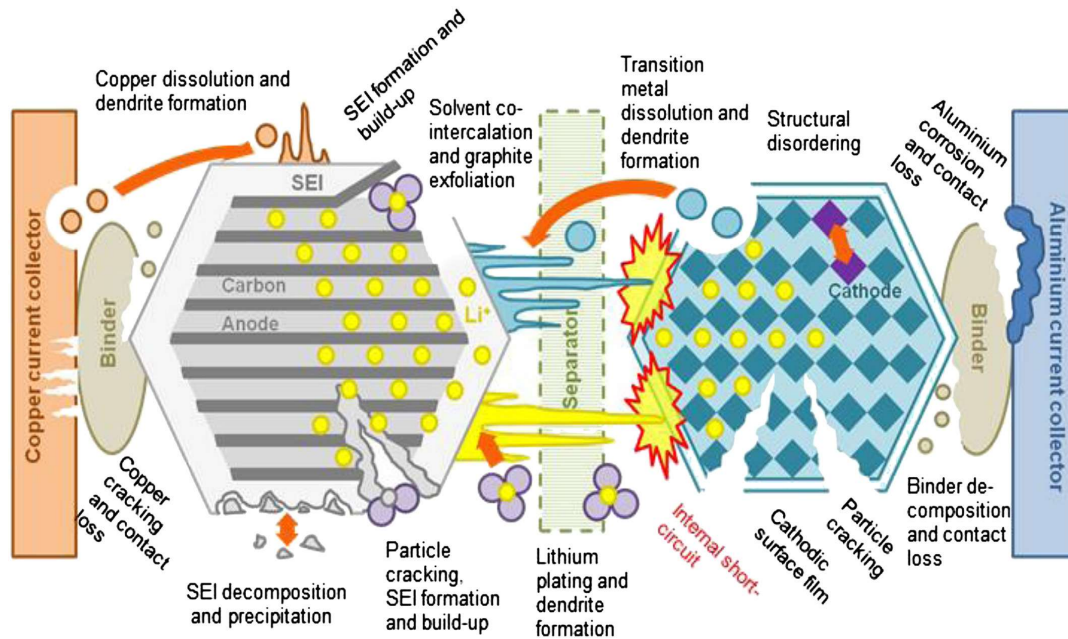


Figura 2-1. Esquema de los mecanismos de degradación de las BIL [12].

En lo referente a los aspectos químicos, se encuentran, entre otras [20-22]:

- La aparición del SEI, que disminuye la capacidad a través de la disminución de la cantidad de litio disponible, y aumenta la impedancia.
- La pérdida de litio (LLI) por las reacciones colaterales.
- La disolución y pasivación del material activo, produciéndose la pérdida del material activo (LAM).
- La reducción y descomposición del electrolito (en el ánodo a través del litiado mientras la batería está descargada, y en el cátodo, a través del delitiado mientras la batería está cargada).
- La exfoliación del grafito.

En lo que a los aspectos mecánicos se refiere, la degradación está asociada mayormente a los cambios de volumen no homogéneos que se producen en las celdas. Estos cambios producen estrés en el material activo, tanto del ánodo como del cátodo, lo cual hace que no interaccionen como deberían, ya que pueden producirse grietas que hacen que se pierda el contacto con los colectores. De hecho, este estrés genera cambios en los poros del separador que reduce la movilidad de los iones de litio [23].

Esta degradación se da en los distintos componentes de la celda. A continuación, se expone una muestra de los procesos más relevantes en ánodo y cátodo:

Como parte de la degradación del ánodo, se encuentra:

- La formación de la capa SEI, que nunca para de formarse y va consumiendo el litio y el electrolito disponible. La tasa de crecimiento de la capa SEI está limitada por la cinética de la reacción de descomposición o la difusión de las moléculas del solvente a través de la capa SEI. En general, el crecimiento de la capa SEI se acelera a temperaturas elevadas y a potenciales bajos del ánodo. Aunque el SEI puede formarse tanto en el ánodo como en el cátodo, es más prominente en la superficie del ánodo. Esto es debido a los bajos potenciales alcanzados durante la carga de la celda, que están más allá de la ventana de estabilidad electroquímica de la mayoría de los solventes de electrolitos. La formación y crecimiento de la capa SEI se considera generalmente como la razón principal detrás de la degradación del rendimiento de la celda de ion de litio, al causar la pérdida de capacidad y el aumento de la resistencia interna [24-28].
- El revestimiento de litio o lithium plating (que el litio se deposite como metal en la superficie del ánodo en vez de intercalarse) aparte de consumir litio, hace que se creen formaciones dendríticas que pueden llegar a perforar el separador y crear un cortocircuito [29, 30]. El revestimiento de litio en el caso de los electrodos carbonosos se produce cuando la velocidad de intercalación de los iones de litio en el electrodo carbonoso es demasiado lenta y/o el transporte de los iones de litio a la superficie del electrodo es muy alto. A temperaturas más bajas que la temperatura ambiente, la difusión de los iones de litio en el electrodo carbonoso es lenta, lo que requiere una sobretensión más alta para mantener la corriente neta dada, y así causar el revestimiento de litio en la superficie [31].
- La dilatación provoca que las estructuras de grafito del ánodo se resquebrajen y que se dificulte el contacto entre las partículas de carbono, el carbono y el colector de cobre, el carbono y el binder y el binder y el colector, haciendo que la impedancia aumente [32].

Como parte de la degradación del cátodo:

- Cabe destacar que los cambios estructurales debidos a las variaciones de volumen afectan más al rendimiento del cátodo que al rendimiento del ánodo. Es decir, el cambio de volumen en la estructura cristalina conduce a cambios estructurales en el ánodo y el cátodo. Este cambio estructural afecta más al rendimiento del cátodo que al del ánodo común de tipo carbonoso. Los cambios estructurales pueden inducir tensiones y deformaciones mecánicas en las nanopartículas del material activo del cátodo [32].
- Otro problema es la disolución del material activo del cátodo, especialmente en los cátodos de manganeso, donde éste se disuelve en el electrolito acelerando la muerte por capacidad. Pero lo que más afecta a la degradación del cátodo es el aislamiento de su material activo. Éste viene dado por la aparición de grietas, fragmentación del material activo y el desprendimiento del binder (sustancia que permite la cohesión del material activo), que vienen dadas por el cambio de fase que sufre parte del óxido metálico del cátodo, durante el litiado y delitiado [33].

ESTADO DEL ARTE

Las partes inactivas de las celdas como el separador, los binders, etc., también se degradan [34, 35]:

- Los binders se degradan con temperaturas o tensiones altas.
- Los colectores de corriente pueden corroerse si entran en contacto con el electrolito, lo que reduce su conductividad y conduce a una disminución de la potencia.
- El colector de corriente del ánodo también puede disolverse ante sobredescargas, dejando partículas de cobre que pueden formar dendritas y agujerear el separador.
- El colector del cátodo es vulnerable a las sobretensiones, lo que corroe el aluminio y aumenta la impedancia.
- La degradación del separador suele ser la responsable de la muerte por potencia, causando rupturas mecánicas del mismo, derretimiento por altas temperaturas o por la aparición de formaciones dendríticas que lo perforan. Esta última es la más común. Estas formaciones dendríticas se forman debido al revestimiento de litio, la disolución de metales de transición o la disolución de cobre del colector de corriente que, a su vez, depende mayormente del número de ciclos y se agrava con altas temperaturas.

La temperatura también tiene un efecto muy importante en la degradación de las BIL. Como rango de funcionamiento, se tiene la temperatura entre 20°C y 60-70°C [36, 37]. Como rango de carga, se tienen temperaturas entre 15°C – 50°C [38]. Por encima de esas temperaturas, el electrolito comienza a evaporarse, lo cual provoca un aumento de presión en el interior de la batería, conduciendo a fallo mecánico.

El estado de carga es también un factor clave en la degradación. La sobrecarga sobrecalienta las celdas, con todos los efectos que ello conlleva. La sobredescarga hace que se pierda capacidad, provocando cambios en la estabilidad de los materiales, lo que puede inducir problemas de seguridad [22, 39].

Las corrientes altas durante la carga y descarga pueden acelerar la degradación de la celda debido a una distribución no uniforme de corriente, temperatura y esfuerzo del material, donde la intercalación y la velocidad de difusión de iones de litio son los factores limitantes. Estas condiciones desigualmente distribuidas pueden provocar un envejecimiento desigual, incluida la deposición de litio metálico y el crecimiento de la SEI en ciertas partes de los electrodos. Altas corrientes implican que hay menos tiempo para la transferencia de iones de litio. En consecuencia, los iones no se desintercalan completamente, lo que resulta en una disminución de la capacidad y la formación de dendritas de litio. Tasas de corriente más altas también conducen a una temperatura interna más alta, lo que fomenta reacciones secundarias que aumentan la pérdida de material activo [22, 40].

2.1.3. MODELOS DE BIL

Los modelos de las BIL juegan un papel importante no sólo en los procesos de diseño y desarrollo de esta tecnología, sino también en la correcta gestión de los sistemas que

las integran [41]. En este contexto, la obtención de modelos fiables, robustos, precisos y que requieran de un bajo coste computacional, no sólo facilitará el desarrollo de la siguiente generación de baterías avanzadas, como las de litio-aire, las baterías de flujo o las de estado sólido, sino que también posibilita la gestión óptima de las tecnologías existentes hoy en día. En este sentido, una gestión adecuada de las mismas implica una extensión de la vida útil, una reducción de costes y una huella medioambiental menor, lo cual promocionaría la utilización de las BIL [42]. En el ámbito del VE, son una pieza clave a la hora de diseñar estrategias óptimas de recarga, estrategias de vehículo a red (V2G), así como para estimar la vida útil restante (RUL) de las baterías y poder escoger aplicaciones para una segunda vida o para diseñar sistemas híbridos, en los cuales haga falta una gestión eficiente de los flujos de potencia, tanto eléctrica como térmica.

A la hora de clasificar los modelos de baterías, existen tres tipos principales de modelos de baterías: electroquímicos, matemáticos y de circuito eléctrico equivalente. El desarrollo de estos modelos puede llevarse a cabo utilizando dos enfoques distintos. El primero es un enfoque basado en modelo, que pretende ajustar los parámetros de las fórmulas que reflejan el comportamiento de las BIL [43]. El segundo enfoque está basado en datos [44].

A continuación se explican los tres tipos principales de modelos:

- Los modelos electroquímicos están basados en ecuaciones diferenciales parciales (EDP) y en ecuaciones diferenciales algebraicas, que pueden describir con alta precisión los fenómenos fisicoquímicos que ocurren en las celdas, como el transporte de masa, de cargas, el incremento de temperatura, etc. Se suelen emplear en el diseño de baterías. Sin embargo, son muy lentos y requieren de mucha carga computacional. Esto los hace inviables para su gestión en aplicaciones que requieran un tiempo de ejecución rápido, como son las aplicaciones de optimización [45-47]. Los más comunes son los modelos pseudo bidimensionales, a los cuales todavía les falta camino para poder ajustar de manera precisa los coeficientes [48] y los modelos electroquímicos simplificados, los cuales todavía no son muy exactos [49].
Los modelos electroquímicos basados en modelos pseudo bidimensionales [48, 50], aunque precisos, son difíciles de ejecutar debido a las EDP no lineales. Para acelerar los tiempos de ejecución, se están desarrollando modelos de orden fraccionario [51], pero siguen siendo lentos.
- Los modelos matemáticos se componen de funciones matemáticas, basadas en datos experimentales que relacionan y estiman las distintas variables como la corriente, el estado de carga (SoC), la tensión, la temperatura, el envejecimiento, etc. Suelen usarse para predecir la degradación de las celdas y/o baterías, la vida útil restante, el estado de salud (SoH), etc. Sin embargo, debido a su arquitectura, no son capaces de predecir la dinámica de las celdas [52].
- Los modelos basados en circuitos eléctricos equivalentes determinan el comportamiento y las propiedades de las BIL en base a los parámetros de los componentes del circuito. Se pueden obtener modelos más precisos aumentando la cantidad de componentes del circuito equivalente. Por ejemplo, añadir más impedancias ZARC (para emular las dinámicas relacionadas a la interfase sólida

del electrolito, los procesos de transferencia de cargas o los procesos de doble capa), la impedancia Warburg (para los procesos de dinámica lenta, como la difusión), etc. [53, 54]. Suelen utilizarse para emular rápidamente el comportamiento de las celdas, a unas determinadas condiciones [15]. Son bastante precisos y no requieren de mucha carga computacional. Sin embargo, requieren de muchos datos experimentales para ajustar los parámetros [55].

Con respecto a los enfoques, el basado en modelos no es muy común. Como ejemplo de estos algoritmos se encuentran los filtros Kalman [56] o los algoritmos de mínimos cuadrados recursivos [57]. Por el contrario, el enfoque más utilizado es el enfoque basado en datos. Como ejemplo de estos algoritmos se tienen:

- Algoritmos basados en regresiones e interpolaciones [58, 59]. Estos modelos presentan un buen comportamiento ante el ruido inherente a los datos experimentales, a la vez que son muy precisos. Además, permiten abstraerse de los mecanismos fisicoquímicos que suceden en las celdas durante la carga, descarga y el reposo, siempre que se obtengan datos que estén altamente relacionados con los resultados. Sin embargo, no suelen ser adecuados para su utilización en aplicaciones que requieran de un tiempo de ejecución reducido, puesto que las operaciones de interpolación requieren de mucha carga computacional.
- Algoritmos basados en aprendizaje de máquinas (ML) [60-62]. Estos modelos se construyen mediante el aprendizaje supervisado a través del mapeado de los datos de entrada y los datos de salida. Ejemplo de esos algoritmos son los procesos gaussianos, las redes neuronales, máquinas de vector de soporte, etc. [63]. Estos algoritmos tienen como desventaja la necesidad de disponer de una cantidad elevada de datos experimentales, con el tiempo y el coste que ello conlleva. Además, los datos experimentales suelen tener bastante ruido, lo que dificulta el entrenamiento de los algoritmos de ML [64]. Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, pese a que estos algoritmos tengan buenas respuestas sobre los datos de su conjunto de datos para el tratamiento, al tener una gran dependencia de estos, no siempre son extrapolables al mundo real en donde las condiciones de trabajo son nuevas para estos algoritmos [42].
- Algoritmos de aprendizaje semi-supervisados [65] y algoritmos de autoaprendizaje basados en aprendizaje profundo (DL) [66-69]. Están empezando a ganar importancia debido a su potencial. Sin embargo, todavía están poco desarrollados, puesto que hace falta que un gran número de VEs disponga de tecnología de recogida masiva de datos y capacidad de procesamiento de todos esos datos, para actualizar el modelo inicial basado en ensayos experimentales que haya habido que realizar anteriormente.

En la Figura 2-2 se puede observar la metodología para la adquisición de un modelo de batería basado en ML (a), la metodología para la adquisición de un modelo de batería basado en DL (b), ejemplo de aplicación del modelo para la estimación del SoH y del RUL (c) y ejemplo de aplicación del modelo en un algoritmo de optimización (d).

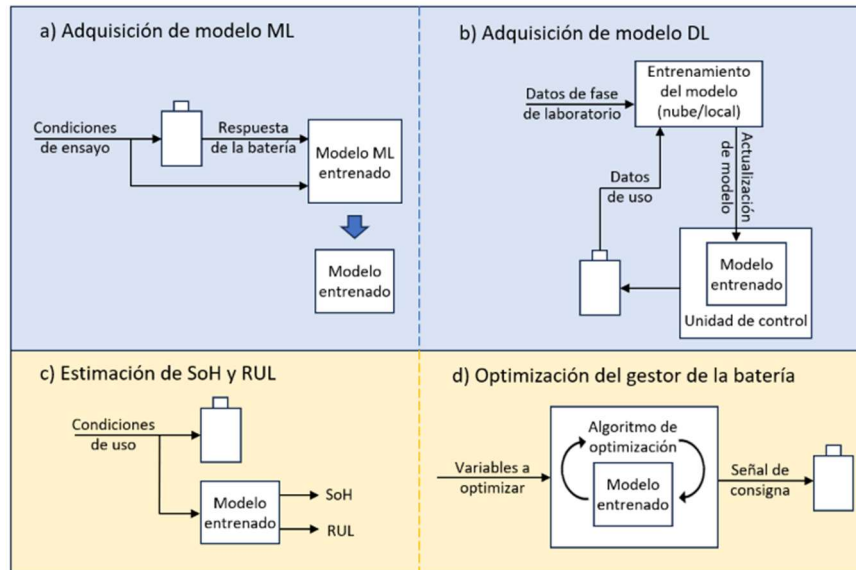


Figura 2-2. Ejemplos de adquisición de modelos y sus aplicaciones.

En el enfoque basado en datos, generalmente los datos provienen de una etapa experimental de laboratorio. Sin embargo, hay estudios que, para evitar la etapa de laboratorio y la necesidad de adquirir maquinaria costosa, utilizan directamente mediciones de campo [70]. No obstante, esta práctica aumenta considerablemente el número de datos a tratar.

2.2. Recarga del VE

En este apartado se analiza el estado del arte de la recarga del VE, incluyendo la clasificación de las estrategias de recarga y la obtención de perfiles de recarga de VEs, así como de los modelos de las redes eléctricas para la validación de estrategias de recarga de VEs.

2.2.1. ALGORITMOS DE RECARGA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Aunque existan estándares y modos de recarga [71-73], en la actualidad, los puntos de recarga de los VEs son, mayormente, elementos pasivos con un funcionamiento establecido que no tiene en cuenta los demás elementos de la red. Así, los postes actuales no disponen de la información de la topología de la red, el número de postes conectados al sistema y el consumo de estos, la generación distribuida renovable, los sistemas de almacenamiento, etc.

En un futuro cercano, se prevé un gran despliegue de puntos de recarga, por lo que, para evitar afecciones a la red, estos puntos de recarga se tendrán que gestionar como elementos activos del sistema.

No hay en la literatura actual un consenso sobre la clasificación y nomenclatura de las estrategias de recarga de VEs. Distintos autores denominan de distinta forma a mismas

estrategias y, viceversa, llaman del mismo modo a estrategias totalmente distintas. Por ello, se ha decidido crear una clasificación propia de las estrategias de recarga. Este documento se regirá por la nomenclatura que se ha determinado en este apartado.

Así, las estrategias de recarga de VEs se han clasificado en dos grandes grupos, por un lado, los algoritmos unidireccionales/bidireccionales y, por el otro, los algoritmos de recarga controlada/no controlada. A su vez, dentro de las estrategias de carga controlada, existen los algoritmos de decisión autónoma y colaborativa, tal y como se aprecia en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3. Clasificación de las estrategias de recarga.

			Tipos de recarga	
			Unidireccional	Bidireccional
Tipos de recarga	No controlada		Arquitectura descoordinada	
	Controlada	Algoritmos autónomos	Arquitectura descoordinada	
		Algoritmos colaborativos	Arquitectura centralizada	
			Arquitectura distribuida	
Arquitectura híbrida				

*Nota: no se puede tener una recarga no controlada y bidireccional.

2.2.1.1. Arquitecturas de control

Antes de empezar a hablar sobre los tipos de recarga existentes, es necesario entender las diferentes arquitecturas de control, las cuales se definen a continuación.

- **Arquitectura descoordinada:** No existe comunicación bidireccional entre los distintos puntos de recarga del sistema. Por ello, no hay ninguna estrategia conjunta bien sea para minimizar el coste de la recarga, bien para dar soporte a la red eléctrica (en los casos de recarga bidireccional). No obstante, sí que puede existir una comunicación unidireccional, por ejemplo, con el operador del sistema o la comercializadora eléctrica. Cada dispositivo de recarga actúa según su algoritmo propio [74].
- **Arquitectura centralizada:** Los dispositivos de recarga se comunican con un coordinador central. Éste, con toda la información de las necesidades de carga de cada punto de recarga (PR), precios de la energía eléctrica, el estado de la red en cada punto del sistema (en los casos de recarga bidireccional), etc., decide la consigna de cada PR. Esta decisión la puede basar en el objetivo de minimizar el coste de la recarga, minimizar las pérdidas del sistema, evitar congestiones de la red, proporcionar servicios auxiliares, etc. El coordinador central puede ser tanto el operador del sistema de transmisión (OST), como el OSD o un Agregador (quien media entre los puntos de recarga y el OSD/OST), así como de varias entidades a la vez, llamado este último multiagente. Suelen tener estructuras y tomas de decisiones jerárquicas [75, 76].

- **Arquitectura distribuida:** Cada PR tiene capacidad de comunicarse con el resto de los elementos del sistema. De este modo, los puntos de recarga generan la consigna de carga y/o descarga (en el caso de recarga bidireccional) teniendo en cuenta no sólo la información propia (necesidades de recarga del propio PR, estado de la red eléctrica local, precios de la energía eléctrica, etc.), sino que también la externa (necesidades de recarga de otros puntos de recarga, estado de la red eléctrica en otros puntos de recarga, etc.), coordinándose con el resto de los agentes participantes para satisfacer los intereses comunes [77].
- **Arquitectura híbrida:** Es una hibridación entre la arquitectura centralizada y distribuida. En este sentido, se define un conjunto de puntos de recarga como una zona, en la cual habrá una arquitectura centralizada, pudiéndose coordinar con varias zonas que presenten la misma arquitectura, dando lugar a una arquitectura distribuida en el nivel superior, para satisfacer intereses comunes a todas las zonas [78].

2.2.1.2. Tipos de recarga: unidireccionales/bidireccionales

La clasificación de los tipos de recarga unidireccionales/bidireccionales hace referencia al sentido del flujo de la energía.

A) Recarga unidireccional. En este tipo de recargas, el sentido del flujo es único, fluyendo la energía de la red eléctrica al PR. En las estrategias unidireccionales controladas, al no poderse actuar directamente sobre la red eléctrica, se utilizan métodos indirectos para conseguir los objetivos deseados, como por ejemplo las siguientes estrategias:

- *Demand response/demande side management* [79] (*load shifting, peak shaving y valley filling*) para evitar congestiones en la red, entre otros.
- *RES power matching/smoothing*, para facilitar la integración de las FER (permitiendo, entre otros, mitigar la intermitencia de las FER).
- *Voltage based droop control y frequency based droop control* para evitar los desvíos de tensión y frecuencia [80]. Estas estrategias se centran en gestionar la potencia activa consumida, con objeto de controlar la tensión y/o frecuencia, siendo más adecuadas para redes de baja tensión o con ratios X/R bajos [81].
- Controlar el tiempo en el que se recarga (*Plug&charge, cheapest, cheapest starting, low cost, as last as possible*, etc. [82]) y la potencia con la que ésta se realiza, para minimizar el precio de la misma (pudiendo considerar, entre otros, la degradación inducida en las baterías) [83].

B) Recarga bidireccional. En la recarga bidireccional, la energía puede fluir tanto de la red eléctrica al PR, como del PR a otro sistema, bien sea la red (V2G), un edificio (V2B) o una vivienda (V2H). A continuación, se describen estas 3 modalidades de recarga bidireccional.

- **V2G:** Los servicios V2G permiten no sólo cargar el vehículo, sino también devolver energía a la red para prestar servicios auxiliares cuando ésta los necesita. Se entiende que por los servicios prestados el usuario final ha de ser remunerado, lo que da pie a nuevos modelos de mercado y a incentivar la compra de VEs [84]. Tiene una operación complicada, al igual que complica la predicción de la demanda del VE o PR.

- **V2B:** Este concepto suele ir aplicado a la generación distribuida, mayormente a paliar la intermitencia de las FER y como modo de allanar los picos en la demanda de un edificio (*peak shaving*). De este modo, se consigue una gestión optimizada de los flujos de energía y de sus precios mediante una flota de VEs. Del mismo modo, puede actuar como un sistema de alimentación ininterrumpido (SAI). En esta modalidad, el VE o flota de VEs tiene una fácil predicción de la demanda y presenta un bajo coste de inversión. Se puede aplicar en centros comerciales, centros de formación, oficinas, etc. [85-87]
- **V2H:** Parecido a V2B, pero en una menor escala, aplicado a nivel doméstico [88, 89].

Cabe destacar que, tanto para las estrategias unidireccionales como bidireccionales, el considerar la degradación inducida de las baterías es un factor determinante [90-92]. En este contexto, es importante la química en las que se basen las celdas de ion-Li. De acuerdo con [93], las celdas de química NMC + LMO se degradan hasta dos veces más rápido (según qué servicios se presten) que las de química LFP, pese a que estas últimas tengan peor rendimiento energético.

2.2.1.3. Tipos de recarga: controladas/no controladas

Asimismo, y según el control de la recarga, éstas se pueden clasificar en no controladas y controladas.

A) No controladas. Las recargas no controladas, o también conocidas como *Plug & Charge*, son un tipo de carga unidireccional en la que el VE o conjunto de VEs se recarga desde que se conecta a la red hasta que se carga por completo o se desenchufa. Aunque sea la más común, ya que es la más fácil de implementar debido a que no hace falta ninguna infraestructura adicional, no se tiene en cuenta ni el estado de la red, ni el precio de la energía, ni ningún otro factor a la hora de proceder con la recarga, lo que puede provocar múltiples desventajas [94-99]:

- Aumento notorio de la corriente transmitida por la red y sus correspondientes pérdidas.
- Congestionamientos en distintos puntos de la red eléctrica.
- Aumento de la carga en horas pico.
- Disminución de la vida útil de los transformadores.
- Necesidad de aumentar la ampacidad y, por consecuencia, la inversión a realizar.
- Las recargas monofásicas pueden crear desequilibrios de corrientes entre fases y, por consiguiente, de tensiones.
- Distorsión armónica y un consiguiente aumento del THD.
- Las cargas rápidas pueden generar inestabilidad en el sistema eléctrico, comprometiendo la seguridad y fiabilidad del mismo.
- Degradación prematura de las baterías.
- Aumento del precio de la recarga.

B) Controladas. La recarga controlada es aquella que tiene en cuenta diversos factores (precio de la electricidad, estado de la red eléctrica, estado de salud y de carga de las baterías, necesidades de uso del usuario, etc.) para decidir cómo se va a efectuar la recarga (a qué potencia, cuándo empezar/finalizar, si hay que proveer de servicios

auxiliares y cómo, etc.). De este modo, puede optimizar los valores de la consigna de recarga para conseguir el objetivo técnico y/o económico deseado. Aunque sea más difícil y costoso de implementar debido a la infraestructura necesaria, entre sus ventajas se encuentra [100-105]:

- Mejorar la gestión de los flujos de potencia y, en consecuencia, disminución de las pérdidas.
- Mejorar la integración de las FER actuando de sumidero en picos de producción y paliando la intermitencia de las mismas.
- Suavizar el flicker.
- Regular las desviaciones de tensión y frecuencia mediante la regulación de la potencia activa y reactiva (esta última requiriendo de infraestructura adecuada).
- Mejorar el THD de la red usando los cargadores de los VEs como canceladores de armónicos, filtros activos, etc.
- Evitar desequilibrios entre fases.
- Evitar la repotenciación de la red eléctrica.
- Suavizar las rampas de potencia.
- Garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.
- Desarrollar nuevos modelos de negocios.
- Reducir los costes de operación del sistema.
- Abaratar el precio de la recarga.

Dentro de las recargas controladas, dependiendo de si los puntos de recarga trabajan individual o colectivamente, se puede hacer otra distinción entre los algoritmos: los autónomos y los colaborativos. Estos, a su vez, podrán desarrollarse considerando un tipo de recarga unidireccional y/o bidireccional.

- **Algoritmos autónomos:** Los algoritmos autónomos son aquellos algoritmos que, para determinar el funcionamiento del PR que controlan, no consideran el funcionamiento conjunto con otros puntos de recarga, por lo que tienen una arquitectura descoordinada. De este grupo se puede destacar el control droop (tanto de frecuencia, como de tensión). Por ejemplo, en el caso de un algoritmo autónomo bidireccional, si el dispositivo de recarga detecta que la frecuencia en el punto de conexión está disminuyendo y, las necesidades del PR (hora a la que las baterías tienen que estar cargadas hasta un cierto nivel, degradación, etc.) lo permiten, inyectaría potencia activa a la red para tratar de ajustar el desvío de frecuencia. Cabe mencionar que, en esta categoría también tienen cabida aquellos algoritmos que consideran la participación de Agregadores que, con la información del estado de la red, la de los precios de la electricidad y la de las necesidades de recarga, entre otras, de manera local y descoordinadamente (no considerando las necesidades de otros puntos de recarga) diseñan los perfiles de recarga de los vehículos que están bajo su control.
- **Algoritmos colaborativos:** Por otro lado, están los algoritmos colaborativos en los que, tal y como indica su nombre, existe una comunicación y una coordinación entre los distintos puntos de recarga. Trabajan en conjunto para lograr unos objetivos comunes, ya sean técnicos, económicos o ambos. Se destacan tres tipos de arquitecturas entre los algoritmos colaborativos, dependiendo del tipo de relación que haya entre los puntos de recarga: la arquitectura centralizada, distribuida e híbrida.

Respecto a los distribuidos, se puede decir que son multiagentes, ya que hay más de un participante. Analizando los algoritmos colaborativos de arquitectura centralizada, se pueden identificar tres grandes familias, dependiendo de dónde se encuentre la inteligencia:

- **Basado en Agregador:** El Agregador es una entidad que puede controlar la recarga de uno o varios puntos de recarga. Se comunica con los usuarios finales (necesidades de recarga), con el operador del sistema (requisitos técnicos de la red) y con el mercado energético (precios de la energía). De esta forma puede generar la consigna óptima de recarga, en aras de obtener un beneficio económico, tanto para él mismo, como para los usuarios finales, bien satisfaciendo las necesidades de los usuarios finales, bien los requisitos técnicos del sistema eléctrico, o ambos. Es decir, el Agregador actúa de mediador entre los usuarios conectados aguas abajo del PR, el operador del sistema y el mercado eléctrico (si aplica). Hay que mencionar que el Agregador no es una entidad exclusiva de los algoritmos colaborativos/centralizados [106].
- **Basado en el operador del sistema:** Parecido al basado en Agregador, pero es el operador del sistema eléctrico quien busca la minimización del precio de la recarga, priorizando siempre la estabilidad del sistema y la reducción de pérdidas del mismo. Es decir, antepone siempre el plano técnico al económico [107].
- **Basado en multiagente:** El control en este caso no se lleva a cabo en una única entidad, sino en múltiples. Suele estar organizado en capas en las que se encuentran los distintos agentes y cada uno de los agentes se centra en optimizar un objetivo en particular. Por ejemplo, uno de ellos (normalmente el Agregador) se centra en la optimización del precio de la recarga y el otro (normalmente el operador del sistema) en la seguridad, fiabilidad y eficiencia del sistema. Hace falta una buena infraestructura de comunicación, por lo que suele ser apropiado en redes inteligentes [108]. La estructura multiagente no es exclusiva de los algoritmos colaborativos centralizados.

2.2.1.4. Algoritmos de optimización

Al diseñar un algoritmo de recarga de VEs se suelen tener distintos factores en cuenta, tales como el SoC, la degradación, el coste de la energía, la congestión de las redes de distribución, etc. y todos ellos están interrelacionados. Para obtener la consigna de recarga, es necesario obtener los valores más adecuados de dichos factores, minimizando/maximizando para ello una función objetivo mediante un algoritmo de optimización. Por ejemplo, una estrategia de optimización puede buscar minimizar el precio del coste de la recarga, teniendo como restricción un mínimo estado del SoC al finalizar la recarga, respetando los límites de tensión y potencia de la red.

Estos factores y objetivos a minimizar corresponden a sistemas no lineales, llenos de incertidumbres y limitados por restricciones. Adicionalmente, la dinámica y la naturaleza impredecible de los VEs incrementan la complejidad del sistema, por lo que, a mayor número de VEs, mayor número de variables no lineales y mayor complejidad.

Debido a esta complejidad, se generan compromisos de recarga entre las distintas unidades y, para determinar el programa de despacho óptimo, normalmente se aplican varios enfoques de optimización a estos problemas de compromiso como algoritmos genéticos, optimización por enjambre de partículas, etc.

Entre los objetivos más comunes a optimizar se encuentran la minimización de las pérdidas, del coste de la recarga, de la degradación de las baterías, de las emisiones, la maximización de las ganancias, de la eficiencia, de la fiabilidad del sistema, la localización de los puntos de recarga, etc. Por otro lado, entre las restricciones más comunes se encuentran: la disponibilidad del VE según hábitos de conducción, ratio de carga/descarga del VE, el SoC de la batería, decisiones del propietario/Agregador del VE, precio de la electricidad, estabilidad del sistema eléctrico, la potencia máxima permitida en el sistema, la capacidad de carga de las baterías, etc. Para ello, los algoritmos suelen tener las siguientes entradas: requisitos de carga de los VEs, hora de llegada y salida de los VEs, precios de la electricidad, estado del sistema eléctrico (frecuencia y tensión en distintos puntos, porcentaje de carga de las líneas eléctricas, etc.) [109, 110].

Los modelos deterministas asumen predicciones precisas, aunque para representar la incertidumbre, pueden usarse también métodos estocásticos de optimización para simular diversos escenarios, aunque esto requiere de una mayor carga computacional. Del mismo modo, se puede implementar también una optimización en tiempo real para eliminar los errores de las predicciones, pero esto puede resultar en una barrera computacional para grandes flotas de VEs. Para evitar esa barrera en la optimización en tiempo real, es posible utilizar técnicas heurísticas (teoría de juegos, por ejemplo) ya que son más fáciles de implementar y requieren de menos datos y de menos comunicación [111].

Entre los algoritmos más utilizados se encuentran [112, 113]:

- Linear Programming.
- Mixed-Integer Linear Programming (MILP).
- Convex Programming.
- Nonlinear Programming.
- Quadratic Programming.
- Dynamic Programming.
- Stochastic Programming.
- Robust Optimization.
- Heuristic techniques.
- Mathematical optimization techniques.
- Metaheuristics/computational intelligence techniques.
- Fuzzy logic.
- Genetic Algorithm.
- Imperialist Competitive Algorithm.
- Particle Swarm Optimization.
- Ant Colony Optimization.
- Rule Based Methods.

ESTADO DEL ARTE

En la referencia [114] se presenta una revisión de 32 trabajos de investigación sobre los objetivos de optimización y los métodos de optimizar la carga y la descarga. En la tabla 17 de la referencia [115] se muestra un estudio bibliográfico de las 20 publicaciones más citadas sobre problemas de optimización de la carga y descarga de vehículos eléctricos.

En los algoritmos de recarga distribuida, uno de los métodos más empleados para la optimización es el Método de los multiplicadores de sentido alterno (ADMM), con variables separadas y restricciones acopladas, descomponiendo el sistema en subproblemas a optimizar. Se realiza del siguiente modo:

La forma general de la optimización distribuida es (2-5) [116]:

$$\min f(x_1) + g(x_2), x_1 \in C_1, x_2 \in C_2 \quad (2-5)$$

Donde $f(x_1)$ y $g(x_2)$ son subsistemas con x_1 y x_2 como variables condicionalmente separables.

Este enunciado se puede dividir en dos partes y encontrar la solución, sin embargo, cuando $f(x_1)$ y $g(x_2)$ tienen una variable en común, el problema no es separable, por ejemplo (2-6).

$$\min f_1(x_1, y) + f_2(x_2, y) \quad (2-6)$$

Para este tipo de sistemas, se divide el problema en dos subsistemas:

$$\text{Subproblema 1: } \min_{x_1} f_1(x_1, y)$$

$$\text{Subproblema 2: } \min_{x_2} f_2(x_2, y)$$

Quedando como resultado las variables óptimas $\delta_1(y)$ y $\delta_2(y)$. Por lo que el problema original se convierte en (2-7).

$$\min \delta_1(y) + \delta_2(y) \quad (2-7)$$

Sin embargo, pese a que el algoritmo ADMM sea un algoritmo recurrentemente usado en la literatura, los autores de [117] aseguran que el esquema descentralizado del ADMM puro no puede aplicarse directamente al problema subyacente de coordinación de recarga de VE no separable y que, por lo tanto, necesita de una modificación.

Respecto a los algoritmos genéticos para la optimización, todavía no son mayoritarios en la literatura debido a su complejidad.

Los algoritmos iterativos de gradiente descendiente son ampliamente usados en los algoritmos autónomos y colaborativos centralizados, debido a la mayor sencillez de las funciones objetivo a optimizar.

A continuación, se muestra una tabla resumen con una representación de la literatura estudiada. Esta tabla se divide en ocho grupos:

- **Clasificación (Clas):** Se procede a clasificar el algoritmo en cuestión.
- **Objetivo (Obj):** Se muestra el o los objetivos en los que se centra el algoritmo, sin contar el de satisfacer las necesidades de recarga. Entre los más comunes están:
 - Valley filling (VF).
 - Peak shaving (PS).
 - Load shifting (LS).
 - Regulación de frecuencia (RF).
 - Regulación de tensión (RV).
 - Factor de carga (FC).
 - Minimizar impacto (MI)
 - Eficiencia del sistema (ES).
 - Precio óptimo (PO).
- **Descripción (Des):** Se explica qué método utiliza, en qué variables está basado y cómo funciona.
- **Degradación (Degr):** Si tiene en cuenta o no la degradación de las baterías.
- **Facilidad de implementación (FI):** Si es sencilla la implementación del algoritmo.
 - Fácil (F): Lazos de control, programación lineal, algoritmos iterativos, algoritmos estocásticos (Monte Carlo), Algoritmos con derivadas de primer y segundo orden (Newton, descenso gradual), etc.
 - Medio (M): algoritmos basados en fuzzy control, sliding mode control, model predictive control, etc. Así como los algoritmos en los cuales el sistema es fácil de modelar, pero difícil de resolver la función objetivo o en los cuales el sistema es difícil de modelar, pero la resolución de la función objetivo es sencilla.
 - Difícil (D): Algoritmos genéticos, enjambre de partículas, evolución diferencial, etc.
- **Modelo de negocio (MN):** Si permite desarrollar nuevos modelos de negocio con facilidad.
- **Aplicación (Apl):** Si está orientado a una flota o a un único vehículo:
 - Flota (F).
 - Individual (I).

Tabla 2-4. Revisión de la literatura.

	Clas	Obj	Descripción	Degr	FI	MN	Apl
[118]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	LS OP	Aplicado a una microred (diesel engine, micro-turbine, fuel cell, photovoltaic array and wind turbine) con 200 familias y cada una con VE. El objetivo es el desplazamiento de la carga para garantizar la seguridad y el mejor precio de la microred. Utiliza <i>modified gravitational search and particle swarm optimization algorithm</i> para la optimización de la función multiobjetivo y mapeo cúbico para definir la población inicial.	No	D	Sí	F
[119]	Unidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	FC MI PO	Utiliza un algoritmo basado en enjambre de partículas. Función multiobjetivo: menor coste de operación del sistema, menor contaminación, menor diferencia entre el pico y el valle, menor suma de los offsets de tensión de cada nodo, menores pérdidas en la red de distribución y mínimo coste de recarga. Red de distribución IEEE-33 de 22,6 kV	No	D	No	F
[120]	Bidireccional Controlado Autónomo Descoordinado	RT	Compara un sliding mode control con un fuzzy control para optimizar la recarga del VE y garantizar la tensión del bus DC. Las simulaciones se han llevado a cabo con Matlab.	No	M	No	I
[121]	Unidireccional Controlado Autónomo Descoordinado	RV	Se basa en el estado de carga de la batería (SoC, State of Charge) y en el tiempo en el cual el propietario quiere desconectar el VE. Voltage-Based Feedback Controller: compara la tensión del punto de conexión con una referencia para actuar. Se simula en un sistema trifásico desequilibrado con 17 buses de carga en cada fase.	No	F	No	I
[122]	Bidireccional Controlado Colaborativo	LS PS VF	El control centralizado envía horarios a cada PR para allanar la curva de demanda y cada PR optimiza cuando actuar para satisfacer también las necesidades del consumidor.	No	F	Sí	F

	Centralizado		Utiliza hábitos de conducción del este de China. Estrategia basada en control iterativo simulada con Montecarlo.				
[123]	Unidireccional Controlado Colaborativo Distribuido	FC	Utiliza un algoritmo iterativo descentralizado basado en el concepto “consenso” para proteger la privacidad de los usuarios. Incorporan un factor “prioridad” para determinar la urgencia de carga de los VE. Algoritmo escalable, pero ajustando los valores. No tienen en cuenta el precio de la recarga. Puede haber restricciones en las comunicaciones.	No	F	No	F
[124]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	RF RV	Evalúa VEs conectados a una microred con EES y conectada a red controlada por control droop. Tiene dos niveles de control: 1) implementado en los controladores locales con medidas locales 2) mantiene el valor de frecuencia y tensión en el bus de carga. Capacidad variable de carga y soporte de potencia reactiva. Simulación en Simulink basada en lazos de control.	No	F	No	F
[125]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	FC PO RV	Aplicado a red residencial (42 casas, 15 con VE+V2G) BT de Sydney (Australia). Multiagente, capacidad de toma de decisiones de los usuarios y garantía de privacidad de datos. Los usuarios han de especificar el SoC que desean y la hora a la que desean tenerlo. El agente del VE determina la flexibilidad, se lo manda al Agregador, recoge lo de todos los VE y con la información del agente de la red genera las consignas mediante un control discreto en tiempo real. Para la búsqueda del precio mínimo utiliza un <i>mixed-integer optimization problem</i>	No	F	Sí	F
[126]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	RF	Basado en el SoC, SoC requerido, tiempo previsto de partida. Aplicado a una microred con ERs. Multiagente, ya que por encima de cada zona hay un Agregador para relacionarse con el operador del sistema.	No	F	Sí	F

ESTADO DEL ARTE

[127]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	RF	Presentan un método que reduce la carga computacional ya que en vez de modelar cada VE, modelan la población mediante un conjunto de ecuaciones parciales diferenciales y el SoC mediante intervalos.	No	D	Sí	F
[128]	Unidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	MI ES RV	Algoritmo escalable. Utiliza teoría de Grafos para distribuir los VEs. Implementado en la red IEEE 123. Es escalable, considera las anomalías de la red y es capaz de albergar muchos VEs. Utiliza la herramienta Matpowers de Matlab para resolver los flujos de potencia (no lineales) del sistema.	No	F	No	F
[129]	Unidireccional Controlado Colaborativo “Híbrido”	PO	Dos controles: 1) para garantizar la privacidad de datos y transparencia en los costes de la recarga 2) el operador central sirve de punto común de comunicación entre las zonas. Utiliza un algoritmo de proyección asimétrico.	No	F	No	F
[130]	Unidireccional Controlado Autónomo Descoordinado	LS PS MI PO ES	El algoritmo interrumpe la carga de los VEs que tienen suficiente carga para realizar el viaje que se desea a cambio de ciertos incentivos para descongestionar el sistema. Aplicado en una red de distribución basada en DLMP. El problema a solucionar es un mixed-integer nonlinear programming (MINLP) y para solucionarlo se aplica el método de descomposición de Benders. Basado en la modelización de la referencia [131].	No	D	Sí	F
[132]	Bidireccional Controlado Autónomo Descoordinado	PO	Optimizar la hora de recarga de los autobuses. Estudio realizado con datos reales de 11 autobuses eléctricos de una ciudad de Portugal. Contempla la remuneración por venta de energía a la red y su rentabilidad económica. Análisis sensitivo de distintos escenarios. <i>Mixed-integer linear programming</i> para minimizar la función objetivo.	Sí	D	Sí	F
[133]	Bidireccional Controlado Colaborativo Distribuido	PO MI	Plantea Agregadores independientes distribuidos. Para el algoritmo de optimización tiene en cuenta las incertidumbres de la hora de conexión/desconexión, SoC inicial, variación del número de Agregadores y generación distribuida, parámetros tecno-económicos de la red. El método descentralizado se basa en el <i>Fast Alternating</i>	No	D	Sí	F

			<i>Direction Method of Multipliers</i> combinado con el <i>Particle Swarm Optimization</i> para resolver optimizaciones multiobjetivo.				
[134]	Unidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	MI	Coordinar la recarga de los VEs para que los transformadores de distribución no se sobrecalienten. Se utiliza un control predictivo de modelo, pero con una relajación convexa de un modelo no lineal de la recarga. Se obtiene un problema de control óptimo no convexo y no lineal y lo linealiza con un programa cono de segundo orden y una aproximación lineal por tramos.	No	D	No	F
[116]	Unidireccional Controlado Colaborativo Distribuido	MI VF PS LS	Presenta un algoritmo de horario basado en ADMM. Permite dividir un gran número de VEs y nodos de la red en subproblemas descentralizados. Optimización distribuida. Datos de entrada: hora de llegada y partida, SoC y capacidad de la batería.	No	D	No	F
[117]	Unidireccional Controlado Colaborativo Distribuido	MI	Se basa en un algoritmo jerárquico basado en ADMM que considera la congestión de la red, la degradación de las baterías y el efecto de la carga rápida (que no está todavía ampliamente desarrollado en la literatura).	Sí	D	Sí	F
[135]	Bidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	VF	Aplicado a consumo residencial, teniendo como entradas el precio de la electricidad, las necesidades de los usuarios y el estado de congestión de la red. Primero intenta evitar la congestión mediante el horario, luego proveer servicios V2G y, por último, recolocar los VEs. Optimización basada en algoritmo genético.	No	D	No	F
[136]	Unidireccional Controlado Colaborativo Centralizado	MI	Control multiagente para la recarga de VEs. Operación en tiempo real del control multiagente (demostrado en una microgrid a escala de laboratorio). Tiene en cuenta el precio de la electricidad y las limitaciones de la red. Utilizan el paquete IBM ILOG CPLEX para la optimización.	No	F	Sí	F

2.2.2. PERFILES DE RECARGA DE VES

Se prevé que, debido a la gran penetración de VEs, estos sean uno de los actores que más varíe el perfil de consumo tradicional, que se ha venido dando hasta ahora. Sin embargo, como la penetración del VE en los últimos años no ha sido muy elevada y la carga de los que ha habido ha sido descontrolada y no monitorizada, hay una falta de información sobre los perfiles de carga de los VEs.

En la literatura existen dos grandes grupos, en función de cómo obtienen los perfiles de carga de los VEs. Por un lado, están las publicaciones basadas en datos reales de carga de VEs y, por otro lado, están las que obtienen los perfiles de carga en base a datos históricos sobre los hábitos de conducción.

2.2.2.1. Basados en hábitos de conducción

Este tipo de publicaciones se basan normalmente en los siguientes datos:

- Número de vehículos por vivienda.
- Hora de salida y llegada.
- Objetivo de los viajes.
- Distancia media de los viajes.
- Patrones de conducción.
- Discriminación entre días laborables y festivos.

Y suelen realizar ciertas suposiciones:

- El comportamiento de los propietarios de los EV es el mismo que el de los propietarios de los vehículos de motor de combustión interna (VMCI). Debido a la autonomía de los VMCI y la de los VEs, esta suposición se vuelve falsa para los viajes largos.
- Todo el tiempo que el VE permanece aparcado, está conectado a la red eléctrica.

De esta información y suposiciones, se puede estimar:

- Cuánto tiempo permanecen los VEs aparcados.
- Cuánta energía consumen.
- A qué hora se conectarán/desconectarán de la red.
- A qué hora se producirá la recarga.
- SoC del VE.
- Qué potencia adicional tendrá que transportar la red eléctrica.

Por consiguiente, para generar un perfil de carga sintético, se sigue el siguiente proceso:

- Con los datos de llegada y de salida de los VEs se generan distribuciones de probabilidad de horas de llegada y de salida.
- Con esas funciones de probabilidad se puede calcular el tiempo que los VEs permanecen aparcados y, en consecuencia, conectados a red.

- Con los datos de conducción se genera la distribución de probabilidad de la distancia recorrida por los VEs, y así obtener el SoC mínimo que necesitan a la hora de partir y el SoC que tienen a la hora de llegar.

En este sentido, los autores de [137] utilizan datos de GAIA Open Dataset proporcionado por la plataforma Smart Transportation Big Data de Didi Technology Co., Ltd para el análisis y procesamiento de datos. Los datos van del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de junio de 2016 en Nanjing, China. Estos conjuntos de datos contienen un número total de 31 paquetes de datos en días, con un intervalo de muestreo medio de 3 segundos, e incluyen 474.590 datos de viajes.

La referencia [138] identifica 18 referencias en las que se consiguen los perfiles de carga mediante datos de encuestas de viajes, asumiendo que los VE viajan como los VMCI, así como 12 referencias que utilizan eventos de cargas reales para la elaboración de los perfiles.

En este trabajo se ha desarrollado un marco de modelización en dos pasos, para extraer la información útil oculta en los datos reales de carga de los vehículos eléctricos. Los datos reales de la demanda de carga de los vehículos eléctricos se obtuvieron del proyecto Plugged-in Midlands (PiM), uno de los ocho proyectos Plugged-in Places apoyados por la UK Office for Low Emission Vehicles. Se presenta un caso de estudio con datos reales de carga y meteorológicos, de tres condados del Reino Unido, para demostrar el marco de modelización.

La referencia [139] propone una modelización estocástica precisa de la demanda de carga de los VEs. La característica de carga de las baterías se ha considerado en perfiles de carga lineales y no lineales, por separado, y los resultados de los mismos se comparan también entre sí. Los resultados muestran que la modelización no lineal de las baterías tiene un efecto significativo en la carga de la flota, y debería ser considerada en los estudios pertinentes. Para ello utiliza los datos de la National Household Travel Survey del U.S. Department of Transportation.

El trabajo [140] demuestra que los perfiles de carga diaria de los vehículos eléctricos varían en función de los diferentes atributos demográficos y sociales, presentando un método de simulación de carga de vehículos eléctricos mejorado que tiene en cuenta las características demográficas y sociales de las personas, por ejemplo, el género, la edad y el nivel educativo. Partiendo de los datos de los viajes de los diferentes grupos de usuarios en términos de las dimensiones temporal y espacial, obtienen los patrones de viaje de las diferentes poblaciones.

La referencia [141] presenta un modelo de previsión para estimar la demanda de recarga de vehículos eléctricos basado en tecnologías de big data. Para ello, se han utilizado los datos históricos de tráfico real de toda Corea del Sur, recogidos por el Sistema de Vigilancia del Tráfico del Ministerio de Tierra, Infraestructura y Transporte de Corea del Sur.

El artículo [142] propone un enfoque estocástico mediante simulación de Monte Carlo basado en funciones de densidad de probabilidad no Gaussianas, para investigar la demanda de carga de una flota de vehículos eléctricos enchufables domésticos, mediante una encuesta llevada a cabo en Teherán (Irán), a conductores de VMCI. Distingue dos casos de estudio, el primero determina que el SoC inicial de la batería es constante y, el segundo, que el SOC inicial depende de la distancia recorrida.

2.2.2.2. Basados en datos de carga de VEs

Aunque todavía no se dispongan de muchos datos sobre las recargas de los VEs, ya ha habido algunos proyectos piloto que han ido acumulando información sobre los eventos de recarga. De todos modos, es preciso tratar esos datos estadísticamente para estimar la duración de la carga, la frecuencia de carga diaria, la energía consumida, la hora de inicio del evento de carga y el tiempo hasta el siguiente evento de carga. Esto se debe a la incertidumbre de los patrones de uso a causa de los diferentes comportamientos de los usuarios y a la gran cantidad de datos a analizar.

Además de por su relevancia metodológica, estas publicaciones son también interesantes por la presentación de datos reales, sobre el comportamiento de los VEs, indicando la fuente de su adquisición.

Por ejemplo, el trabajo [143] presenta una metodología sistemática para predecir las cargas adicionales resultantes de la carga de los vehículos eléctricos a medio y largo plazo. Divide la flota en cuatro categorías: vehículos privados, taxis eléctricos, autobuses eléctricos y vehículos oficiales. El método propuesto se lleva a cabo en la ciudad de Shenzhen (China), que en el momento de la investigación (2020) contaba con la mayor flota de autobuses y taxis eléctricos del mundo. Para realizar el estudio emplea perfiles de carga reales, adquiridos de 600 vehículos privados, 100 taxis, 100 autobuses eléctricos y 70 coches oficiales.

La referencia [144] se centra en la modelización de los perfiles de carga diaria de VEs, para edificios con distintos números de cargadores y eventos diarios. El artículo presenta un enfoque de modelado basado en los datos de ocupación (obtenidos durante dos años, con una resolución horaria) de los cargadores de las zonas de carga locales obtenidas de la referencia [145]. Para ello, utiliza dos complejos de apartamentos, uno con 27 puntos de recarga y otro con 91.

Los datos utilizados en el artículo [146] se recogen de equipos individuales de recarga, situados en 16 puntos diferentes de Agregación en Los Ángeles (Estados Unidos). Para cada sesión de carga (es decir, desde que se enchufa el VE hasta que marcha), los puntos de recarga informan del periodo de inicio y fin de la carga, las marcas de tiempo de enchufe y salida, la potencia media y la potencia máxima (medida cada 15 minutos), así como el tipo de puerto de carga, la ubicación (nivel de código postal) y la categoría de edificio no residencial.

En el trabajo [147] se presenta una metodología dedicada a la previsión probabilística de la carga de los VEs, para diferentes regiones geográficas. El enfoque jerárquico se

aplica para descomponer el problema en subproblemas, en regiones de bajo nivel, que se resuelven a través de modelos probabilísticos estándar (Linear Quantile Regression, Gradient Boosted Regression Trees, Quantile Regression Forests y Quantile Regression Neural Networks) para reducir la dimensionalidad de los subproblemas. La perspectiva jerárquica se finaliza para pronosticar la carga Agregada en una región geográfica de alto nivel. Para ello utiliza datos reales de la compañía proveedora de servicios de recarga EVnetNL, de tres años consecutivos, de las regiones Zuidoost-Noord-Brabant, Rijnmond, Noordoost-Noord-Brabant y Utrecht de los Países Bajos, con 104, 91, 71 y 40 puntos activos de recarga, respectivamente.

Tanto para los perfiles de carga basados en los hábitos de conducción como para los basados en datos de carga de VEs, hay que remarcar la importancia de los hábitos sociodemográficos y culturales que definen los perfiles de conducción y que harán que los perfiles de carga varíen de lugar en lugar.

Del mismo modo, estos patrones de recarga también variarán según la época (invierno, primavera, verano y otoño), según si se trata de un área residencial o comercial, si se trata de días laborales o festivos, etc. Es importante que, para que estos algoritmos predigan bien la carga y su evolución, tengan en cuenta estas correlaciones e interdependencias de manera flexible. Del mismo modo, es necesario que sean capaces de hacer frente a incertidumbres en el comportamiento de los usuarios, que sean precisos para generar escenarios realistas, que sean modelos simples y que se adapten a tendencias futuras, ya que los patrones de consumo son dinámicos y no estáticos.

Uno de los problemas de los algoritmos de previsión es que la mayoría se basan en previsiones probabilísticas basadas en aprendizaje estático, y las que se basan en aprendizaje en línea suelen ser predicciones de un solo valor. Además, debido a los factores socioculturales, es difícil extrapolar los datos de una región a otra.

Comprender bien estos patrones será un factor que jugará un papel importante en la integración y desarrollo del VE en la red eléctrica.

2.2.3. MODELOS DE REDES

La red eléctrica ha sido históricamente un indicador del desarrollo social y económico y, hoy en día, debido a la transición energética que el mundo está viviendo, la red eléctrica vuelve a estar una vez más en el centro de atención. A medida que nuevos agentes (generación distribuida, VEs, etc.) se integran en el sistema, ésta debe evolucionar para adaptarse a sus necesidades y características, ya que, actualmente, las redes eléctricas son uno de los mayores factores limitantes de la infraestructura energética.

Es por eso que, en los últimos años, se ha empezado a dedicar gran esfuerzo en la comunidad científica a desarrollar modelos de redes de prueba adecuadas, que incluyan una amplia base de datos de todos los componentes de la red, que reproduzcan

el comportamiento de una red real, y que permitan validar estas estrategias, métodos y técnicas de integración de las nuevas tecnologías.

Dado que los datos de las redes de transporte y distribución de los países no suelen ser públicos, debido a la seguridad nacional y a la protección de datos, sólo se dispone de unas pocas redes reales para fines de investigación. Por lo tanto, se han creado y publicado en la literatura redes de prueba genéricas con el objetivo de simular estos modelos.

Para desarrollar estas redes de prueba, existen cuatro enfoques diferentes [148]:

- Anonimización de alimentadores: eliminación de datos privados y/o sensibles de redes reales que dan lugar a redes de prueba reales.
- Agrupar y combinar: utilizar técnicas de agrupación para agrupar una serie de redes reales y luego ensamblar las piezas en una red de prueba sintética.
- Diseño manual: se centra en características específicas de la red, lo que da lugar a un proceso muy complejo para crear la red sintética de prueba.
- Herramientas de planificación: herramientas diseñadas para crear redes realistas teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos.

En la referencia [149] se desarrolla un método para la generación de redes modelo para todos los niveles de tensión de la red de distribución, utilizando datos cartográficos disponibles públicamente. Los enfoques que desarrollan dependiendo de los niveles de tensión permiten generar estructuras de red en función de las especificaciones de las tareas de suministro regionales.

La referencia [150] analiza los alimentadores de prueba existentes desarrollados por el Test Feeder Working Group (TFWG), incluidos los desafíos analíticos para los que se desarrollaron originalmente, y proporcionar orientación sobre cuál de estos es más adecuado para diversos análisis comunes.

El artículo [151] presenta el modelado, análisis y simulación de un modelo de red de distribución de baja tensión basado en datos reales y diseñado para la evaluación de una futura red inteligente. El modelo de red se construye midiendo la longitud de las líneas de distribución y considerando las dimensiones y longitudes de los cables, la edad de la red, el número de cuadros y clientes y la carga por cliente. El objetivo del modelo es diseñar, implantar y probar la configuración propuesta e investigar si la red de distribución de baja tensión está preparada para el futuro aumento previsto de la penetración de la energía fotovoltaica, las bombas de calor y los VEs.

La referencia [152] presenta un enfoque de modelización para un modelo integrado de red de transporte y distribución para simulaciones en estado estacionario de análisis de intercambio vertical de energía o prestación de servicios del sistema de redes de distribución. El objetivo general es considerar tanto los efectos sobre el comportamiento de la red como la gestión operativa del OSD y del OSD en un entorno de simulación conjunto. El modelo se basa en un enfoque descendente de un modelo de red de transporte existente. Dado que los datos de la red de distribución no están disponibles para todas las partes de la red de transporte, los niveles de tensión

subyacentes se reconstruyen con un modelo sintético de la red de distribución que tiene en cuenta los valores objetivos agregados de la red de transporte.

Es importante analizar el impacto del VE no sólo en las redes de zonas de distribución, sino que también en zonas comerciales e industriales. En este sentido, IEEE tiene desarrollado una colección de estándares llamada IEEE 3000 Standards Collection™ for Industrial & Commercial Power Systems para redes industriales y comerciales. En esa colección se encuentran las siguientes familias de estándares entre otras [153]:

- IEEE 3001™: familia de estándares para el Diseño de Sistemas Eléctricos.
- IEEE 3002™: familia de estándares para el Análisis de Sistemas Eléctricos.

IEEE también tiene un repositorio con redes de prueba llamado IEEE PES Test Feeder [154] en donde se puede encontrar la información sobre las siguientes redes:

- Alimentadores radiales desde 4 a 8.500 nudos (BT y media tensión (MT)) para simular un solo instante en el tiempo.
- Red mallada de BT de 342 nudos para simular un solo instante en el tiempo.
- Red europea de BT para simular un día (1 minuto de resolución).

Aunque estos alimentadores de prueba genéricos pueden servir para probar y validar los algoritmos de recarga de VEs, es posible que no representen con precisión el impacto de la carga de VEs en comparación con redes más realistas.

Similarmente, CIGRÉ también dispone de una Red de Referencia para la Integración en Red de Recursos Energéticos Renovables y Distribuidos (Task Force C6.04, Technical Brochure 575), en el cual se detallan dos redes radiales de MT para Europa y Norte América y tres redes radiales de BT (residencial, comercial e industrial) para Europa y Norte América.

En [155] se ofrece una contribución al sistema eléctrico europeo y se presenta el desarrollo de cuatro redes de prueba sintéticas, en diferentes niveles de tensión, que son representativas e incluyen datos de series temporales no confidenciales. El desarrollo de las redes de prueba se basa en una extensa investigación bibliográfica, sobre una multitud de parámetros de red diferentes, para las redes dentro del sistema interconectado de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) en Europa.

2.3. Servicios auxiliares

En el *Apartado 1.1 Antecedentes y motivación* se han explicado los diversos problemas que producen tanto el VE como las tecnologías basadas en FER en el sistema eléctrico, al igual que la necesidad de proveer a la red de servicios auxiliares [156]. En este sentido, la infraestructura de recarga de los VEs se considera un recurso flexible capaz de proveer dichos servicios. En consecuencia, en este apartado, se van a analizar los servicios auxiliares y de flexibilidad para la red.

2.3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES Y DE FLEXIBILIDAD

Los servicios auxiliares y de flexibilidad se refieren a la capacidad de los activos del sistema eléctrico, las cargas, los activos de almacenamiento de energía y los generadores para cambiar o modificar su operación rutinaria durante una duración limitada, y responder a señales externas de solicitud de servicio, sin inducir interrupciones no planificadas [157]. Estos servicios pueden estar controlados de manera directa (responder a una consigna) o de manera indirecta (por ejemplo, a través del precio), y se pueden caracterizar con cinco índices [158]:

- **Límite de rampa:** es el cambio máximo que una unidad puede efectuar en su punto de operación en cierto tiempo. Viene limitado por su dinámica y la limitación de producción/devolución a red.
- **Límite de potencia:** es la salida de potencia máxima y mínima de una unidad.
- **Límite de energía:** energía máxima que una unidad puede aportar.
- **Tiempo de respuesta:** tiempo desde que recibe la consigna hasta que la unidad actúa.
- **Dirección:** si la energía fluye de la red a la unidad o de la unidad a la red.

Gracias al V2G, los VEs pueden ofrecer servicios auxiliares a la red eléctrica, mejorando la estabilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico [159, 160]. Estos se suelen clasificar en cinco grupos [161, 162]:

- **Mejora de la resiliencia:** gracias a la capacidad de los VEs de devolver energía a la red, pueden ayudar a mantener y/o restaurar la red en caso de contingencia.
- **Peak shaving, valley filling y load shifting:** mediante una gestión activa de la demanda, los VEs pueden actuar como almacenamiento energético, almacenando energía durante las horas valle y devolviéndola a la red durante las horas pico.
- **Soporte de tensión:** Las FER pueden provocar problemas de sobre o subtensión en las redes eléctricas, especialmente en los tramos finales de la red. Para abordar este problema, la tecnología V2G proporciona una solución al permitir que los VEs regulen las tensiones al inyectar o absorber potencia reactiva. Además, en redes eléctricas en las que la ratio X/R se acerque a la unidad, la regulación de la tensión también puede llevarse a cabo a través de la gestión de los flujos de potencia activa que los VEs entregan o absorben.
- **Reserva rodante y no rodante:** Gracias a la capacidad de absorber y entregar potencia activa, los VEs pueden ser usados como reserva rodante y no rodante. Además, pueden ser usados como emuladores de inercia y pueden ser provistos con control droop para mejorar el rendimiento de la regulación de la frecuencia.
- **Compensación de armónicos:** La tecnología V2G tiene el potencial de mejorar la calidad de la energía eléctrica mediante el filtrado y la compensación del contenido armónico en las corrientes de la red.

2.3.2. SERVICIOS DE RESPALDO DE FRECUENCIA

Con la entrada de unidades de generación renovable al sistema eléctrico y la eliminación gradual de unidades de generación térmicas basadas en máquinas

rotativas, la inercia está experimentando una reducción. Es decir, se está dando una reducción en el número de generadores capaces de proporcionar energía de reserva para el control de frecuencia primario. Además, este problema se ve agravado por la fluctuación de la generación renovable.

Esta baja inercia puede causar una ratio de cambio de la frecuencia (RoCoF) elevado ante un mínimo desequilibrio entre la generación y la demanda, lo que puede activar las protecciones de subfrecuencia y sobrefrecuencia, resultando en disparos en cascada de los relés de protección y el colapso del sistema [163].

El RoCoF indica la velocidad de cambio en la frecuencia respecto del tiempo, representado por el término $\frac{df}{dt}$ de la expresión mostrada en (2-8). Por lo que se ve, a mayor inercia (integrada en el término H), se tiene un menor RoCoF [164].

$$\frac{2H}{f} \frac{df}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{carga}}{S_g} \quad (2-8)$$

Donde:

- S_g : potencia aparente de los generadores conectados al sistema.
- P_{gen} : potencia generada.
- P_{carga} : potencia de las cargas.
- f : frecuencia del sistema.
- t : tiempo.
- H : constante de inercia.

En la Figura 2-3 se muestra la evolución de la frecuencia, tras un desajuste entre la potencia generada y consumida. La evolución de la frecuencia adopta esa forma debido a las distintas reservas que entran en acción. Estas reservas se dividen en tres tipos [165, 166]:

- Primaria:
 - Inercia: característica natural de los generadores rotativos.
 - Inercia sintética: capacidad de los convertidores de reducir el RoCoF mediante la inyección de potencia activa, relacionado con convertidores grid following. En investigación.
 - Inercia virtual: capacidad de los convertidores de reducir el RoCoF mediante la inyección de potencia activa, relacionado con convertidores grid forming. En investigación.
 - Duración: 15 s (≤ 1.500 MW) y 30 s (> 1.500 MW).
 - Activación: automática.
 - No remunerada.
- Secundaria:
 - Reserva de contención de frecuencia o reserva rápida de frecuencia: entrada rápida para inyectar potencia activa a la red. Tienen que ser capaces de mantenerse por un tiempo determinado, especificado en el código de red.
 - Duración: hasta 15 min.
 - Activación: automática.
 - Remunerada.

- Terciaria:
 - Reserva de restauración de frecuencia o reserva de reemplazo: ajuste de la generación para solucionar del todo la contingencia y restablecer el valor predeterminado de la frecuencia.
 - Duración: desde 15 min hasta 2 h.
 - Activación: manual.
 - Remunerada.

Así, de acuerdo con la evolución de la frecuencia en el tiempo, se pueden distinguir tres períodos:

- Período de contención de la frecuencia: desde que se da la contingencia hasta que se da el punto máximo de la desviación.
- Período de rebote: desde el punto crítico hasta que se consigue estabilizar la frecuencia y llegar al estado estacionario.
- Período de recuperación: desde que se ha conseguido estabilizar la frecuencia hasta que vuelve al valor preestablecido.

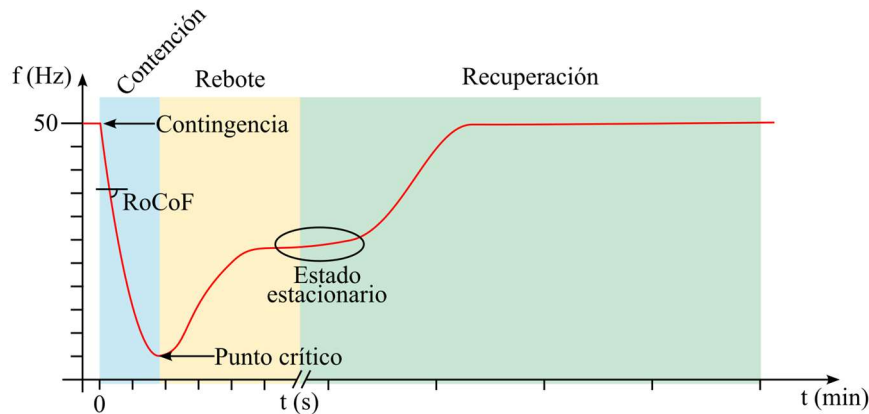


Figura 2-3. Evolución de la frecuencia tras una contingencia. Adaptación [167].

Cuando ocurre un desajuste entre la generación y el consumo en la red, la frecuencia varía abruptamente. En este momento, la inercia entra en acción, logrando contener la frecuencia. El punto crítico, es el punto máximo o mínimo de la desviación de la frecuencia. Al tiempo que tarda en llegar a ese punto, se le llama el período de contención de la frecuencia.

Sin embargo, la respuesta inercial no se sostiene en el tiempo, por lo que es necesaria la entrada de la reserva secundaria. Esta reserva consigue estabilizar la frecuencia, sin embargo, no logra corregirla. Para este último objetivo, entra la reserva terciaria en acción.

2.3.3. SERVICIO DE COMPENSACIÓN DE ARMÓNICOS

Debido a que cada vez hay más cargas no lineales, en el nuevo paradigma energético, la distorsión armónica está adquiriendo cada vez más relevancia por su efecto negativo sobre el sistema [168]. En este sentido, se está convirtiendo en un foco de atención intentar reducir el THD.

En [169] presenta el servicio llamado vehículo para red (V4G) como un modo de operación que corrige armónicos en la corriente de línea y mejora el perfil de tensión del sistema, al proporcionar soporte de potencia reactiva. Esto se puede hacer tanto durante la carga como durante la descarga.

Así, en la literatura actual sobre cargadores de VEs, se han propuesto numerosos trabajos de investigación centrados en la reducción o eliminación de armónicos. Los métodos más relevantes son los filtros pasivos y los activos (APF), en donde se encuentran los basados en inteligencia artificial (IA) y la eliminación selectiva de armónicos (SHE) [170-175].

En cuanto al uso de filtros pasivos para la reducción de la THD de corriente, comúnmente implican un alto costo, peso y volumen del sistema, ya que requieren de elementos adicionales. Además, si no están bien diseñados, podrían provocar problemas de resonancia [176]. El THD también puede reducirse aumentando la ganancia del lazo de corriente de un controlador de cargador de VEs, pero esto puede comprometer la estabilidad del controlador [177].

Los controladores basados en IA, aseguran una respuesta dinámica rápida y no comprometen la estabilidad del sistema. Sin embargo, la mayoría requiere de procesos de entrenamiento basados en Machine Learning (ML). Esto requiere mucho tiempo y esfuerzo de implementación, para evitar el overfitting de los datos, mientras se mantiene una buena precisión [178-180]. Cuando los cargadores de VEs se utilizan como APF [181-184], el contenido armónico se reduce satisfactoriamente, pero también implican un alto costo de desarrollo, aún más si están diseñados para reducir armónicos y brindar soporte a la red [185, 186].

Muchas estrategias de control se centran en algoritmos SHE [187-190], pero la mayoría están basadas en convertidores multinivel que, a pesar de tener una mejor respuesta armónica, son más costosos y requieren más volumen y peso, ya que constan de más elementos [191].

2.4. Conclusiones

En lo relativo a los modelos de las BIL, los mejores modelos para estudiar el comportamiento preciso de las baterías son los modelos electroquímicos o los basados en un enfoque de modelo. Sin embargo, si se quiere un modelo rápido que se pueda ejecutar en tiempo real y que no esté centrado en emular fielmente la dinámica de la batería sino en el comportamiento a largo plazo, los modelos matemáticos con un enfoque basado en datos son la mejor opción.

Entre los modelos de enfoque basado en datos, están los basados en ML, pero necesitan muchos datos y son vulnerables al ruido experimental. Los modelos de interpolación, sin embargo, son precisos y evitan el problema del ruido, pero son lentos de ejecutar por la gran cantidad de datos que manejan y la gran cantidad de operaciones a realizar.

ESTADO DEL ARTE

En cuanto a las arquitecturas de los algoritmos de recarga, se puede concluir que [192-194]:

- Las arquitecturas descentralizadas tienen una mejor escalabilidad en comparación con las arquitecturas centralizadas, ya que la inteligencia se encuentra en cada una de las unidades de recarga.
- El usuario final (Agregador o propietario del VE o flota de VEs) tiene un mayor poder de toma de decisiones en arquitecturas descentralizadas que en arquitecturas centralizadas. Este efecto es más acentuado cuando el coordinador central es el OSD/OST.
- Las arquitecturas que requieren de mucha comunicación son más difíciles de implementar. Esta complicación aumenta si el sistema es multiagente, ya que requerirá de una mayor infraestructura de comunicaciones y de capacidad de procesamiento de datos. Esto, a su vez, puede generar un límite máximo de puntos de recarga que pueda controlar.
- Las arquitecturas centralizadas presentan una mejor coordinación y una mayor garantía a la hora de satisfacer las necesidades de todas las partes implicadas ya que, al tener todos los datos del sistema, tienen una mejor visión de conjunto.
- Las arquitecturas descoordinadas y, en menor medida las descentralizadas, pueden generar incertidumbre en el comportamiento, son más vulnerables a los cambios de comportamiento de los usuarios, así como el estado de la red, pudiendo generar el *rebound effect* (efecto rebote/avalancha). Por ejemplo, que en una red con mucha penetración de VEs, cuando la electricidad sea barata entren todos los VEs a la vez a cargarse.
- Las arquitecturas descentralizadas tienen una mayor tolerancia a fallos.
- Las arquitecturas centralizadas pueden participar en mercados eléctricos más amplios y de mayor escala y, por consecuencia, ofrecen la posibilidad de obtener mayores ganancias a la hora de implementar un modelo de negocio.

Tras el análisis de la bibliografía de los algoritmos de recarga de VEs, se puede concluir lo siguiente:

- La integración no controlada del VE genera problemas técnicos en la red y esto conlleva un mayor coste de la energía.
- La recarga no controlada es la más habitual hoy en día, pero la tendencia es que desaparecerá a corto plazo, a medida que haya más VE y más FER en el sistema, ya que generará problemas técnicos. A un largo plazo, se prevé que los algoritmos colaborativos tengan mayor peso debido a los múltiples beneficios que aportan, pero todavía hace falta que madure más la tecnología para que se pueda implementar a gran escala. Por consiguiente, en un plazo medio todo indica a que serán los algoritmos autónomos los que estarán más extendidos, a modo de transición entre la recarga no controlada y la recarga colaborativa, ya que son más fáciles de implementar que los colaborativos y ayudan a paliar los problemas técnicos, pese a que no sean tan eficaces como los colaborativos.
- La recarga bidireccional se presenta como una herramienta eficaz y necesaria a la hora de garantizar una integración masiva de las FER en el sistema eléctrico, ya que puede ayudar a suplir la falta de inercia provocada por el desplazamiento de los generadores síncronos tradicionales.

- La recarga bidireccional permite prestar servicios complementarios a la red eléctrica, lo que lleva a un nuevo paradigma en el sector eléctrico ya que abre la puerta al desarrollo de nuevos modelos de negocio.
- Para que estos modelos de negocio se puedan llevar a cabo técnicamente, se requiere de una reestructuración del sistema de regulación del mercado energético de hoy en día.
- Las arquitecturas centralizadas y, en especial las multiagente, tienen mayor capacidad de crear nuevos modelos de negocio, como la venta de servicios auxiliares a la red, la oferta de carga más barata a los usuarios finales, etc.
- En V2G puede haber o no otros agentes involucrados que coordinen la compraventa de energía como puede ser un Agregador, lo que permite desarrollar más fácilmente nuevos modelos de negocio. Sin embargo, el V2B no permite desarrollar de manera tan sencilla nuevos modelos de mercado.
- Es esencial tener en cuenta la degradación de las baterías a la hora de optimizar los perfiles de recarga.
- Los algoritmos de optimización más utilizados en el ámbito de la recarga autónoma se basan en algoritmos iterativos, como el de gradiente descendiente.
- Los algoritmos de optimización más utilizados en el ámbito de la recarga colaborativa se basan en algoritmos recursivos, como el ADMM.

Por último, al analizar los métodos de reducción de armónicos, se puede decir que son demasiado complicados de implementar o requieren dispositivos adicionales que hacen que la instalación sea más costosa, grande y pesada. Además, al considerar una red eléctrica con armónicos de tensión, la corriente inyectada por los convertidores de VEs contendrá armónicos adicionales [195]. Este efecto se incrementa si uno de los armónicos de la red es particularmente alto. En este sentido, existe una carencia en la literatura actual sobre un método especializado y de bajo costo para reducir un armónico específico considerando los armónicos ya existentes en la red.

CAPÍTULO 3

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

- 3.1. Condiciones para los ensayos experimentales.
- 3.2. Modelo eléctrico.
- 3.3. Modelo térmico.
- 3.4. Modelo de degradación por ciclado.
- 3.5. Modelo unificado del BP.
- 3.6. Conclusiones.

3. MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

La comunidad científica está dedicando esfuerzos a conseguir una metodología para la obtención de modelos equivalentes de BIL que sean precisos, que no sean sensibles al ruido de los datos experimentales, que sean rápidos de ejecutar, que no necesiten de muchos ensayos experimentales (puesto que estos conllevan tiempo y dinero) y que sean generalizables a distintos materiales utilizados en las BIL.

Sin embargo, los modelos de baterías que se suelen utilizar en los estudios de algoritmos de recarga de VEs, que consideran la degradación [196-203], presentan las siguientes características:

- a) Suelen estudiar el comportamiento de las celdas, pero no aportan un conjunto de ecuaciones que la modelicen.
- b) Las ecuaciones que proporcionan son demasiado complejas o son ecuaciones empíricas que se ajustan únicamente al dataset proporcionado.
- c) No consideran todas las variables que entran en juego en la degradación.
- d) No detallan en profundidad la metodología para el desarrollo de los experimentos y la obtención del modelo.

Además, debido a la no linealidad de los perfiles de recarga de los VEs, integrar un modelo de batería en el algoritmo de optimización suele ser difícil y computacionalmente muy costoso [204]. En este sentido, resulta fundamental el desarrollo de modelos que requieran de un bajo coste computacional, que sean fáciles de implementar y que permitan mantener una precisión adecuada. De este modo, en esta Tesis Doctoral se proporciona una metodología experimental orientada a la obtención de modelos que cumplen con los requisitos anteriormente mencionados.

El modelo desarrollado es la unión de tres modelos parciales (eléctrico, térmico y de degradación) que, a su vez, se dividen también en submodelos. De esta manera, el modelo eléctrico de la batería consta del modelizado del tiempo de estabilización de la tensión, de la curva de histéresis, de la tensión de circuito abierto y de la resistencia de las conexiones del paquete de batería (BP). Por otro lado, el modelo térmico se compone del modelizado de la evolución de la temperatura durante la carga y del modelizado de la evolución de la temperatura durante la descarga. Por último, el modelo de degradación está formado por los submodelos de la degradación de la capacidad, la degradación de la resistencia interna de carga y la degradación de la resistencia interna de descarga.

De esta manera, el capítulo se estructura en seis apartados. Primero, se exponen las condiciones en las que se han llevado a cabo los ensayos experimentales. A continuación se muestran los desarrollos de los modelos eléctrico, térmico y de degradación por ciclado. En estas tres secciones, se explica la metodología para la etapa experimental, la metodología para la construcción del modelo, los resultados experimentales y la construcción del modelo. Posteriormente, se muestra cómo realizar la unificación de los tres modelos para la obtención del modelo del BP y, por último, se exponen las conclusiones.

3.1. Condiciones para los ensayos experimentales

En este apartado se explican las condiciones para la realización de los ensayos experimentales. Para ello, primero se presentan las celdas y se explica cómo construir el BP a ensayar. Posteriormente, se muestran la matriz de ensayos y las variables escogidas para el proceso experimental.

3.1.1. DESARROLLO DEL BP

Las celdas de ion-Li que se han utilizado han sido las del fabricante LG Chem, modelo LG INR 18650 HG2 3000mAh y química NMC, es decir, celdas con cátodo compuesto por níquel, manganeso y óxido de cobalto. Se ha escogido esta química debido a su alta densidad energética y su amplio uso en el sector de la electromovilidad [205].

Como referencia de estudio, se ha escogido el coche eléctrico Renault ZOE, debido a que fue el VE más vendido en Europa en 2020 [206]. Se ha examinado a qué condiciones trabaja cada una de sus celdas y, posteriormente, se ha diseñado un BP con las celdas LG INR 18650 HG2 3000mAh que emule el BP del Renault ZOE y trabaje de manera análoga.

Para ello, el primer paso ha sido analizar el BP del Renault ZOE, partiendo de la siguiente información [207]:

- LG Chem E63 (63Ah)
- $E_{tot (ZOE)} = 41000 Wh$
- $P_{max (ZOE)} = 80 kW$
- $V_N (ZOE) = 360 V$
- $m_{(ZOE)} = 300 kg (+21 kg)$
- Cada celda: $\begin{cases} C_{cell (ZOE)} = 63,35 \frac{Ah}{celda} \\ V_{cell (ZOE)} = 3,75 \frac{V}{celda} \end{cases}$

Se ha calculado el número de celdas por rama:

$$N_{cell/string (ZOE)} = \frac{V_N (ZOE)}{V_{cell (ZOE)}} = \frac{360 \frac{V}{rama}}{3,75 \frac{V}{celda}} = 96 celdas/rama \quad (3-1)$$

Se ha calculado la capacidad teórica:

$$C_{teo (ZOE)} = \frac{E_{tot (ZOE)}}{V_N (ZOE)} = \frac{41000 Wh}{360 V} = 113,8 Ah \quad (3-2)$$

Posteriormente, se ha calculado el número de ramas:

$$N_{string(ZOE)} = \frac{C_{teo(ZOE)}}{C_{cell(ZOE)}} = \frac{113,8 \hat{A}h}{63,35 \frac{Ah}{rama}} = 1,79 \text{ ramas} \rightarrow 2 \text{ ramas} \quad (3-3)$$

Por lo tanto, la capacidad real del BP del Renault ZOE es de:

$$C_{real(ZOE)} = C_{cell(ZOE)} \cdot N_{string(ZOE)} = 63,35 \frac{Ah}{rama} \cdot 2 \text{ rama} = 126,7 \text{ Ah} \quad (3-4)$$

Por otro lado, las celdas LG INR 18650 HG2 3000mAh que se han empleado para el estudio, tienen las siguientes características:

$$V_{cell(lab)} = 3,6 \text{ V}$$

$$C_{cell(lab)} = 3 \text{ Ah}$$

$$E_{cell(lab)} = V_{cell(lab)} \cdot C_{cell(lab)} = 10,8 \text{ Wh} \quad (3-5)$$

Hay que tener en cuenta que:

- Al unir las celdas en serie, las tensiones de cada una de ellas se suman, pero la capacidad se mantiene constante.
- Al unir las celdas en paralelo, la tensión se mantiene constante pero la capacidad se suma.

Con estas consideraciones, se puede diseñar el BP con las celdas LG INR 18650 HG2 3000mAh de distintas maneras.

Opción A. Utilizando la capacidad teórica del BP del Renault ZOE:

$$N_{string(lab)} = \frac{C_{teo(ZOE)}}{C_{cell(lab)}} = \frac{113,8 \hat{A}h}{3 \frac{Ah}{ramas}} = 37,96 \text{ ramas} \rightarrow 38 \text{ ramas} \quad (3-6)$$

$$N_{cell/string(lab)} = \frac{V_N(ZOE)}{V_{cell(lab)}} = \frac{360 \frac{V}{rama}}{3,6 \frac{V}{celda}} = 100 \text{ celdas/rama} \quad (3-7)$$

Opción B. Utilizando la capacidad real del BP del Renault ZOE:

$$N_{string(lab)} = \frac{C_{real(ZOE)}}{C_{cell(lab)}} = \frac{126,7 \text{ Ah}}{3 \frac{Ah}{ramas}} = 42,2 \text{ ramas} \rightarrow 43 \text{ ramas} \quad (3-8)$$

$$N_{cell/string(lab)} = \frac{V_N(ZOE)}{V_{cell(lab)}} = \frac{360 \frac{V}{rama}}{3,6 \frac{V}{celda}} = 100 \text{ celdas/rama} \quad (3-9)$$

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

Opción C. Haciendo una comparación a nivel de celda. Es decir, calculando cuántas celdas del laboratorio hacen falta para construir una celda del Renault ZOE:

$$\frac{C_{cell(ZOE)}}{C_{cell(lab)}} = \frac{63,35 Ah}{3 \frac{Ah}{celda}} = 21,22 celdas \rightarrow 22 celdas \quad (3-10)$$

De este análisis, se observa que para formar una celda del Renault ZOE hacen falta 22 celdas en paralelo del tipo de celdas que se disponen en el laboratorio. Y como en el BP del Renault ZOE hay 2 ramas:

$$N_{string(lab)} = 2 \cdot 22 = 44 ramas \quad (3-11)$$

$$N_{cell/string(lab)} = \frac{V_N(ZOE)}{V_{cell(lab)}} = \frac{360 \frac{V}{rama}}{3,6 \frac{V}{celda}} = 100 celdas/rama \quad (3-12)$$

Con estos resultados, se ha escogido que el BP a implementar sea el de la Opción C, ya que al haber más ramas, la corriente que circula por cada celda es menor, siendo así más seguro. Además, se consigue una menor degradación del BP.

3.1.2. MATRIZ DE ENSAYOS

El diseño de la matriz de ensayos es crucial para la viabilidad de la realización de los experimentos. La elección de variables para el procedimiento experimental juega un papel clave a la hora de definir la metodología [208]. Escoger múltiples variables permite obtener un modelo preciso y fiable, pero extiende el tiempo de los ensayos. Por el contrario, optar por menos variables reduce los tiempos experimentales a costa de perder resolución en los resultados. Por consiguiente, existe un compromiso entre la precisión y el tiempo de la etapa experimental. Del mismo modo, dentro de cada variable es preciso escoger con cuántos valores se ensayará. Esto genera también un compromiso entre la resolución y la duración de los experimentos.

Para esta metodología se han escogido seis variables, con sus correspondientes números de valores:

- La profundidad de descarga (DoD). Número de valores a evaluar: N_{DoD} .
- La corriente (I). Número de valores a evaluar: N_I .
- El estado de carga (SoC). Número de valores a evaluar: N_{SoC} .
- La temperatura (T). Número de valores a evaluar: N_T .
- El número de ciclos (N).
- El tiempo (t).

En lo referente a la temperatura, cabe mencionar que las celdas, a la hora de cargarse y descargarse, generan calor y se calientan. Sin embargo, en un VE, la temperatura de las celdas estaría regulada por el BTMS y se garantizaría que estuvieran a temperatura

constante. Por consiguiente, se ha escogido realizar los experimentos a dos temperaturas constantes, 20°C y 50°C.

La profundidad de descarga (DoD) es una de las variables que más efecto tiene (junto con la corriente) en la degradación de las celdas. Por ello, es necesario tener un espectro lo suficientemente grande como para poder estudiar su efecto, pero sin extender demasiado la duración de los experimentos. Además, la degradación inducida por el DoD es menor cuando los ciclos están centrados en torno al 50% del SOC [209]. En consecuencia, se han definido 3 DoDs para la realización de los experimentos, que estén centrados en torno al 50% del SOC: 20%, 50% y 80%. El primero irá del 40% del SoC al 60% del SoC, el segundo del 25% del SoC al 75% del SoC, y el tercero del 10% del SoC al 90% del SoC.

Para especificar la corriente/ratio C a utilizar, se ha partido de atrás adelante, empezando por definir los límites de carga del Renault ZOE. Por un lado, la potencia máxima de carga es de 80 kW. Por otro lado, se ha definido una potencia mínima de carga de 22 kW (ya que a potencias menores no sería viable llevar los experimentos a cabo, por su demora en el tiempo). Además, tras haber realizado unos experimentos preliminares, se ha visto que la degradación a pequeñas corrientes se puede considerar lineal y fácilmente extrapolable.

Para tener un rango de potencias lo suficientemente amplio, como para que el modelo sea fiable, se ha decidido escoger 4 niveles de potencia distribuidos entre el límite superior e inferior, siendo estas potencias 80 kW, 60 kW, 40 kW y 20 kW.

Una vez obtenidas las potencias, mediante (3-13), (3-14), (3-15), (3-16) y (3-17) se pueden obtener los valores de la Tabla 3-1.

$$I_{tot,BP} = \frac{P}{V_{BP}} \quad (3-13)$$

$$I_{rama,BP} = \frac{I_{tot,BP}}{N_{ramas,BP}} \quad (3-14)$$

$$I_{cell} = I_{rama,BP} \quad (3-15)$$

$$C_{rate} = \frac{I_{cell}}{C_{cell}} \quad (3-16)$$

$$t_{100\%DoD} = \frac{C_{cell}}{I_{rama}} \quad (3-17)$$

Donde:

- $I_{tot,BP}$: corriente total del BP.
- P : potencia de carga/descarga del VE.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

- V_{BP} : tensión del BP.
- $I_{rama,BP}$: corriente de cada una de las ramas del BP.
- $N_{ramas,BP}$: número de ramas del BP.
- I_{cell} : corriente que circula por cada una de las celdas del BP.
- C_{rate} : ratio C con la que se cargan/descargan cada una de las celdas del BP.
- C_{cell} : capacidad de cada una de las celdas del BP.
- $t_{100\%DoD}$: tiempo que hace falta para cargar/descargar completamente el BP a la potencia P .

Tabla 3-1. Corrientes/ratios C de la matriz de ensayo.

P (kW)	V (V)	I (A)	I_{rama} (A)	C_{rate}	t_{100%DoD} (h)
22	360	61,11	1,39	0,46	2,16
40	360	111,11	2,53	0,84	1,19
60	360	166,67	3,79	1,26	0,79
80	360	222,22	5,05	1,68	0,59

Todos los experimentos se han llevado a cabo de forma redundante con 3 celdas, para evitar la influencia de posibles errores de fabricación, de celdas defectuosas, de errores por factor humano a la hora de ajustar las celdas en los cicladores, etc. De este modo, el resultado final se tomará como la media aritmética de los resultados de las tres celdas, salvo que en alguna celda haya habido algún error. En cuyo caso, se descartan los resultados de la celda en cuestión y se realiza la media entre las dos restantes.

Teniendo todo en consideración, la matriz de ensayos empleada ha sido la que se muestra en Tabla 3-2.

Tabla 3-2. Matriz de ensayos para la degradación por ciclado.

	DoD	Corrientes de recarga			
		22 kW	40 kW	60 kW	80 kW
20°C	20%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas
	50%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas
	80%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas
50°C	20%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas
	50%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas
	80%	3 celdas	3 celdas	3 celdas	3 celdas

En consecuencia, las variables para el desarrollo de la metodología experimental se muestran en la Tabla 3-3. Las variables que faltan por definir, se definen durante el siguiente apartado.

Tabla 3-3. Valores de las variables de la metodología experimental.

N_T	2	N_{DoD}	3
T₁	20°C	DoD₁	20%
T₂	50°C	DoD₂	50%

N_I	4	DoD_3	80%
I_1	1,39 A	$N_{SoC-ini}$	5
I_2	2,52 A	$SoC_{inicial-1}$	0%
I_3	3,79 A	$SoC_{inicial-2}$	20%
I_4	5,05 A	$SoC_{inicial-3}$	50%
$N_{control}$	25	$SoC_{inicial-4}$	80%
$I_{reducida}$	0,1 A	$SoC_{inicial-5}$	100%
$I_{fabricante}$	0,6 A	$t_{fabricante}$	5 min
V_{min}	2,5 V	V_{max}	4,2 V

El modelo que se presenta es un modelo basado en interpolaciones. Para realizar estas interpolaciones, hay que empezar por la variable que tenga el número más elevado de niveles. En este apartado, se tiene que $N_I > N_{DoD} > N_T$. En consecuencia, las interpolaciones empiezan por las corrientes. Esto garantiza realizar el menor número posible de interpolaciones.

Además, para las interpolaciones a realizar, se han probado distintos algoritmos de interpolación, como la modificación de Akima de la interpolación cúbica a tramos de Hermite (MAKIMA) y splines. Se ha observado que la opción que mejor resultados da es la interpolación a tramos por polinomios cúbicos de Hermite (PCHIP), ya que los datos no se ajustan a funciones onduladas y así se puede evitar el fenómeno de Runge [210].

3.2. Modelo eléctrico

Para obtener el modelo eléctrico del BP, primero hay que modelar el tiempo de estabilización de la tensión de las celdas. Posteriormente, la curva de histéresis y la tensión de circuito abierto de las mismas. Por último, para poder extrapolar el modelo de celda al modelo de BP, es necesario modelizar también las resistencias de las conexiones del BP.

3.2.1. TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN

Debido a la influencia de la resistencia interna de carga, cuando la carga de la celda se detiene, la tensión cae. De forma semejante, debido a la resistencia interna de descarga, cuando la descarga de la celda se detiene, la tensión de la celda incrementa. Estos cambios en la tensión no son abruptos, es decir, no adquieren forma de escalón, sino que a causa de la inercia y de la dinámica de las reacciones químicas que se dan en el proceso de carga/descarga, la tensión tarda un tiempo en estabilizarse.

Este tiempo de estabilización (t_{stab}) depende de las condiciones de ciclado de la celda. Así, habrá que realizar un ensayo por cada N_{DoD} , N_I y N_T , tanto para la carga como para la descarga, dando un total de $2 \cdot N_{DoD} \cdot N_I \cdot N_T$ curvas. De este modo, el tiempo

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

de estabilización de la tensión para la carga y la descarga es una función como la que se expresa en (3-18).

$$[t_{stab-carga}, t_{stab-descarga}] = f(T, DoD, I) \quad (3-18)$$

El objetivo de estos ensayos es calcular el tiempo de estabilización de la tensión para cada una de las condiciones. Para ello, se cargan/descargan las celdas a una corriente y una temperatura determinadas, hasta conseguir el DoD deseado. Entonces, se para la carga/descarga y se monitorizan las tensiones hasta que el cambio de la tensión, por unidad de tiempo, sea inferior al límite establecido.

Este paso es crucial para la etapa experimental, puesto que este tiempo se repite en cada ciclo. Escoger el mínimo necesario implica reducir drásticamente el tiempo experimental.

Las curvas de las cargas, obtenidas tras los experimentos, tienen una forma parecida a la de la Figura 3-1. Las curvas de descarga son similares, pero del revés. En ellas se aprecia como la tensión aumenta mientras se carga y, en el momento de detenerse la carga, la tensión empieza a decaer hasta que se estabiliza. Para definir el tiempo de estabilización, se define un ángulo α que es la pendiente de la recta tangente. El tiempo de estabilización se toma como el tiempo que transcurre desde que se acaba la carga hasta que se llega al punto de tangencia. A menor ángulo, mayor es el tiempo de estabilización y mayor precisión.

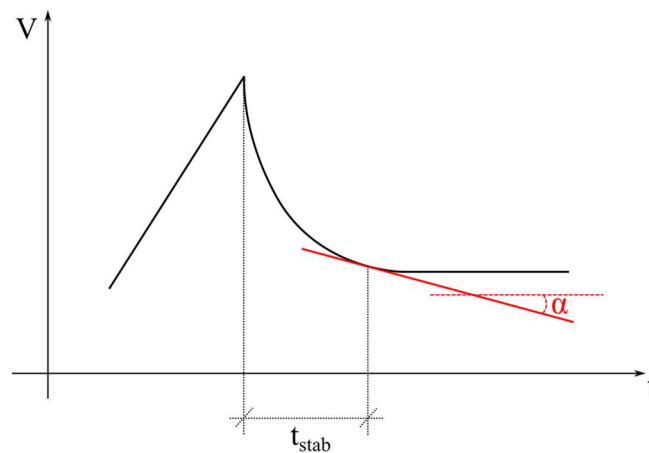


Figura 3-1. Resultado teórico de los ensayos para el cálculo del tiempo de estabilización de la tensión.

Tras realizar los ensayos experimentales, los resultados se muestran en la Figura 3-2. Estas gráficas, presentan los tiempos de estabilización de las tensiones, para los ensayos a 20°C. En la Figura 3-3 se presentan los tiempos de estabilización de las tensiones para los ensayos a 50°C.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

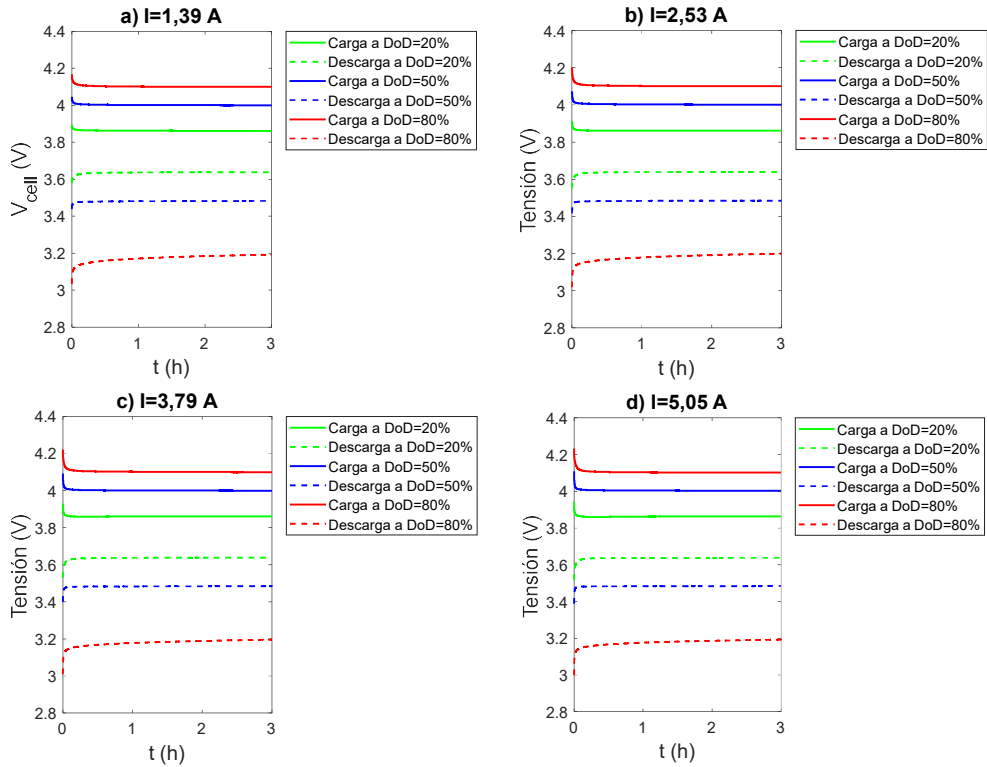


Figura 3-2. Tiempos de estabilización de las tensiones a 20°C. a) $I=1,39$ A, b) $I=2,53$ A, c) $I=3,79$ A y d) $I=5,05$ A.

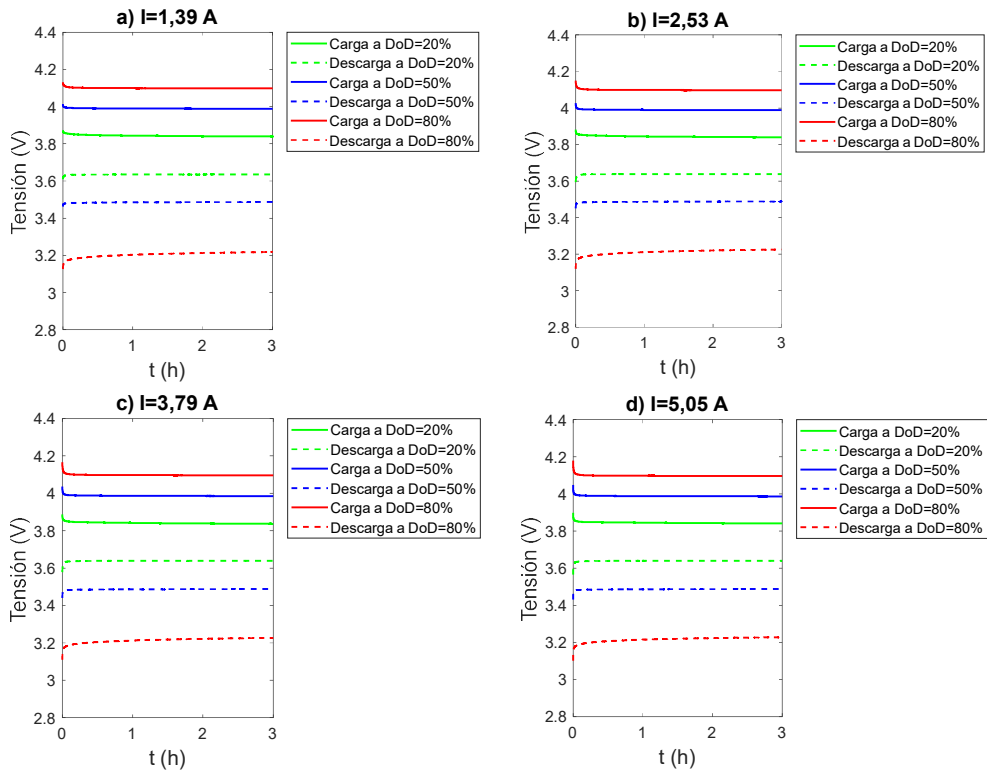


Figura 3-3. Tiempos de estabilización de las tensiones a 50°C. a) $I=1,39$ A, b) $I=2,53$ A, c) $I=3,79$ A y d) $I=5,05$ A.

3.2.2. CURVA DE HISTÉRESIS

La curva de histéresis viene dada por el efecto de la resistencia interna de carga y de descarga. En consecuencia, uno de los parámetros que más importancia tiene en esta curva será el nivel de corriente. Del mismo modo, la temperatura afecta a las resistencias internas y al nivel de tensión de la celda, por lo que la temperatura también es actor importante en el proceso de histéresis. Por último, la tensión de la celda varía según la profundidad de descarga de dicha celda. Por consiguiente, la tensión de histéresis viene representada por (3-19).

$$[V_{hyst-charge}, V_{hyst-discharge}] = f(I, T, DoD) \tag{3-19}$$

Para llevar a cabo los experimentos, se han cargado/descargado las celdas a N_I niveles de corriente, N_T niveles de temperatura y para toda la capacidad de la celda, grabando, en todo momento, el nivel de tensión de las celdas. Esto da un total de N_T número de gráficos. En cada gráfico hay N_I curvas relativas a la carga y N_I curvas relativas a la descarga. El eje horizontal es el eje del DoD y, el vertical, el eje de la tensión.

Para obtener la función (3-19) se realiza una interpolación 3D, tal y como se muestra en la Figura 3-4. Este proceso de interpolación sigue los pasos indicados, tanto para las curvas de carga como de descarga.

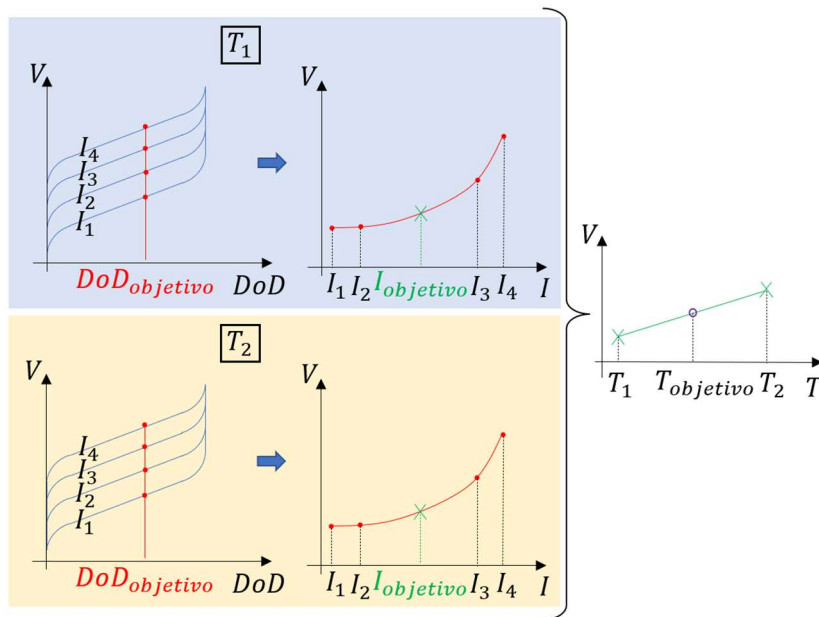


Figura 3-4. Representación gráfica del algoritmo de interpolación, para las curvas de histéresis.

Las etapas a seguir son las siguientes:

- Para una de las temperaturas (cualquiera) a las que se ha realizado el experimento, se forma el gráfico $V - DoD$.

- Dado un DoD objetivo, se interpolan todas las corrientes para ese $DoD_{objetivo}$ obteniendo los puntos representados en (3-20). Estos puntos están representados con puntos rojos en la Figura 3-4.

$$\sum_{i=1}^{N_I} V_{histéresis-carga}(I_i, T_1, DoD_{objetivo}) \quad (3-20)$$

- Con los puntos obtenidos como resultado de esa interpolación, se construye el gráfico $V - I$.
- En ese gráfico, se interpolan los puntos obtenidos para conseguir el relativo a la corriente objetivo. De esta interpolación se obtiene el punto representado en (3-21).

$$V_{histéresis-carga}(I_{objetivo}, T_1, DoD_{objetivo}) \quad (3-21)$$

- Este paso se repite para todas las temperaturas de ensayo, es decir, se repite N_T veces. De este modo, se obtienen los puntos de (3-22).

$$\sum_{i=2}^{N_T} V_{histéresis-carga}(I_{objetivo}, T_i, DoD_{objetivo}) \quad (3-22)$$

- Con los puntos de (3-21) y (3-22) (marcados con cruces verdes en la Figura 3-4) se genera el gráfico $V - T$, y se interpola para la temperatura objetivo, obteniendo el punto deseado, el cual se muestra en (3-23), y se representa con un círculo en la Figura 3-4.

$$\sum_{i=2}^{N_T} V_{histéresis-carga}(I_{objetivo}, T_{objetivo}, DoD_{objetivo}) \quad (3-23)$$

En la Figura 3-5 se muestran los ciclos de histéresis para la temperatura de 20°C, y en la Figura 3-6, los ciclos de histéresis para la temperatura de 50°C. Estas figuras muestran los resultados de los ensayos experimentales.

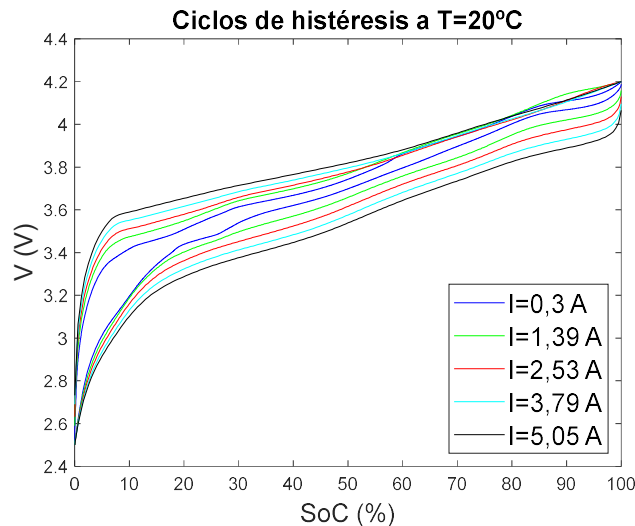


Figura 3-5. Ciclos de histéresis a 20°C.

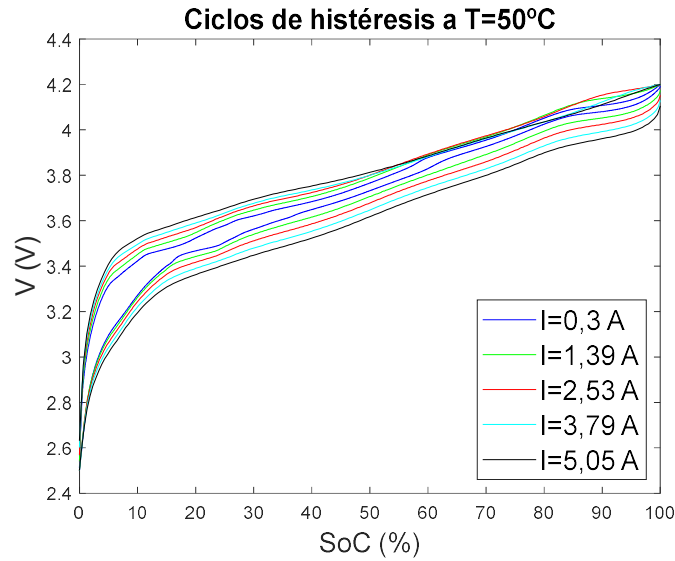


Figura 3-6. Ciclos de histéresis a 50°C.

Para la validación experimental, se ha realizado un ensayo a 40°C y una corriente de 3,16 A, obteniendo los resultados experimentales e interpolados representados en la Figura 3-7.

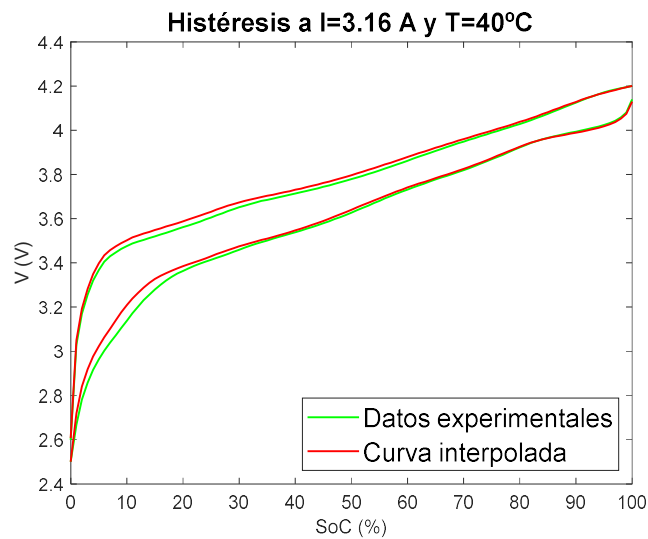


Figura 3-7. Validación del modelo de histéresis.

Se han obtenido unos errores máximos absolutos de 0,02998 V para la carga y 0,071237 V para la descarga, y unos errores máximos relativos de 0,890296% y 2,29413% para la carga y descarga, respectivamente.

3.2.3. TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO

Para obtener las curvas de la tensión de circuito abierto (V_{OC}), las celdas se cargan empezando desde un SoC del 0% hasta alcanzar un SoC del 100%, en N_{SoC} número de pasos. En cada paso se recoge la tensión de la celda, una vez transcurrido el tiempo

t_{stab} . Es conveniente que N_{SoC} sea un número elevado, puesto que no es un ensayo que se demore mucho y conviene tener una resolución alta para esta curva, sobre todo en la zona no lineal. Este experimento ha de repetirse para cada temperatura, un total de N_T veces.

La tensión de circuito abierto es una función de la temperatura y del estado de carga de la celda, como se expresa en (3-24).

$$V_{oc} = f(T, SoC) \quad (3-24)$$

Para obtener esta curva, se sigue el proceso de interpolación de la Figura 3-8.

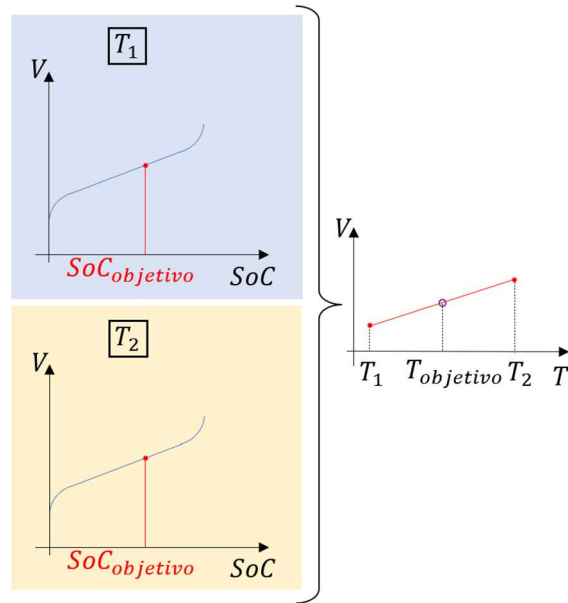


Figura 3-8. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas de la tensión de circuito abierto.

- Para una de las temperaturas (cualquiera) a las que se ha realizado el experimento, se forma el gráfico $V_{oc} - SoC$.
- En este gráfico se interpola el punto relativo al SoC objetivo, obteniendo el punto (3-25).

$$V_{oc}(T_1, SoC_{objetivo}) \quad (3-25)$$

- A continuación, se realiza la misma interpolación para el resto de las temperaturas, obteniendo los puntos (3-26).

$$\sum_{i=2}^{N_T} V_{oc}(T_i, SoC) \quad (3-26)$$

- Finalmente, se realiza una última interpolación entre los puntos de las expresiones (3-25) y (3-26), para la temperatura objetivo, así se obtiene el punto deseado, según la expresión (3-27), representado con un círculo en la Figura 3-8.

$$\sum_{i=2}^{N_T} V_{oc}(T_i, SoC) \quad (3-27)$$

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

Los resultados de los ensayos experimentales se muestran en la Figura 3-9 y en la Figura 3-10, en las que se aprecian las curvas V_{oc} relativas a 20°C y a 50°C, respectivamente.

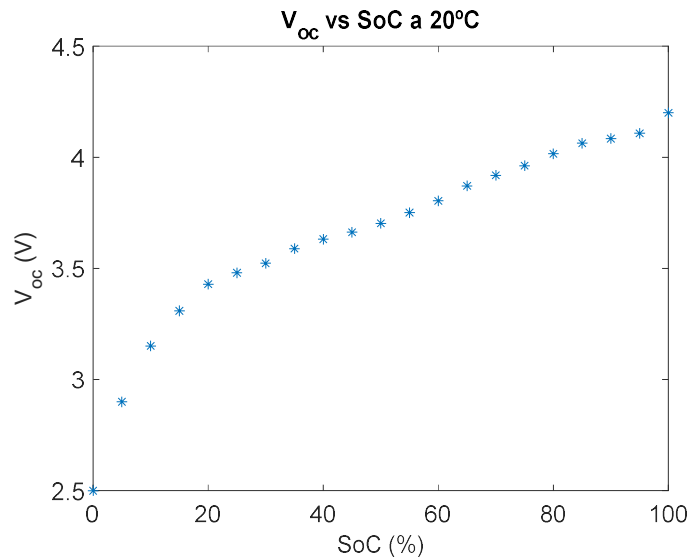


Figura 3-9. Curva V_{oc} a 20°C.

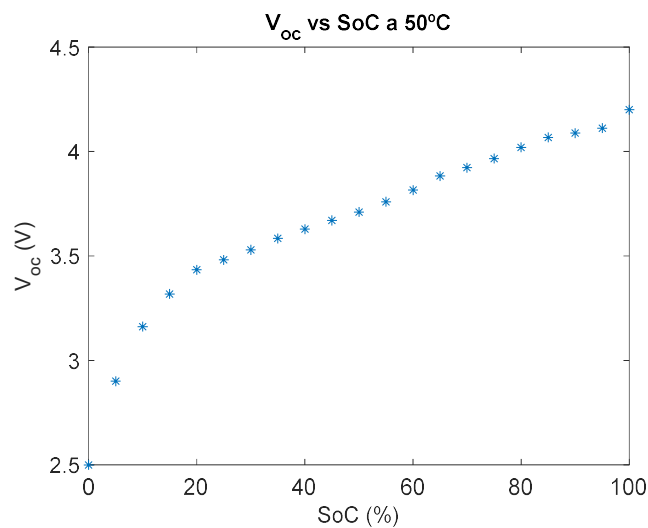


Figura 3-10. Curva V_{oc} a 50°C.

Con estas curvas, y con la metodología explicada, se puede obtener la curva para cualquier otra temperatura. Para comprobarlo, se ha validado el modelo para una temperatura de 40°C, pudiéndose ver el resultado entre la curva interpolada y los resultados experimentales en la Figura 3-11.

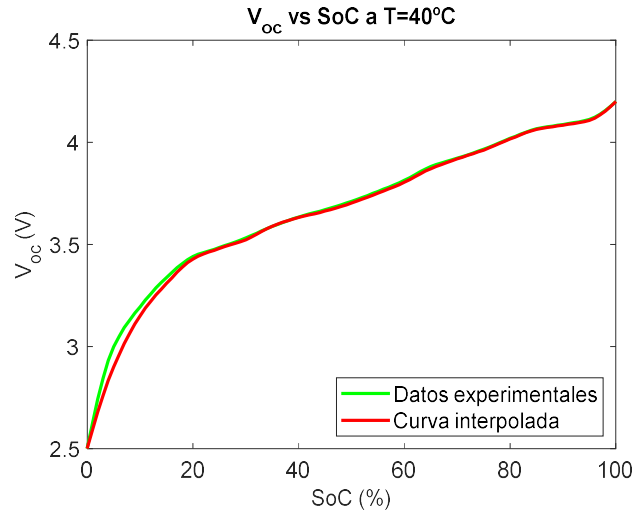


Figura 3-11. Validación de la curva V_{OC}.

El error máximo absoluto obtenido ha sido de 0,0985 V, mientras que el error relativo ha sido de 3,42963%.

3.2.4. MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE LAS CONEXIONES DEL BP

El procedimiento para la medición de las resistencias de las conexiones del BP está dividido en tres partes:

- Con el analizador de baterías se mide la resistencia interna de las celdas a un mismo SoC y se realiza la media de las mediciones.
- Se ensamblan los módulos del BP y se mide con el analizador de baterías la resistencia de los módulos ensamblados. Esta resistencia incluye la resistencia electrónica de las soldaduras, conexiones, etc.
- Se extraen a la resistencia medida, de los módulos, la resistencia de las celdas para obtener el valor de la resistencia de las conexiones.

Este proceso ha de repetirse N_T veces, una vez por cada temperatura, ya que la resistencia varía con ésta. De esta manera, la resistencia de las conexiones del BP queda expresada con la función (3-28).

$$R_{BP} = f(R_{celda}, R_{conexiones}, T) \quad (3-28)$$

Para las mediciones experimentales, se han utilizado 48 celdas para medir la resistencia interna y se han medido a 20°C y 50°C, y a 1/3, 2/3 y 3/3 del SoC.

Como representación, únicamente se van a graficar los resultados de 1/3 del SoC y 20°C que se muestran en la Figura 3-12, ya que el resto son similares. Los resultados globales, se muestran en la Tabla 3-4, Tabla 3-5 y Tabla 3-6.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

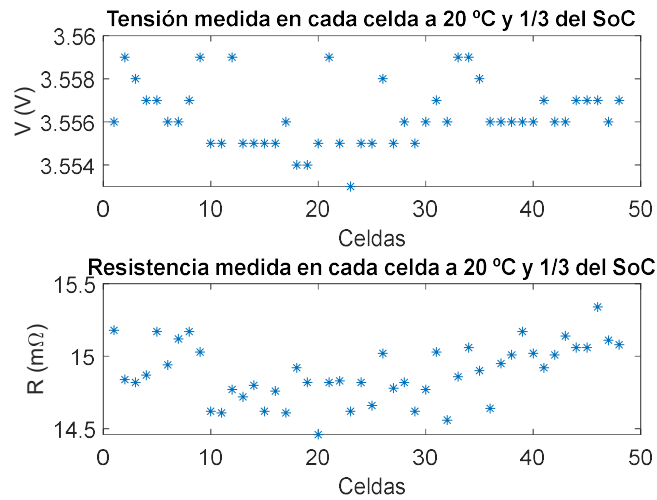


Figura 3-12. Medición de la tensión y resistencia interna a 20°C y a 1/3 del SoC.

Tabla 3-4. Mediciones a 1/3 del SoC.

		V (V)	R (mΩ)
20°C	\bar{x}	3,556	14,886
	σ	0,0015	0,20
50°C	\bar{x}	3,555	13,879
	σ	0,0015	0,217

Tabla 3-5. Mediciones a 2/3 del SoC.

		V (V)	R (mΩ)
20°C	\bar{x}	3,893	14,767
	σ	0,0008	0,149
50°C	\bar{x}	3,9	13,84
	σ	0,0008	0,161

Tabla 3-6. Mediciones a 3/3 del SoC.

		V (V)	R (mΩ)
20°C	\bar{x}	4,178	14,943
	σ	0,0010	0,162
50°C	\bar{x}	4,177	13,781
	σ	0,0012	0,163

Como se puede apreciar, el SoC no es un factor determinante en la medición de la resistencia interna de las celdas para este ensayo. Por ello, no se va a considerar esa variable y se cogerá una media de las tres tablas, obteniendo la Tabla 3-7.

Tabla 3-7. Datos de la resistencia interna de las celdas.

	$\bar{R} (m\Omega)$
20°C	14,865
50°C	13.833

Los módulos del BP se componen de 10 celdas en serie. Tras montarlos, se mide la resistencia interna de los mismos y se calcula la media para 20°C y para 50°C. Los resultados se muestran en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8. Valor de la resistencia media de los módulos del BP.

	$\bar{R} (m\Omega)$
20°C	168
50°C	160,7

En consecuencia, la resistencia de las conexiones de los módulos es la que se muestra en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9. Valor de la resistencia media de las conexiones de los módulos del BP.

	$\bar{R} (m\Omega)$
20°C	153,135
50°C	146,867

3.3. Modelo térmico

Cuando una celda se carga/descarga, su temperatura varía. Esta variación de temperatura depende del nivel de corriente al que se dé la carga/descarga, del estado de carga inicial ($SoC_{inicial}$), del tiempo transcurrido desde que se inicia la carga/descarga y de la temperatura ambiente (T_{∞}) [211]. De este modo, la temperatura de la celda (T_{celda}) puede expresarse según (3-29).

$$[T_{celda-carga}, T_{celda-descarga}] = f(I, SoC_{inicial}, t, T_{\infty}) \quad (3-29)$$

Para llevar a cabo estos ensayos, la temperatura ambiente ha de ser constante o con una variación mínima, eliminando el offset con una medición extraordinaria. El procedimiento es el siguiente:

- Se cargan las celdas a todos los niveles de corriente, empezando de un SoC del 0% hasta llegar a un SoC del 100%, registrando la evolución de la temperatura de la celda.
- Se cargan las celdas a todos los niveles de corriente, empezando del nivel mínimo de SoC escogido ($SoC_{inicial-mi}$) hasta llegar a un SoC del 100%, registrando la evolución de la temperatura de la celda.
- Se repite el proceso empezando cada vez desde un nivel SoC superior al anterior hasta haber completado todos los N_{SoC-i} .

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

Para la temperatura de descarga, el proceso es similar que para el de la temperatura de carga, pero empezando a descargar las celdas desde el 100% del SoC hasta el 0% del SoC. Posteriormente, desde el nivel máximo de SoC estipulado ($SoC_{inicial-max}$) hasta el 0% del SoC. Así sucesivamente hasta llegar al último ensayo, que va desde el nivel mínimo del SoC estipulado hasta el 0%. En todos los ensayos se recoge la evolución de la temperatura de la celda. En total habrá $[2 \cdot (N_{SoC} + 1) \cdot N_I]$ número de ensayos.

Partiendo de los datos experimentales y con el objetivo de obtener la expresión representada en (3-29), se aplica la metodología de interpolación de la Figura 3-13.

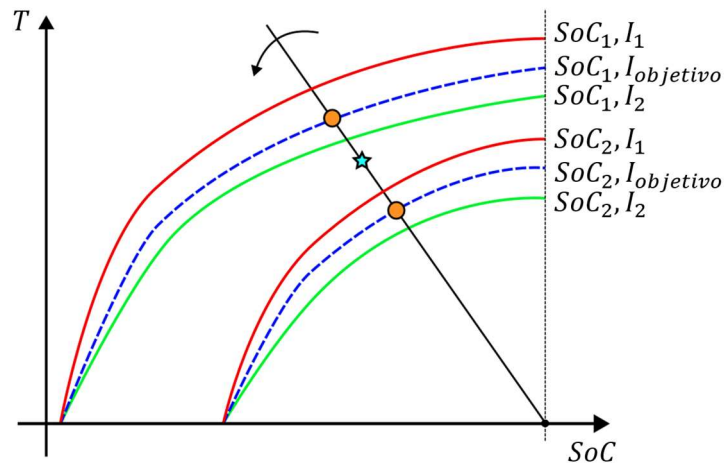


Figura 3-13. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas térmicas.

- El proceso de interpolación comienza con los valores SoC experimentales adyacentes al valor SoC objetivo (SoC_1 y SoC_2 en el ejemplo de la Figura 3-13), así como los valores de corriente superior e inferior a la corriente objetivo (I_1 y I_2 en el ejemplo de la Figura 3-13).
- Se realiza una media proporcional de los valores de corriente experimentales (curvas rojas y verdes de la Figura 3-13) para cada uno de los SoC experimentales, obteniendo las curvas discontinuas azules de la Figura 3-13.
- A continuación, se traza una línea auxiliar rotatoria, con el eje de rotación en el punto inferior derecho, es decir, en el punto $(SoC_{100\%}, T_{\infty})$, empezando a rotar desde los 90° hasta los 180° .
- Posteriormente, se calculan los puntos de intersección entre las curvas discontinuas azules y la línea rotativa auxiliar, obteniendo los puntos naranjas. Para este paso, es conveniente realizar una regresión (sistema de 1^{er} orden con retraso, polinómica de orden n, etc.) de las curvas discontinuas azules, en aras de facilitar el cálculo de intersección.
- Seguidamente, se calcula el punto medio proporcional entre los puntos naranjas, obteniendo la estrella azul.
- Este proceso se repite, desde los 90° hasta los 180° de la línea auxiliar rotativa, para obtener la curva $SoC - T$ surgida de todas las estrellas resultantes. Esta curva será la relativa al SoC y la corriente deseada.

El proceso que se ha explicado es el aplicable a la evolución de temperatura de la carga. Para la descarga, la metodología es la misma, con la diferencia de que en el eje de abscisas en vez de estar el 0% del SoC a la izquierda y el 100% del SoC a la derecha, estarían intercambiados. Esto es debido a que en el proceso de descarga la temperatura aumenta a medida que las celdas se descargan.

Tras realizar los ensayos experimentales, la Figura 3-14 muestra la evolución de la temperatura después de cargar las celdas, partiendo de diferentes niveles de SoC inicial. La Figura 3-15 muestra lo referente a la descarga. Como se puede observar, un mayor DoD implica temperaturas de celda más altas. Del mismo modo, corrientes más altas conducen a temperaturas de celdas más altas. Como el proceso de carga/descarga lleva una cantidad considerable de tiempo, para altos DoD y corrientes bajas, se logra el balance energético. En consecuencia, el calor generado por la celda se iguala al calor disipado y la temperatura permanece relativamente constante. Sin embargo, esta tendencia se interrumpe durante la última parte de la descarga, donde la temperatura aumenta debido a las reacciones químicas de la última parte de la carga.

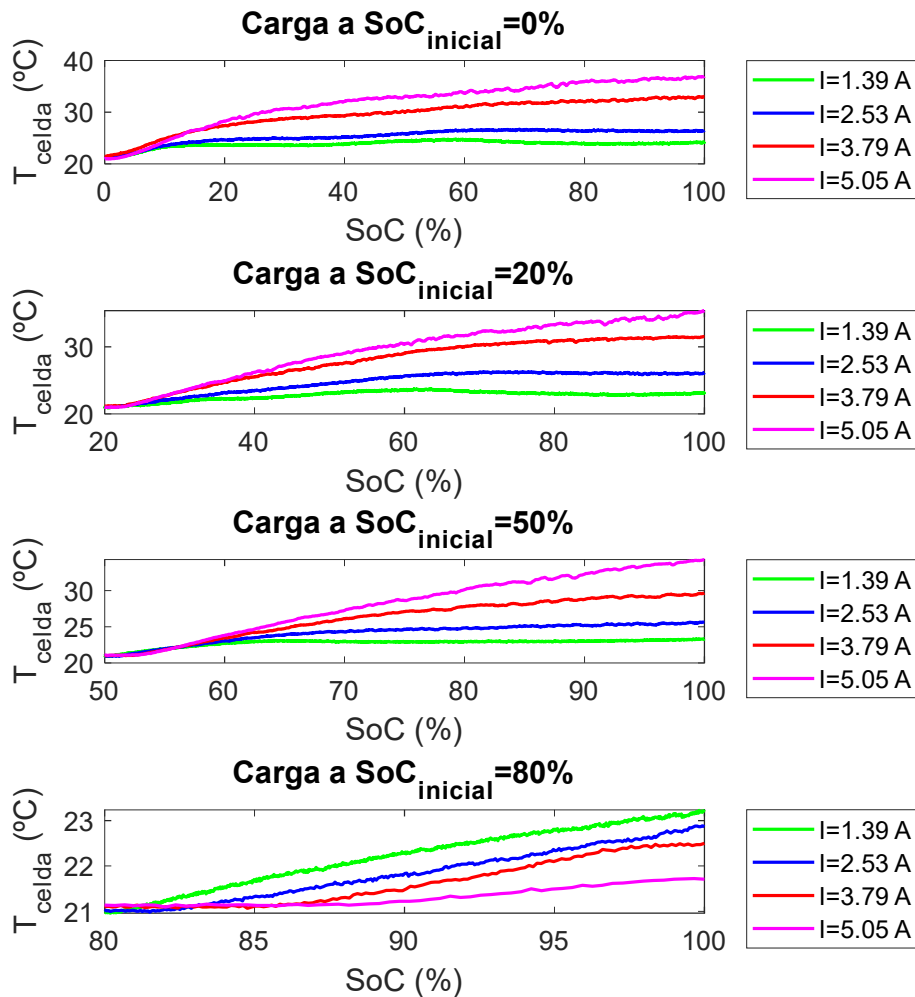


Figura 3-14. Evolución de la temperatura durante el proceso de carga.

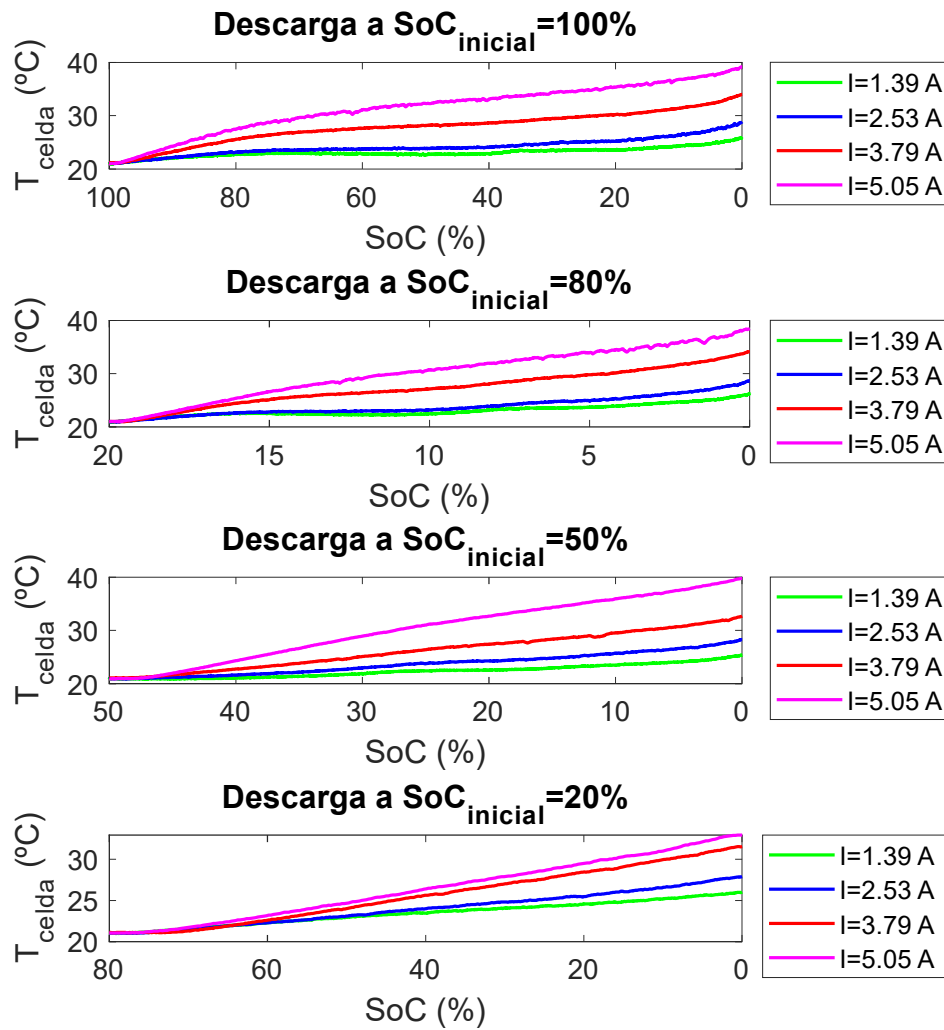


Figura 3-15. Evolución de la temperatura durante el proceso de descarga.

Para la validación del modelo térmico, se ha realizado un ensayo a un SoC inicial del 35% y una corriente de 3,92 A. Para poder aplicar la metodología de interpolación, es necesario partir de los datos de los siguientes ensayos, ya que son los valores SoC adyacentes al valor SoC objetivo y los valores de corriente superior e inferior a la corriente objetivo:

- I=2.79 A y SoC_{inicial}=50%.
- I=2.79 A y SoC_{inicial}=80%.
- I=5.05 A y SoC_{inicial}=50%.
- I=5.05 A y SoC_{inicial}=80%.

El resultado de la interpolación se muestra en la Figura 3-16, mientras que la comparación de la interpolación con los datos experimentales en la Figura 3-17.

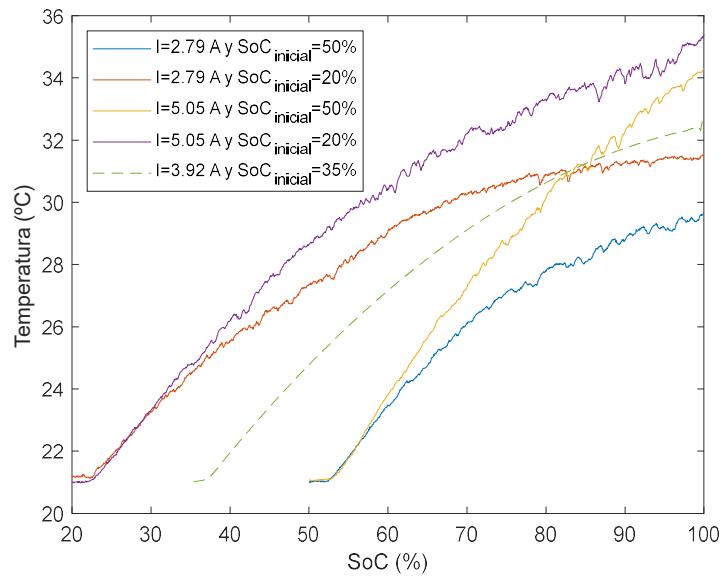


Figura 3-16. Curva interpolada para la validación del modelo térmico.

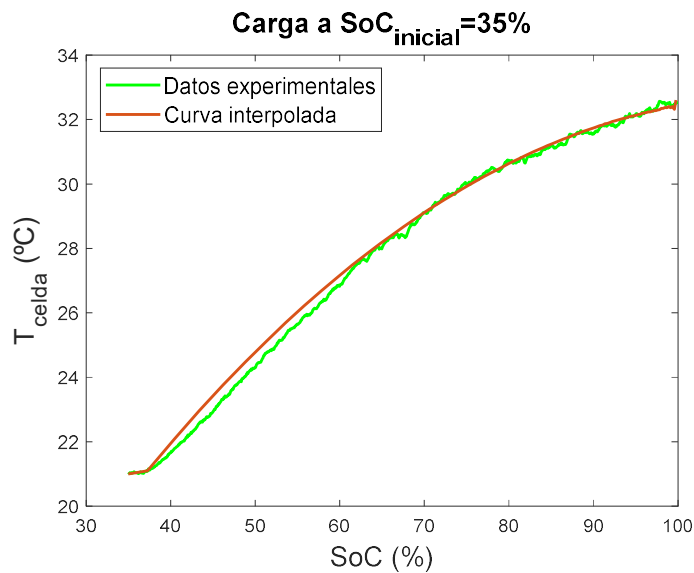


Figura 3-17. Validación del modelo térmico.

El error absoluto máximo obtenido es de $0,47^{\circ}C$ y el error relativo máximo del $2,01\%$.

3.4. Modelo de degradación por ciclado

En este apartado se presenta el modelo de degradación por ciclado de las BIL. Consta de dos secciones. En la primera sección se explica cómo se realiza el cálculo de la degradación de las baterías por ciclado. Para ello se desarrolla la metodología experimental, la metodología para el tratamiento de datos y modelado y se presentan los datos y la validación experimental. En la segunda sección, se explica cómo se realiza el cálculo de la degradación acumulada, es decir, la degradación total de la batería tras ciclarla a distintas condiciones.

3.4.1. CÁLCULO DE LA DEGRADACIÓN POR CICLADO

La degradación por ciclado se da con el uso de las celdas y depende de la corriente, el DoD, la temperatura y el número de ciclos, tal y como se muestra en (3-30).

$$\text{Degradación}_{\text{ciclado}} = f(I, T, \text{DoD}, N) \quad (3-30)$$

Para examinar el efecto de cada una de las variables, se crea una matriz de ensayos en la que se va modificando cada una de ellas por separado, hasta conseguir todas las combinaciones posibles. De esta forma se puede observar el efecto que tiene cada variable en la pérdida de capacidad y en el aumento de las resistencias internas, de carga y descarga. En total se tienen que realizar un número de $N_{\text{DoD}} \cdot N_I \cdot N_T$ ensayos.

Estos experimentos son llevados a cabo a una temperatura constante, corriente constante y DoD constante, centrado en el 50% del SoC. En otras palabras, las celdas se cargan la misma capacidad, a temperatura y corriente constantes todo el tiempo. Esto genera un contratiempo, puesto que los experimentos a DoD constante no permiten monitorizar la pérdida de capacidad, debido a que se cargan y descargan siempre a la misma capacidad. Por consiguiente, es necesario introducir cada cierto número de ciclos (N_{control}) un ciclo de control que permita monitorizar la pérdida de capacidad.

Estos ciclos de control se llevan a cabo entre dos límites de tensión (siendo V_x el límite superior y V_y el límite inferior) que se definen con anterioridad al protocolo principal de ensayo. Cada uno de estos límites representan los límites de tensión de carga y descarga de un ciclo, al DoD deseado, centrado en un SoC del 50%. Para medir estos límites se utiliza una corriente muy baja (I_{reducida}) con el objetivo de poder desprestigiar los saltos de tensión que se dan al finalizar la carga/descarga.

La inserción de estos ciclos de control introduce un nuevo factor a analizar, ya que el realizar un ciclo (el de control) a distinta corriente que los ciclos principales, altera la dinámica evolutiva de la resistencia interna. Aunque esto, más que considerarlo un problema, se puede tomar como un beneficio para la construcción del modelo de degradación, puesto que le aporta realismo al mismo

Muchos fabricantes recomiendan realizar un ciclo inicial predefinido para activar las celdas antes de usarlas, que consta de una descarga y una carga. En consecuencia, el protocolo auxiliar de ensayo se define con un ciclo de activación, un ciclo de transición entre el ciclo de activación y el ciclo de medición de los límites de las tensiones y el propio ciclo de medición de los límites de las tensiones. Este protocolo se muestra en la Figura 3-18 y su respuesta teórica en la Figura 3-19.

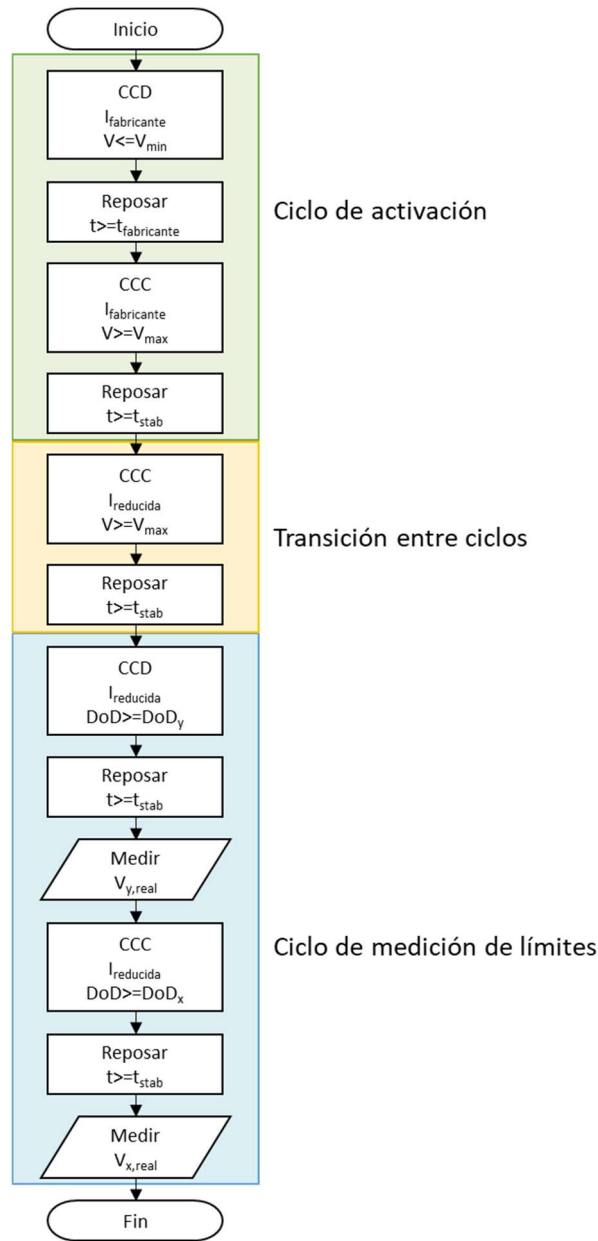


Figura 3-18. Protocolo auxiliar de ensayo.

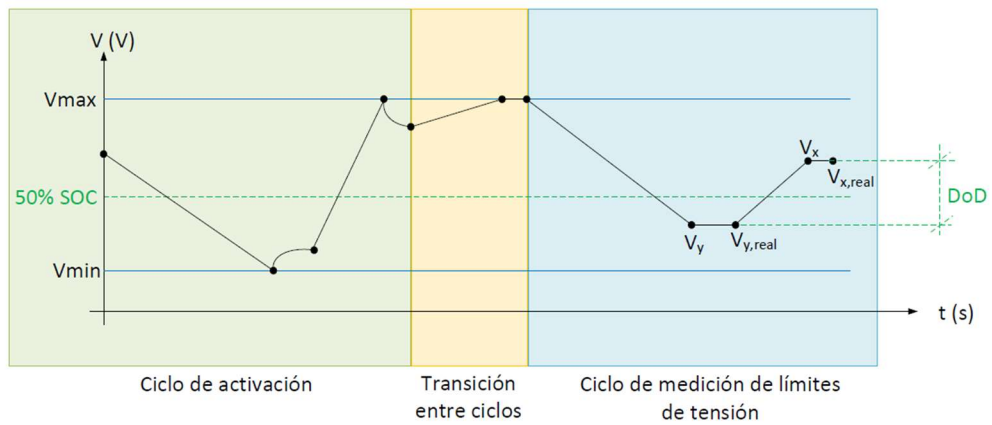


Figura 3-19. Respuesta teórica del protocolo auxiliar de ensayo.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

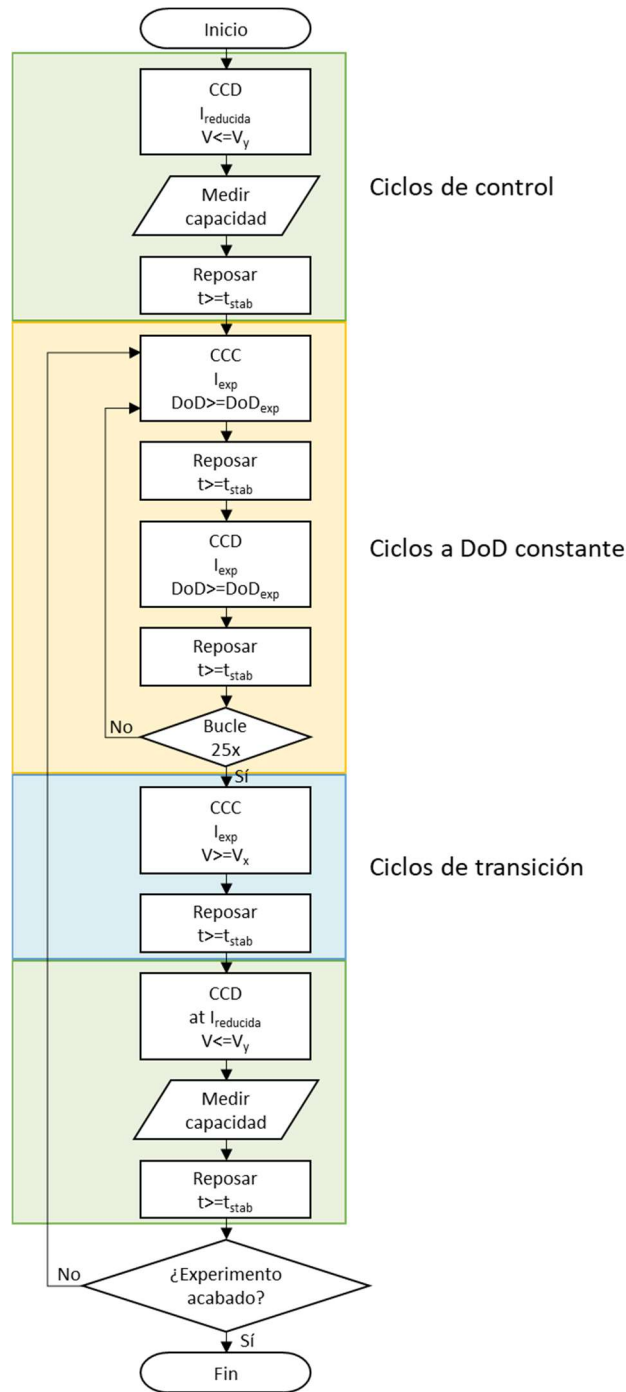


Figura 3-20. Protocolo principal de ensayo.

Por otro lado, el protocolo principal de ensayo (Figura 3-20) consta de un ciclo de control inicial para medir la capacidad entre los límites V_x y V_y . Esta capacidad es la que se toma como referencia para luego calcular la degradación perdida, a medida que avanzan los ciclos. Posteriormente, se realizan $N_{control}$ número de ciclos a DoD constante y, a continuación, se inserta un ciclo de transición antes de realizar el siguiente ciclo de control. Esta secuencia se repite una y otra vez hasta finalizar el ensayo.

Se han utilizado dos criterios para detener el proceso experimental y dar por finalizados los ensayos:

- Que tanto en la capacidad como en la resistencia interna de carga o de descarga se haya pasado de una dinámica lineal a exponencial.
- Que los experimentos se hayan alargado más de tres meses, sin un cambio significativo en la evolución de la tendencia.

Como respuesta teórica del protocolo principal de ensayo se tiene la Figura 3-21. En ella se pueden apreciar los ciclos de control, los ciclos a DoD constante y los ciclos de transición para poder pasar de un ciclo a otro.

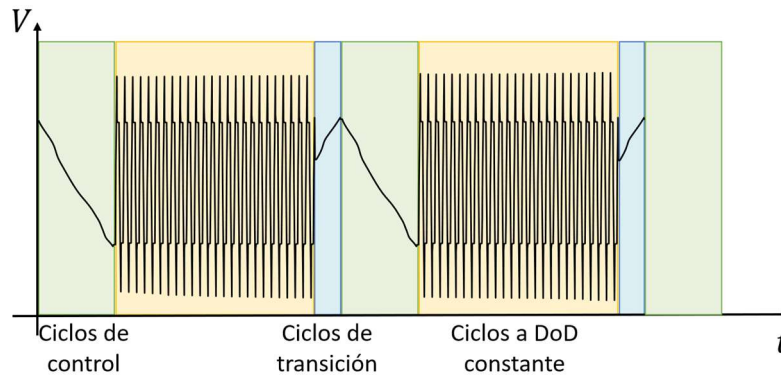


Figura 3-21. Respuesta teórica del protocolo principal de ensayo.

Para cuantificar la degradación por ciclado, se tiene en cuenta la evolución de tres parámetros: la resistencia interna de carga, la resistencia interna de descarga y la capacidad.

Para monitorear la evolución, tanto de la resistencia interna de carga como de la resistencia interna de descarga, se empieza con el registro de la tensión de los ensayos. Observando la tensión, cuando una carga/descarga se detiene, se produce un salto de tensión. Este salto de tensión está producido por la resistencia interna y es proporcional a la corriente. En consecuencia, aplicando la Ley de Ohm, se puede obtener el valor de la misma [212].



Figura 3-22. a) salto de tensión tras la carga y b) salto de tensión tras la descarga.

Hay que mencionar que los ciclos de control distorsionan la dinámica de evolución del aumento de la resistencia interna. Es decir, de un bloque de ciclos a DoD constante al siguiente bloque, la tendencia no es continua (líneas azules de la Figura 3-23). Esto ocurre por la inserción de los ciclos de control que no se realizan a la misma corriente.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

Es por ello que, para cuantificar el aumento de la resistencia interna, se realiza la media del incremento de los ciclos de cada uno de los bloques (puntos azules de la Figura 3-23), tanto para la resistencia de carga (cuadrado rojo de la Figura 3-24) como para la resistencia de descarga (cuadrado verde de la Figura 3-24). Así no sólo se obtiene una tendencia continuada (línea roja de la Figura 3-23), sino que además se tratan los datos del mismo modo que para la pérdida de capacidad, ya que se obtienen datos por cada bloque de $N_{control}$ ciclos a DoD constante.

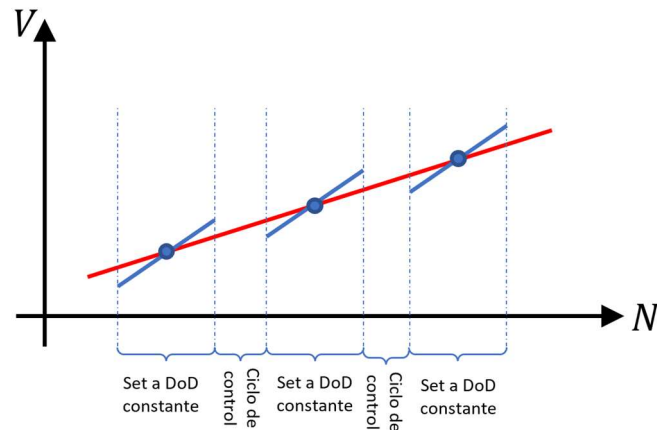


Figura 3-23. Evolución de la resistencia interna de carga/descarga durante los ciclos a DoD constante.

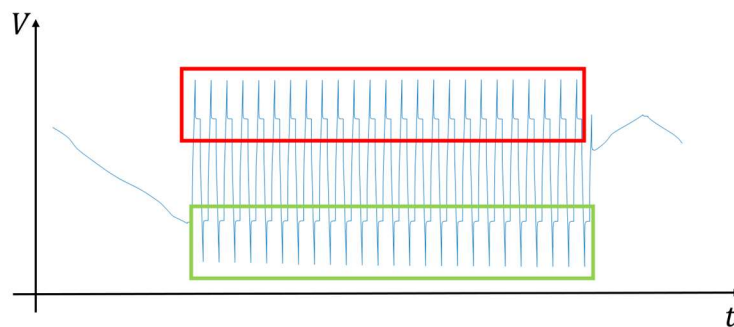


Figura 3-24. Ejemplo de ciclos a DoD constante para el cálculo de las resistencias internas.

Para monitorizar la evolución de la capacidad de las celdas, basta con medir la capacidad de los ciclos de control. Al realizarse estos ciclos entre los límites de tensión V_x y V_y , la capacidad no es constante como en los ciclos a DoD constante.

Es importante destacar que puede haber algunos puntos iniciales en la evolución de las variables (especialmente en la evolución de la resistencia interna de carga y la resistencia interna de descarga) que no coincidan con la tendencia general del ensayo (Figura 3-29). Esta discrepancia se debe a que los procesos químicos suelen tardar algunos ciclos en estabilizarse y adquirir una dinámica consistente.

Como este fenómeno sólo ocurre durante los primeros ciclos, y posteriormente se estabiliza, se ha decidido no tener en cuenta estos puntos discrepantes. En un escenario

real, este fenómeno únicamente se daría las primeras veces que se use la batería y, a partir de ahí, la degradación seguiría la tendencia. En consecuencia, se asume que el error cometido despreciando estos primeros ciclos es mínimo.

En la evolución de las resistencias internas y, sobre todo a DoDs altos, puede haber un punto en el que la tendencia deje de ser lineal y pase a ser exponencial. En estos casos, cuando se supera el codo, la celda llega al fin de la vida (EoL) por colapso de potencia en unos pocos ciclos, lo que significa que la celda ha llegado al final de su vida útil. Es por lo que, para el modelo de degradación, en el momento en el que la tendencia deja de ser lineal, se considera que la celda ha llegado al EoL.

Quitando los puntos que caen fuera de tendencia (que se acaban de mencionar), la degradación de la capacidad y de las resistencias internas de carga y descarga se pueden considerar lineales. Esto implica que las regresiones a efectuar también serán lineales.

Teóricamente, todas las regresiones deberían comenzar desde la misma capacidad inicial (para los ensayos realizados a un mismo DoD), misma resistencia interna de carga y misma resistencia interna de descarga. Sin embargo, al calcular las regresiones, puede que no empiecen en el mismo punto inicial, puesto que la regresión les añade un offset. Este efecto se puede apreciar en la Figura 3-25.

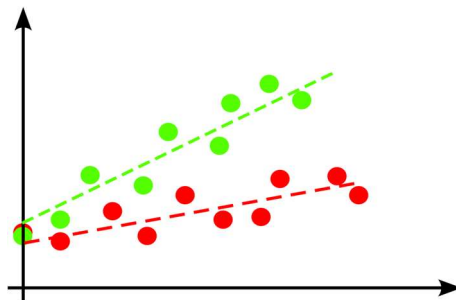


Figura 3-25. Ejemplo del offset introducido al realizar las regresiones.

Por ello, es necesario igualar el offset para poder calcular la degradación porcentual, en igualdad de condiciones para todos los experimentos. De no unificarlo, podría ocurrir el efecto que se muestra en la Figura 3-26. Es decir, que a un mismo incremento absoluto, el incremento porcentual sea distinto. La estandarización de estos offset no incurre en un error de precisión del modelo, puesto que lo que interesa es la evolución de la tendencia (la pendiente) y no el punto exacto de corte con el eje de ordenadas correspondiente al ensayo experimental.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

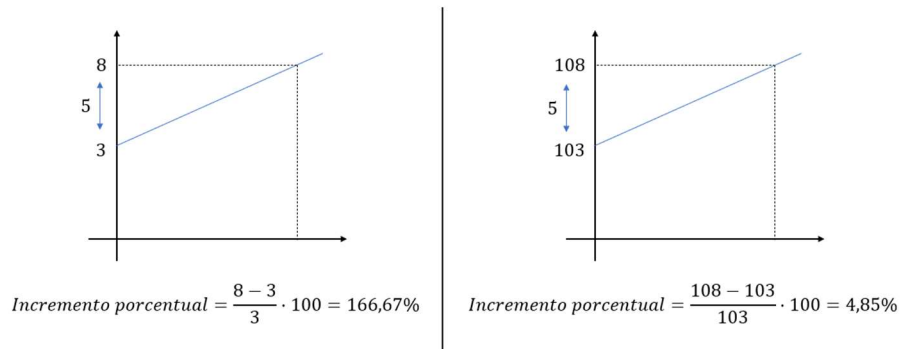


Figura 3-26. Cálculo del incremento porcentual y su diferencia, al ser calculados con dos offset distintos (en un ejemplo ficticio exagerado).

Para obtener la expresión (3-30) partiendo de los datos experimentales, en vez de interpolar todos los puntos, como las regresiones a realizar son lineales y los offset están estandarizados, se pueden interpolar únicamente las pendientes de las regresiones (m). Este proceso es el que se aprecia en la Figura 3-27. Las etapas son las siguientes:

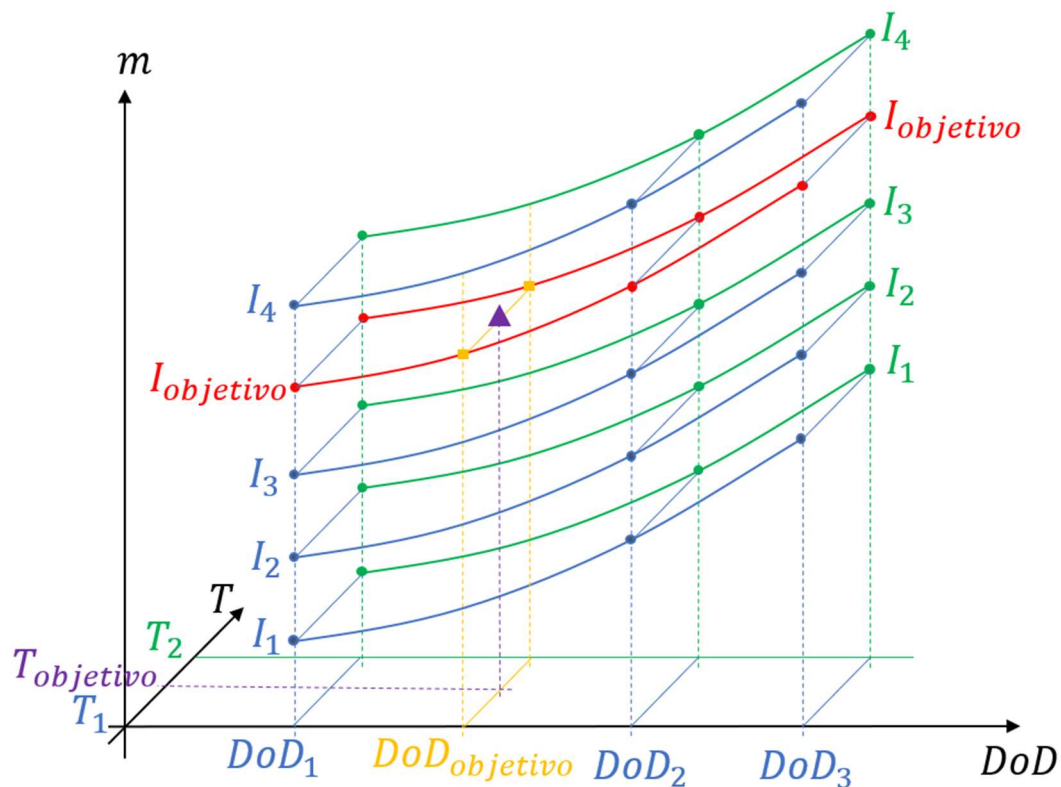


Figura 3-27. Representación gráfica del algoritmo de interpolación para las curvas de degradación por ciclado.

- Primero se interpola, para cada DoD y para cada temperatura, la corriente objetivo, dando como resultado los puntos rojos de la Figura 3-27, también expresados en (3-31).

$$\sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_{DoD}} m(T_i, DoD_j, I_{objetivo}) \quad (3-31)$$

- A continuación, se interpola el DoD objetivo para cada temperatura, entre los puntos obtenidos en el paso anterior, obteniendo los nuevos puntos (3-32).

$$\sum_{i=1}^{N_T} m(T_i, DoD_{objetivo}, I_{objetivo}) \quad (3-32)$$

- Por último, los puntos restantes se interpolan para la temperatura objetivo, dando como resultado el punto deseado (3-33).

$$m(T_{objetivo}, DoD_{objetivo}, I_{objetivo}) \quad (3-33)$$

Tras obtener la pendiente interpolada, se puede construir la recta objetivo con esa pendiente y el offset estandarizado correspondiente. Y una vez obtenida la recta de la evolución de la variable, respecto al número de ciclo, la degradación se calcula según (3-34).

$$Degradación = \frac{x_0 - x}{x_0} \cdot 100 \quad (3-34)$$

Estando el resultado en porcentaje y siendo:

- x_0 : el punto inicial del valor a analizar (capacidad del primer ciclo de control, resistencia interna de carga inicial o resistencia interna de descarga inicial).
- x : valor de la variable para el número de ciclo que se quiere calcular la degradación.

Analizando los resultados de los ensayos, en la Figura 3-28 se muestra, como ejemplo, el resultado del ciclo inicial de una de las tres celdas del ensayo a 5,05 A, 20°C y 50% del DoD. Este resultado real se puede comparar con el resultado teórico de la Figura 3-19. Se puede apreciar que la tensión marcada en el recuadro negro corresponde a V_y y la tensión marcada con el cuadro rosa representa V_x .

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

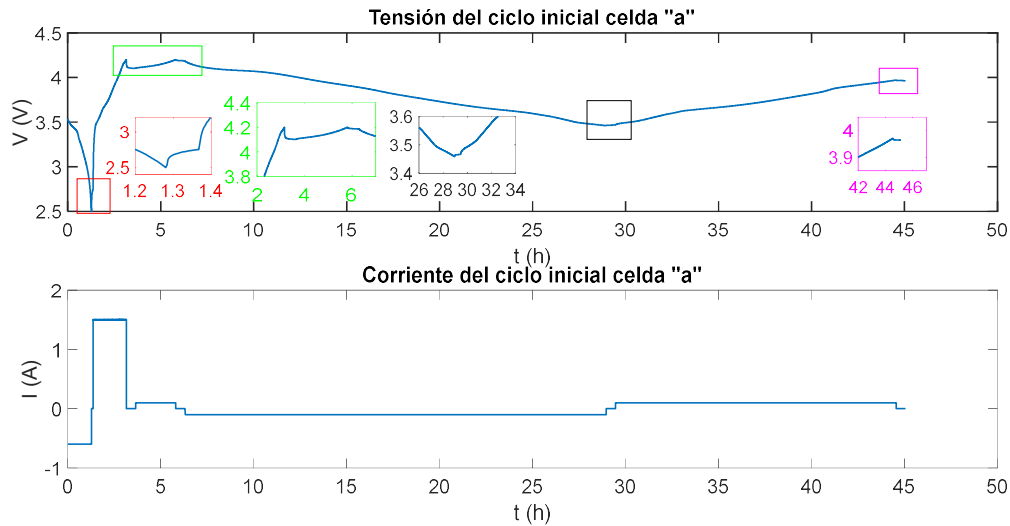


Figura 3-28. Respuesta del ciclo inicial para el ensayo a 20°C, 80000 W y 50% del DoD de la celda "a".

Tras llevar a cabo los ensayos y una vez sacadas las regresiones, se puede observar que en algunos casos, los datos iniciales no concuerdan con la tendencia general de la evolución de los resultados. Esto ocurre sobre todo en las resistencias internas de carga y de descarga. Este fenómeno se puede apreciar en los datos de la evolución de la resistencia interna de descarga de la Figura 3-29.

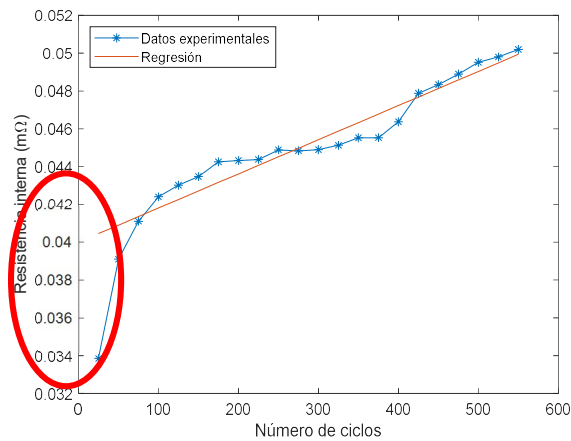


Figura 3-29. Evolución de la resistencia interna de carga a 20°C, 1,39 A y 80% del DoD.

En la evolución de las resistencias internas y, sobre todo a DoDs altos, puede haber un punto en el que la tendencia pase de ser lineal a exponencial, tal y como se aprecia en la Figura 3-30. En estos casos, se considera que la celda ya ha llegado al EoL.

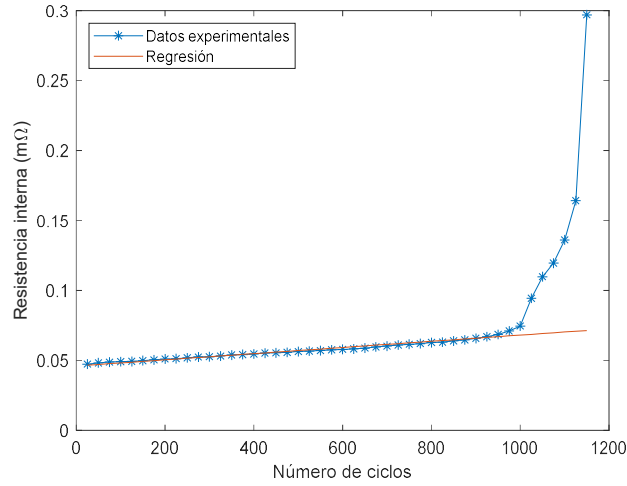


Figura 3-30. Evolución de la resistencia interna de descarga a 20°C, 60000 W y 50% del DoD.

En la Figura 3-31 y en la Figura 3-32 se aprecia la evolución de las capacidades.

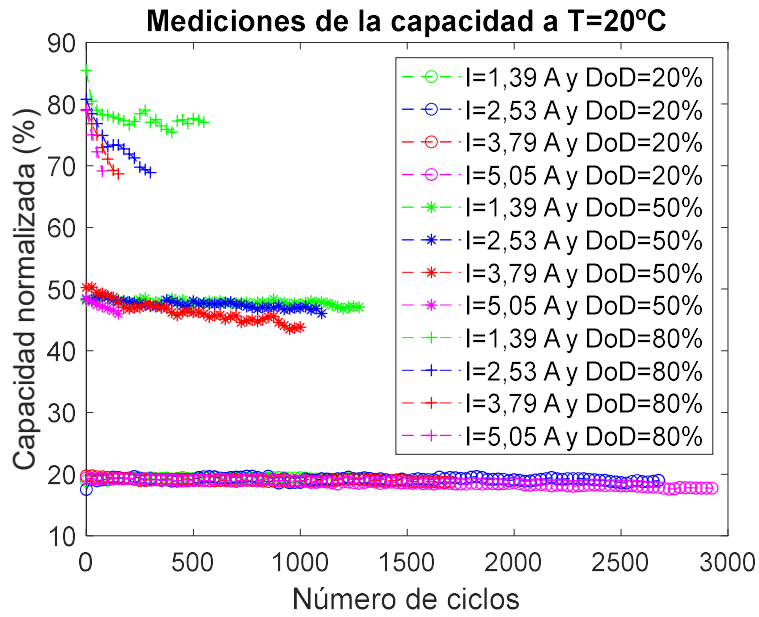


Figura 3-31. Evolución de las capacidades a 20°C.

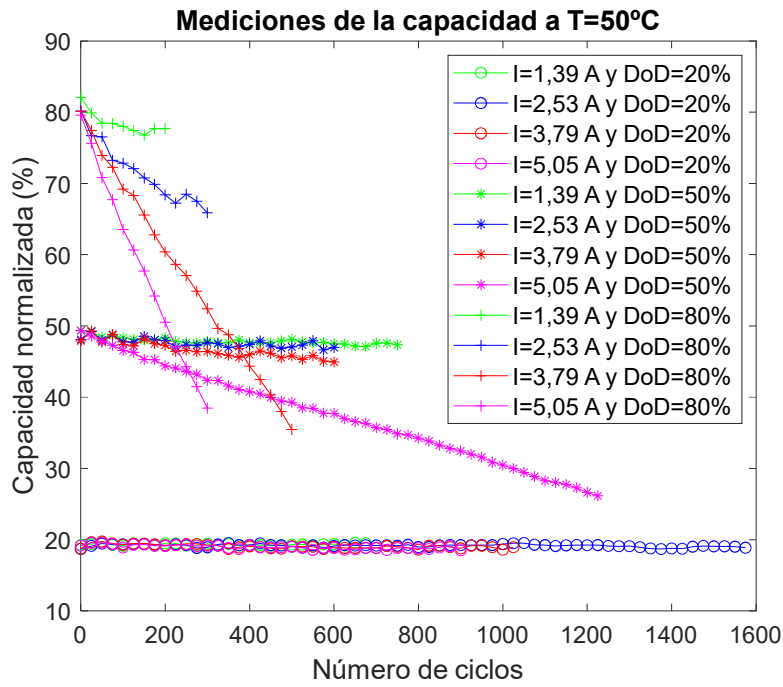


Figura 3-32. Evolución de las capacidades a 50°C.

En la Figura 3-33 y en la Figura 3-34 se observan las evoluciones de las resistencias internas de carga.

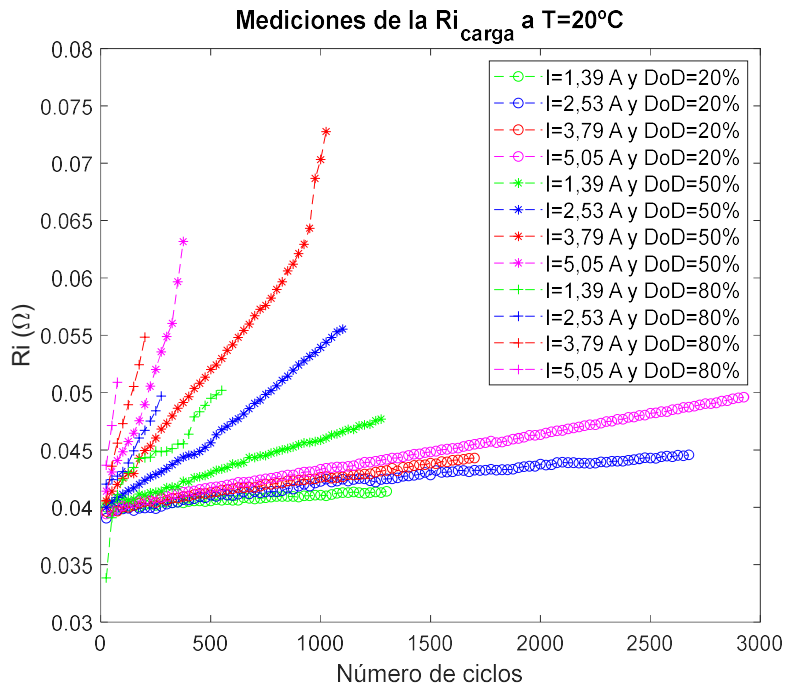


Figura 3-33. Evolución de la resistencia interna de carga a 20°C.

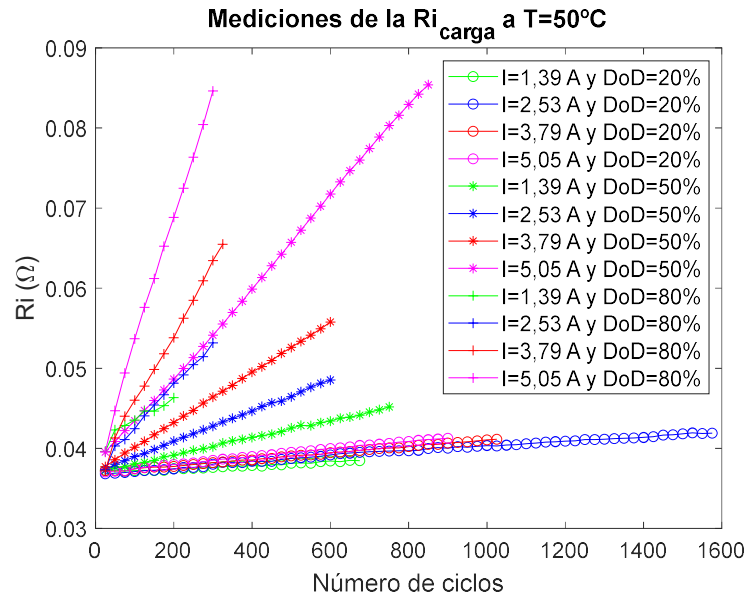


Figura 3-34. Evolución de la resistencia interna de carga a 50°C.

En la Figura 3-35 y en la Figura 3-36 se muestran las evoluciones de las resistencias internas de descarga.

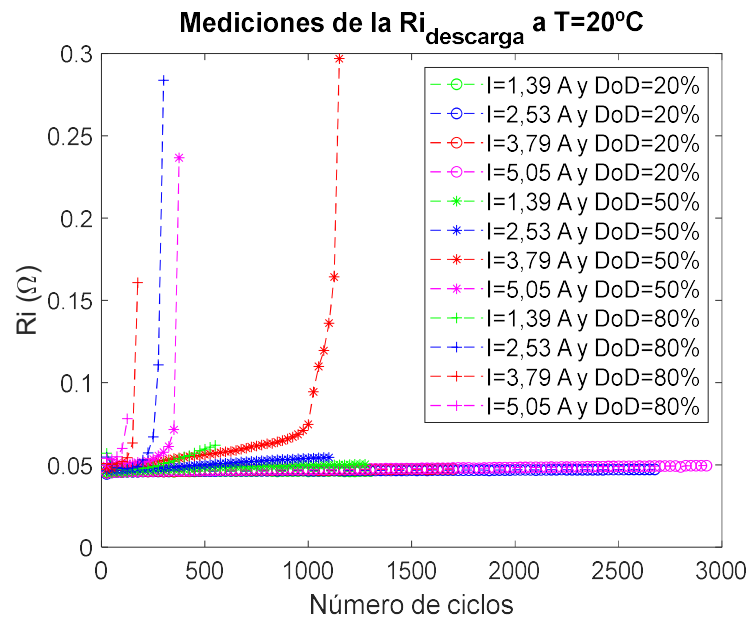


Figura 3-35. Evolución de la resistencia interna de descarga a 20°C.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

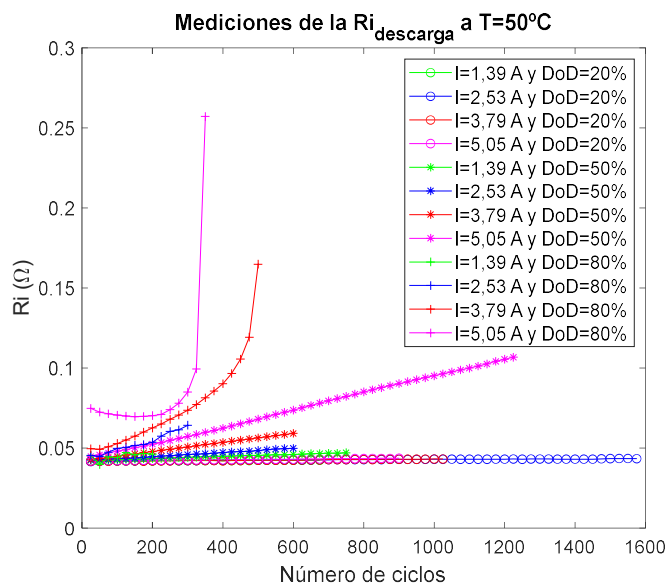


Figura 3-36. Evolución de la resistencia interna de descarga a 50°C.

De los resultados experimentales, se puede apreciar que, aunque las regresiones apunten a un mismo punto inicial, no es el mismo. En este sentido, los offset normalizados escogidos son los que se muestran en la Tabla 3-10 para 20°C y los de la Tabla 3-11 para 50°C.

Tabla 3-10. Offset normalizados para 20°C.

	Capacidad normalizada	Resistencia interna de carga	Resistencia interna de descarga
DoD=20%	19,33%	0,04 mΩ	0,046 mΩ
DoD=50%	48,33%		
DoD=80%	78,67%		

Tabla 3-11. Offset normalizados para 50°C.

	Capacidad normalizada	Resistencia interna de carga	Resistencia interna de descarga
DoD=20%	19,33%	0,037 mΩ	0,042 mΩ
DoD=50%	48,33%		
DoD=80%	78,67%		

Estos resultados experimentales están presentados con mayor detalle en *Anexo B: Resultados experimentales de los ensayos de degradación por ciclado*.

Con estos resultados experimentales, aplicando la metodología de interpolación y la fórmula (3-34), se calculan las degradaciones de la capacidad, la resistencia interna de carga y la resistencia interna de descarga, que se pueden apreciar en la Figura 3-37, la Figura 3-38 y la Figura 3-39, respectivamente.

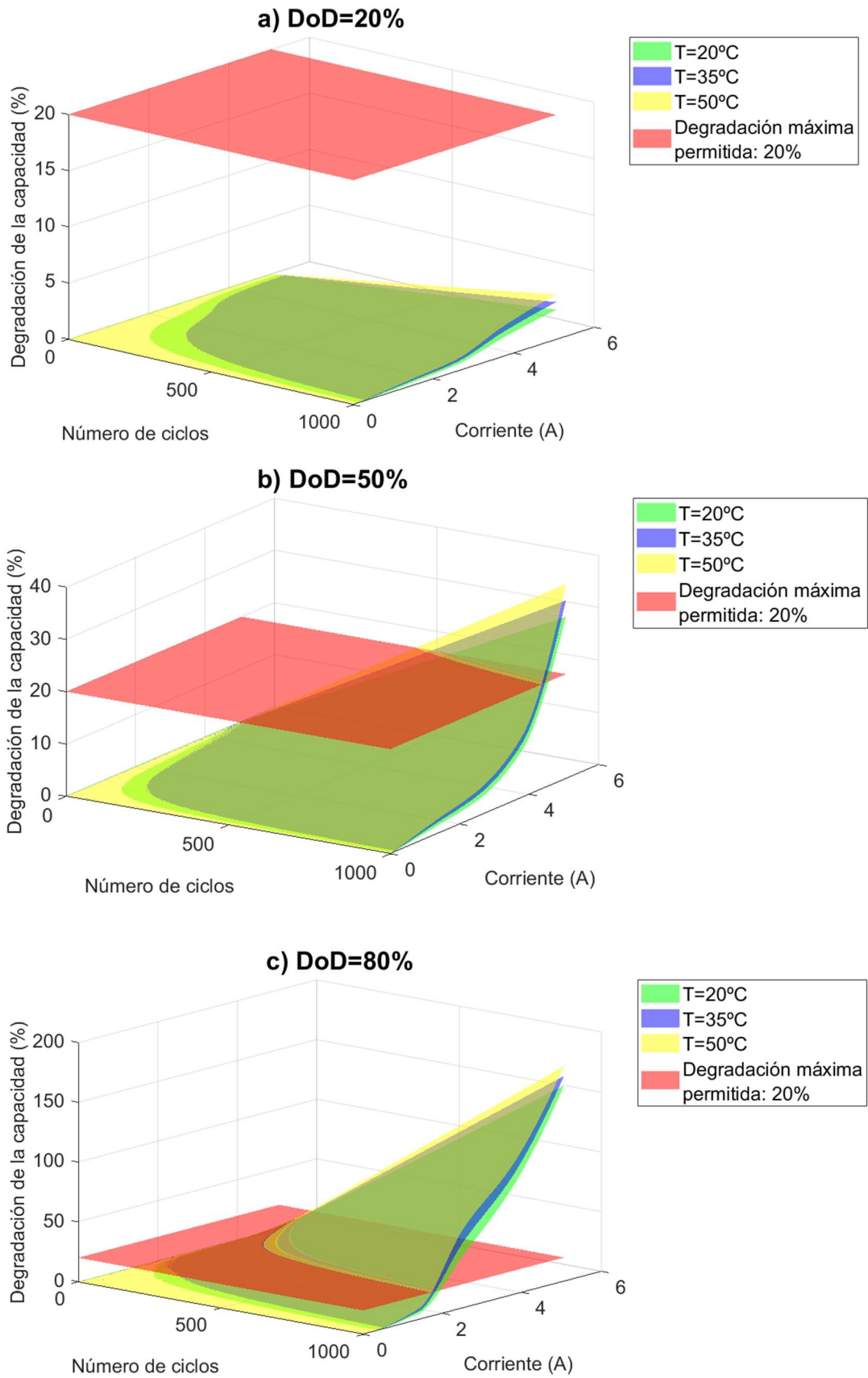


Figura 3-37. Degradación de la capacidad a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

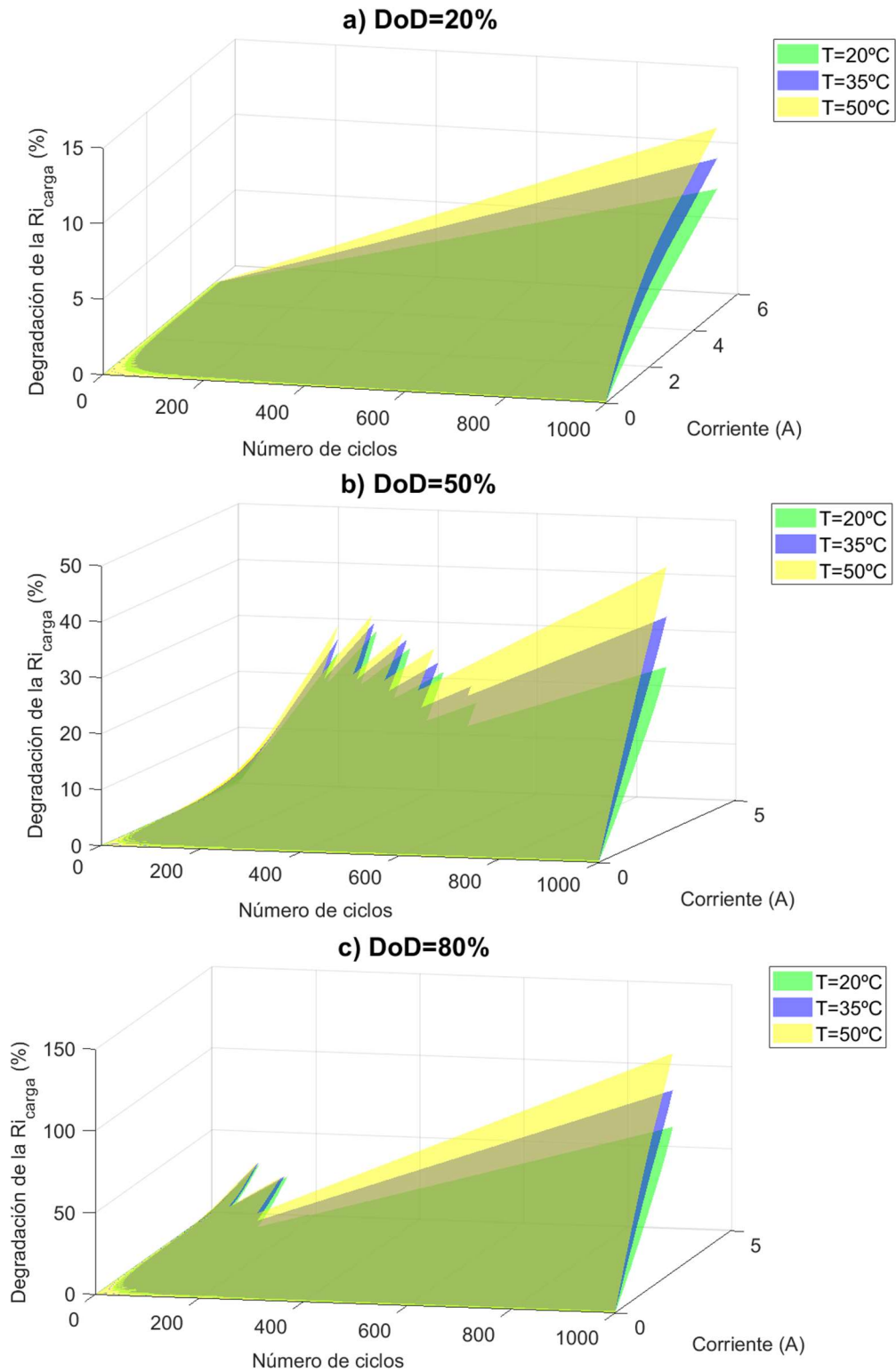


Figura 3-38. Degradación de la resistencia interna de carga a a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.

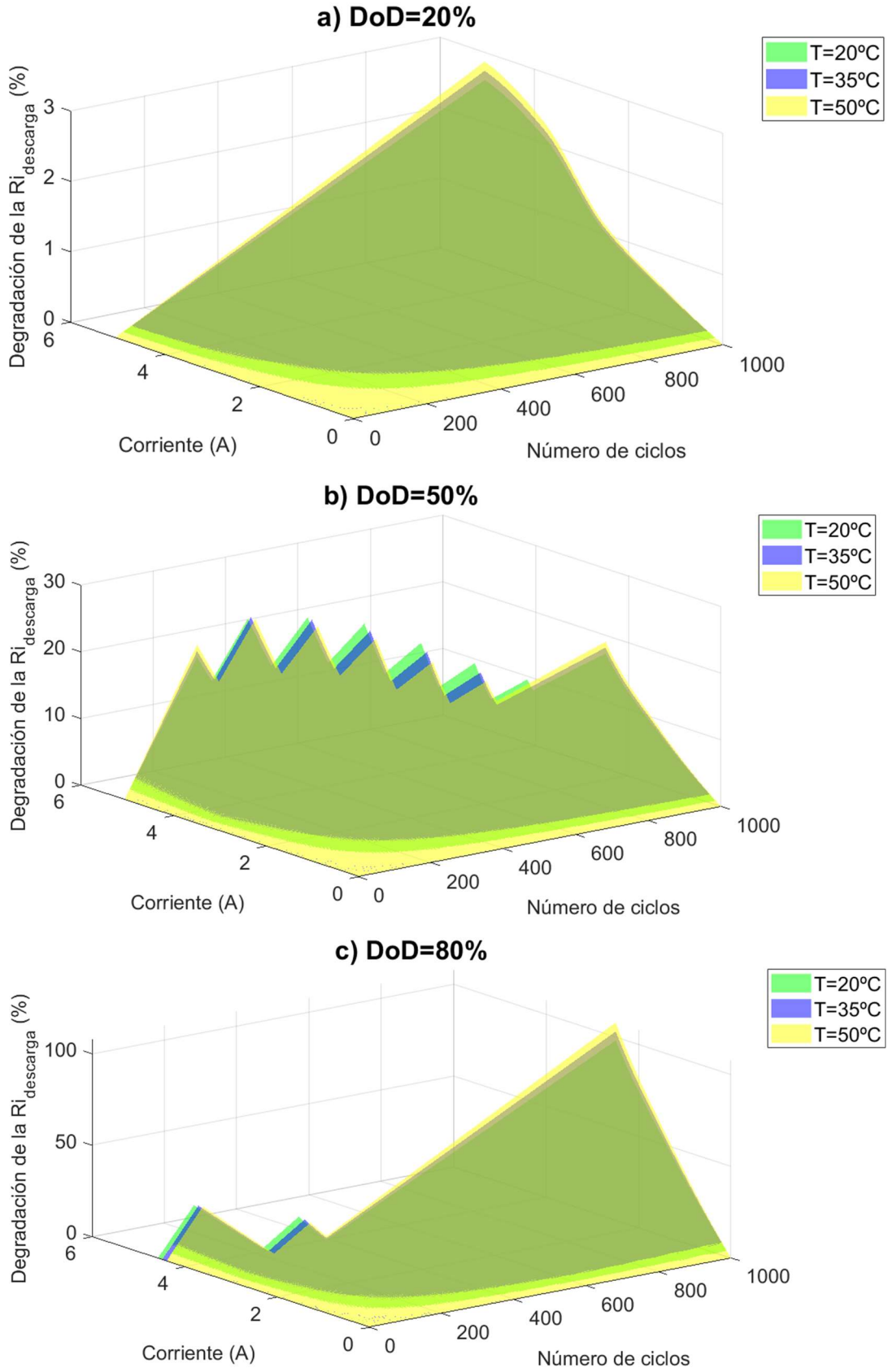


Figura 3-39. Degradación de la resistencia interna de descarga a a) DoD del 20%, b) DoD del 50% y c) DoD del 80%.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

En aplicaciones de movilidad eléctrica, se suele considerar que cuando la capacidad de la batería disminuye un 20%, dicha batería ha llegado al EoL. Por ello, en la Figura 3-37 se ha indicado, con un plano rojo, la degradación máxima del 20% que pueden sufrir las BIL.

Lo mismo pasa para los valores que no están graficados de la Figura 3-38 y la Figura 3-39, puesto que para esos puntos ya se habrá superado el codo (Figura 3-30) y las celdas habrían llegado también a su EoL.

Para la validación del modelo de degradación por ciclado desarrollado, se han llevado a cabo 500 ciclos a 30°C, a una corriente de 1,9 A y un DoD del 35% centrado en el 50% del SoC. Se ha realizado la regresión lineal de los resultados experimentales y se ha comparado con la recta obtenida mediante interpolación. Los resultados de la comparativa se pueden ver en la Figura 3-40.

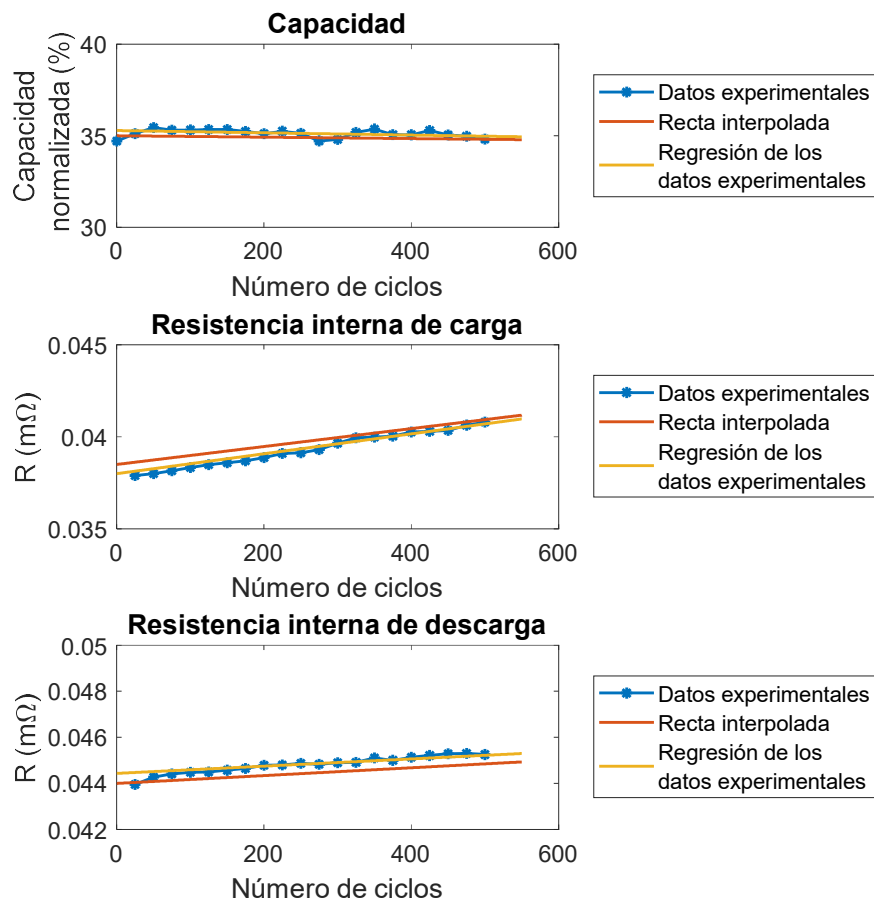


Figura 3-40. Validación del modelo de degradación por ciclado.

Los errores máximos obtenidos en los primeros 550 ciclos (comparando las rectas, no los datos) han sido los que se muestran en la Tabla 3-12

Tabla 3-12. Errores máximos del modelo de degradación por ciclado.

	Absoluto	Relativo
Capacidad normalizada	0,2836%	0,804%
Resistencia interna de carga	0,5 mΩ	1,316%
Resistencia interna de descarga	0,436 mΩ	0,981%

Debido al número de cálculos que se han de realizar en este apartado, el modelo de degradación es el más crítico, en lo que al tiempo de cómputo se refiere. En este sentido, para cuantificar el tiempo que se requiere, se ha preparado una muestra de 1.000 puntos a interpolar y se ha medido el tiempo de cálculo en un ordenador con procesador i7 de novena generación, a 2,6 GHz, con una SSD con velocidad de escritura de 540 MB/s, y una RAM DDR4 de 16GB. Los resultados se muestran en la Tabla 3-13.

Tabla 3-13. Velocidad de cálculo del modelo de degradación por ciclado.

	\bar{x}	σ
Capacidad	0,468 ms	0,189 ms
Resistencia interna de carga	0,606 ms	0,162 ms
Resistencia interna de descarga	0,586 ms	0,149 ms

3.4.2. CÁLCULO DE LA DEGRADACIÓN ACUMULADA

Si únicamente se pretende utilizar el modelo para algoritmos de recarga óptima, no es necesario el cálculo de la degradación acumulada con los ciclos, puesto que lo que interesa en esos casos es minimizar la degradación en cada recarga. Sin embargo, con el objetivo de desarrollar un modelo de batería que permita ser utilizado en otras aplicaciones, se ha desarrollado también la metodología para este cálculo.

Esto permite cuantificar en qué estado se encuentra la batería y planificar un mantenimiento preventivo, para maximizar su vida útil. Además, permite evaluar estrategias económicas a la hora de darle una segunda vida útil, una vez haya llegado al EoL para la movilidad eléctrica. Es decir, esta metodología permite cuantificar el SoH de la batería en todo momento.

Esta degradación acumulada ha de calcularse cada vez que se cambia la consigna de potencia de carga/descarga/reposo. Por ello, se calcula considerando dos periodos anteriores ($\mathcal{T} - 2$ y $\mathcal{T} - 1$, respectivamente) y el periodo actual (\mathcal{T}). Al trabajar con periodos pasados, se conoce la información relativa a la energía usada, el DoD, nivel de potencia, la temperatura y el tiempo que ha durado cada uno de los periodos anteriores. Con esos datos, se aplican los siguientes pasos:

1. Con el tiempo que ha durado el periodo $\mathcal{T} - 2$ se calcula el número de ciclos equivalente a ese periodo ($N_{\mathcal{T}-2}$).
2. Se calcula la degradación para las condiciones del periodo $\mathcal{T} - 2$ ($Deg_{\mathcal{T}-2}$).

3. Se considera la degradación del periodo $\mathcal{T} - 2$ como la degradación de la que se parte en el periodo $\mathcal{T} - 1$, por lo que, como las condiciones de degradación del periodo $\mathcal{T} - 1$ son conocidas, se puede calcular el número de ciclos que equivale esa degradación inicial ($N_{Deg-ini}$).
4. A ese número de ciclos inicial del periodo $\mathcal{T} - 1$ se le suma el número de ciclos equivalente del periodo $\mathcal{T} - 1$ ($N_{\mathcal{T}-1}$), calculado con el tiempo que ha durado el periodo $\mathcal{T} - 1$.
5. Se calcula la degradación para las condiciones del periodo $\mathcal{T} - 1$ ($Deg_{\mathcal{T}-1}$), que será la degradación de la que se parte para el periodo \mathcal{T} .

Este proceso se muestra en la Figura 3-41.

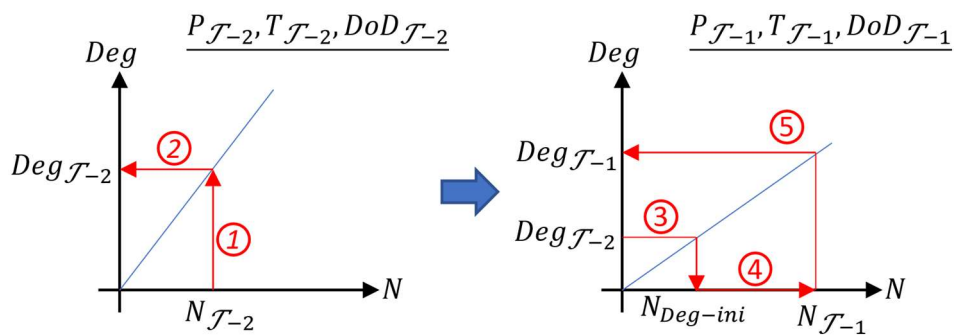


Figura 3-41. Proceso de cálculo de la degradación acumulada.

3.5. Modelo unificado del BP

Una vez obtenidos los modelos eléctricos, térmico y de degradación, hay que unificarlos en un único modelo que represente fielmente el comportamiento de un BP. Este modelo se puede usar en estrategias de recarga óptima de VEs, para minimizar la degradación inducida de las baterías, en el mantenimiento preventivo de la batería, en el diseño de estrategias económicas de cara a dar una segunda vida útil a las baterías, etc.

Todos los modelos parciales se han desarrollado mediante funciones que, especificando las condiciones de entrada, devuelven la respuesta de la batería. En consecuencia, el modelo unificado del BP no es más que una función que llama al resto de los modelos parciales. Un esquema de esta función se muestra en la Figura 3-42.

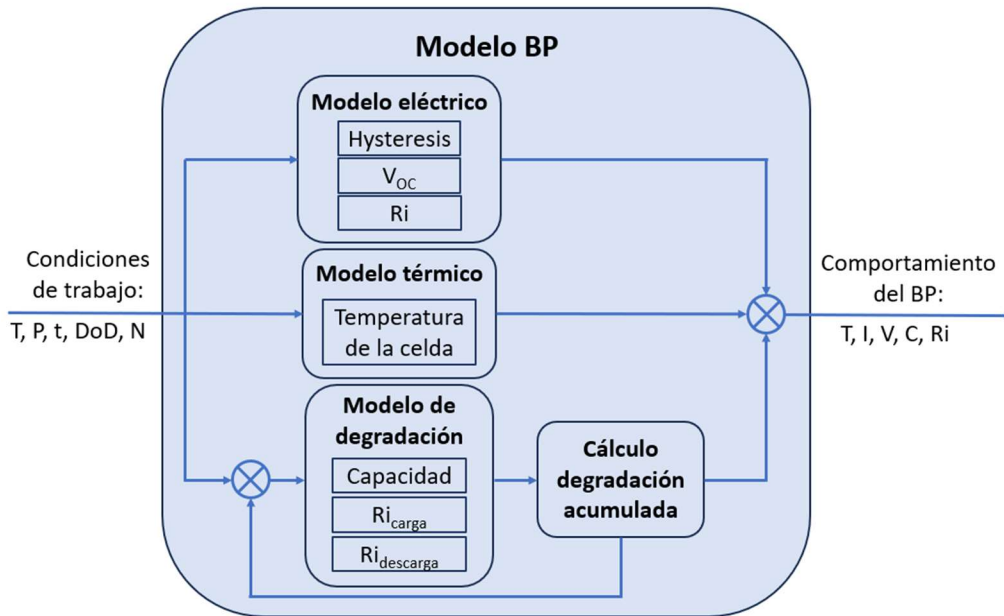


Figura 3-42. Modelo unificado del BP.

3.6. Conclusiones

El modelado de baterías será un factor determinante en la transición energética y en el desarrollo de las baterías. En este sentido, se están dedicando esfuerzos a conseguir modelos que sean precisos, que no sean sensibles al ruido de los datos experimentales, que sean rápidos de ejecutar, que no necesiten de muchos ensayos experimentales, y que sean generalizables a distintos materiales utilizados en las BIL.

El modelo del BP desarrollado en esta Tesis Doctoral es un modelo rápido, ligero de ejecutar y con una precisión de la evolución de la degradación y el comportamiento del BP suficientemente buena para los algoritmos avanzados de recarga de VE, para las estrategias de control de los sistemas de gestión de baterías (BMS) y de los sistemas de gestión térmica de baterías (BTMS), aplicaciones que requieren tiempos de ejecución reducidos, etc. Este modelo permite también cuantificar el SoH y el RUL de las baterías, parámetros imprescindibles para dar una segunda vida a las baterías que ya no son adecuadas para la tracción. No obstante, el modelo obtenido no es un modelo que busque modelar la dinámica del BP.

En comparación con los algoritmos de interpolación tradicionales y los modelos basados en IA, este modelo combina lo bueno de ambas opciones: ocupa poca memoria, no requiere de tantos cálculos y tampoco requiere de muchos datos experimentales.

Analizando los resultados, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La metodología presentada es aplicable a otras químicas, no únicamente a las BIL NMC.

MODELADO DE BATERÍAS DE ION LITIO

- Existe un compromiso entre la precisión que se quiere obtener en el modelo y la duración de los ensayos experimentales. Cuanto más preciso, más tiempo de experimentación se requiere, lo que puede comprometer la viabilidad.
- Los límites de fiabilidad del modelo son los límites de la matriz de ensayos, ya que es un modelo de interpolación y no de extrapolación.
- Las resistencias internas calculadas mediante los ensayos de degradación y las medidas con el equipo FLUKE BT521 no concuerdan. Las primeras han sido calculadas de manera indirecta, mediante saltos de tensiones, ya que realizar una medida directa con los ensayos no es posible. Por tanto, para la medición de la resistencia interna del BP se han utilizado las medidas del medidor y, para la evolución de las resistencias internas debido a la degradación, las medidas indirectamente, ya que al haberse calculado todos del mismo modo, muestran fielmente la tendencia.
- Hay más de un modo de diseñar un BP con unas celdas, para emular el comportamiento de otro BP con otras celdas. Es importante realizar una correcta elección del método a emplear.
- Los distintos modelos (térmico, eléctrico, etc.) dependen de distintos factores. Para unirlos todos en el modelo integrado del BP hace falta una integración que contemple las interrelaciones que existen entre ellos.
- Es importante realizar los experimentos de manera redundante, debido a que hay celdas que muestran comportamientos fuera de tendencia.
- La resistencia interna decrece a medida que la temperatura incrementa. Esta conclusión se obtiene tanto del *Apartado 3.2.4 Medición de la resistencia de las conexiones del BP* como de las curvas de histéresis a distintas temperaturas, puesto que la histéresis que se obtiene a 50°C es menor que la que se obtiene a 20°C. También es apreciable en la Figura B-2 y en la Figura B-3 del *Anexo B: Resultados experimentales de los ensayos de degradación por ciclado*.
- El tiempo de estabilización de la tensión es mayor para la descarga que para la carga, ya que al ser mayor la resistencia interna de descarga, el salto es también mayor.
- La degradación por ciclado causada por la temperatura no es muy notoria durante los primeros ciclos, pero a medida que aumenta el número de ciclos, ésta se vuelve más relevante.
- El parámetro que más afecta a la degradación por ciclado es el DoD.
- En comparación con los algoritmos de interpolación tradicionales, el algoritmo propuesto en el *Apartado 3.4.1 Cálculo de la degradación por ciclado* reduce notablemente el número de interpolaciones a realizar, de 99 a 27, para esta matriz de ensayos, ya que reduce en una dimensión los elementos a interpolar. En consecuencia, también reduce el tiempo de computación y la memoria a utilizar. Esto es así porque en vez de interpolar entre los datos experimentales, se interpola únicamente entre las pendientes de las regresiones lineales. Es decir, únicamente hay que cargar los datos de las pendientes y no todos los datos de los ensayos.
- El tiempo experimental puede reducirse considerablemente si en vez de usar tres celdas para los ensayos, se usan únicamente dos y, en caso de discordancia entre ellas, se repite el ensayo con una tercera celda. Del mismo modo, a DoD pequeños en los que no aparece la transición entre la parte lineal y la exponencial, se pueden parar los experimentos una vez que se aprecie la tendencia lineal final. Igualmente, se puede reducir incluso más optimizando el tiempo de estabilización para cada

ensayo, puesto que se ha estado utilizando el más restrictivo para todas las condiciones de ensayo.

- Hay algún ensayo que ha quedado fuera de tendencia (por ejemplo, la resistencia interna de descarga a 50°C, 5,05 A y DoD del 80%). En estos casos, los datos se han interpolado/extrapolado teniendo en cuenta los datos de los ensayos adyacentes, así como la tendencia de los otros ensayos.
- Las celdas utilizadas no son celdas adecuadas para el uso en un BP destinado a la movilidad eléctrica. Las celdas empleadas en los VEs llegan antes al EoL por *capacity fade* que por *power fade*, cosa que en estas celdas es al revés. Esto significa que la resistencia interna se degrada más rápido que la capacidad y el BP sería incapaz de suministrar la potencia necesaria al VE.

CAPÍTULO 4

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

- 4.1. Formulación matemática de los algoritmos de recarga de VEs.
- 4.2. Formulación matemática del algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos.
- 4.3. Conclusiones.

4. ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Debido al gran desarrollo de las FER, la GD y la movilidad eléctrica, el OSD se enfrentará a grandes desafíos técnicos a la hora de gestionar y operar las redes de distribución. En consecuencia, es de vital importancia desarrollar y avanzar en nuevas estrategias de recarga de VEs que permitan minimizar el impacto negativo de estas nuevas tecnologías y que busquen, no sólo la recarga del VE, sino que satisfagan también objetivos globales del sistema eléctrico.

Hasta ahora, las pocas recargas controladas que se han implementado son principalmente centralizadas. Este enfoque centralizado, a pesar de conseguir teóricamente una solución global más óptima, requiere de muchos datos y un gran despliegue de comunicaciones. Además, reduce la capacidad de decisión del usuario final. Adicionalmente, este enfoque centralizado, cada vez será más complejo de implementar a medida que haya un mayor número de elementos activos a controlar.

Respecto a las lógicas distribuidas, éstas tienen la capacidad de satisfacer los objetivos particulares sin prejuicios a los objetivos globales, pero requieren de sendos sistemas de comunicación instantáneos, son más vulnerables a los ataques a la privacidad de los datos y suelen requerir de datos de recarga conocidos. Además, estas comunicaciones se suelen hacer mediante tecnología basada en la comunicación por línea eléctrica (PLC), lo que puede dar lugar a perturbaciones en la red. Adicionalmente, aunque se intuya que el futuro irá por esta línea, todavía estos algoritmos no están lo suficientemente desarrollados como para su inminente implantación.

En el corto y medio plazo, se requerirá de algoritmos avanzados lo suficientemente maduros que permitan su implementación inmediata, pero que a su vez sean capaces de lidiar con los inconvenientes de la integración masiva de las nuevas tecnologías sin generar prejuicios al sistema ni a los objetivos globales. Es decir, debido a la urgencia de instalación de estrategias de control avanzadas, en la actualidad y como transición hacia los algoritmos distribuidos, se torna necesario desarrollar algoritmos híbridos, colaborativos y centralizados, que permitan combinar las ventajas de la recarga controlada, a la vez que permitan ser implementados en el corto plazo. Además, estos algoritmos deberían ser relativamente sencillos de implementar e integrar, permitiendo dar solución a la inminente entrada masiva de VEs al sistema eléctrico.

Por consiguiente, en este capítulo se desarrolla una estrategia de recarga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y optimizada que satisfaga los objetivos locales, minimizando el impacto negativo en las redes eléctricas y teniendo en cuenta la degradación inducida en las baterías. Esta arquitectura permitirá, entre otros:

- a) Satisfacer al usuario final mediante una carga económicamente viable.
- b) Satisfacer al OSD, que podrá realizar una operación segura y eficiente de la red de distribución.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

- c) La creación de nuevos modelos de negocio de aportación de servicios a red, compensación por desplazamiento de carga, etc.

Para verificar su eficacia, se compara con un algoritmo controlado, autónomo y de arquitectura descoordinada.

Por otro lado, a la hora de proveer servicios V2G y devolver energía a la red, si la tensión de la red eléctrica tiene un alto contenido en armónicos, la corriente inyectada también tendrá un alto contenido en armónicos.

En este sentido, en este capítulo se expone una metodología para reducir el armónico n de la corriente inyectada a la red, provocada por el armónico n de la tensión de la red, mientras se da respaldo a red. En comparación con los métodos ya existentes en el campo de los cargadores de vehículos eléctricos, esta estrategia de control es simple de implementar, robusta y no requiere elementos adicionales. Al igual que con el anterior algoritmo, éste también se comparará con un algoritmo tradicional de devolución de energía a red.

Así, el capítulo se divide en dos secciones principales, el desarrollo de los algoritmos de recarga de VEs y el algoritmo para reducir el armónico n de la corriente inyectada a la red.

4.1. Formulación matemática de los algoritmos de recarga de VEs

En este apartado, se presentan los dos algoritmos utilizados en las simulaciones. El primero corresponde a un algoritmo de recarga controlada, autónoma y de arquitectura no coordinada y, el segundo, a un algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada.

Para presentar la formulación matemática, primero se define la nomenclatura y, posteriormente, los algoritmos.

4.1.1. NOMENCLATURA

A) Variables

- $C_{i, inicial}^B$: Capacidad inicial de la batería del EV i .
- $C_{i, \mathcal{T}}^B$: Capacidad de la batería del EV i tras el tiempo de la recarga a evaluar \mathcal{T} .
- $DoD_{i, \mathcal{T}}^B$: profundidad de descarga de la batería del VE i en el tiempo a evaluar \mathcal{T} .
- E_i^{carga} : energía requerida para completar la carga del VE i .
- i : VE a evaluar.
- $I_{i, t}^B$: corriente de carga de la batería del VE i en el periodo t .
- $I_{i, \mathcal{T}}^B$: corriente de carga de la batería del VE i en el tiempo a evaluar.
- $I_{i, t}^{VE}$: corriente de recarga del VE i en el periodo t .
- j : punto de recarga a evaluar.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

- k : alimentador a evaluar.
- N_{alim} : número de alimentadores del centro de transformación (CT).
- $N_{cons,k}$: número de puntos de consumo en el alimentador k .
- N_{VE} : número de VEs.
- $N_{VE,j}$: número de VEs en el punto de consumo j .
- $N_{\mathcal{T}}$: Número total de recargas realizadas en el tiempo a evaluar \mathcal{T} .
- \hat{P}_k^{alim} : potencia máxima de trabajo del alimentador k .
- $P_{k,t}^{alim}$: potencia del alimentador k en el periodo t .
- $P_{k,t}^{alim,base}$: potencia del alimentador k en el periodo t , sin tener en cuenta la recarga de los VEs.
- $P_{j,t}^{cons}$: potencia base (sin tener en cuenta los VEs ni la PV) del consumidor j en el periodo t .
- $P_{j,t}^{PC}$: potencia de recarga del punto de consumo j en el periodo t .
- $P_{j,t}^{PC,base}$: potencia de recarga del punto de consumo j en el periodo t sin tener en cuenta la recarga de los VEs.
- $P_{k,t}^{perd,alim}$: potencia de pérdidas del alimentador k en el periodo t .
- $P_t^{perd,T}$: potencia de pérdidas del transformador en el periodo t .
- $P_{j,t}^{PV}$: potencia generada por el generador fotovoltaico del consumidor j en el periodo t .
- \hat{P}^T : potencia máxima de trabajo del transformador.
- P_t^T : potencia del transformador en el periodo t .
- $P_t^{T,base}$: potencia del transformador en el periodo t , sin tener en cuenta la recarga de los VEs.
- \hat{P}_i^{VE} : potencia máxima de recarga del VE i .
- $P_{i,t}^{VE}$: potencia de recarga del VE i en el periodo t .
- $SoC_{i,t}^B$: estado de carga de la batería del VE i en el periodo t .
- $SoC_i^{llegada}$: Estado de carga con el que el VE i sale del punto de recarga.
- SoC_i^{salida} : Estado de carga con el que el VE i llega al punto de recarga.
- $SoH_{i, inicial}^B$: estado de salud inicial de la batería del VE i .
- $SoH_{i, \mathcal{T}}^B$: Estado de salud de la batería del EV i tras la recarga realizada en el tiempo de la recarga a evaluar \mathcal{T} .
- $SoH_{i, \mathcal{T}-1}^B$: Estado de salud de la batería del EV i en el tiempo de la recarga anterior.
- t : periodo a evaluar.
- $T_{i, \mathcal{T}}^B$: temperatura de la batería del VE i en el tiempo a evaluar \mathcal{T} .
- $t_i^{llegada}$: hora a la que el VE i llega al punto de recarga.
- t_i^{salida} : hora a la que el VE i sale del punto de recarga.
- $t_i^{salida} - 1$: última hora en la que el VE i está cargándose.
- $V_{i,t}^B$: tensión de la batería del VE i en el periodo t .
- V_i^{red} : tensión de la red en el cargador del VE i .
- $\alpha_{i,t}$: coeficiente de ponderación del VE i en el periodo t para evitar sobrecargas.
- β_i : coeficiente del VE i para ponderar el peso de la degradación en el algoritmo de optimización.
- $\gamma_{i, \mathcal{T}}^B$: degradación inducida en la batería por la recarga del VE i en el tiempo a evaluar \mathcal{T} .

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

- $\gamma_{i,\mathcal{T}}^{B,cond}$: degradación inducida en la batería por la conducción del VE i en el tiempo a evaluar \mathcal{T} .
- Δt : duración del periodo a evaluar.
- $\eta_{i,t}$: rendimiento del cargador del VE i en el periodo t .
- $\lambda_{k,t}^{alim}$: indicador de sobrecarga del alimentador k en el periodo t .
- λ_t^T : indicador de sobrecarga del transformador en el periodo t .
- \mathcal{T} : tiempo total a evaluar en el que se da una recarga, es decir, suma de todos los periodos a evaluar.
- ψ_t^{Ag} : precio al que el Agregador compra la electricidad en el periodo t .
- $\psi_i^{B,compra}$: precio de compra de la batería del VE i .
- $\psi_i^{B,efectivo}$: precio efectivo de la batería del VE i .
- $\psi_{i,t}^{VE}$: precio al que el VE i compra la electricidad en el periodo t . En el caso de haber Agregador, el precio al que el Agregador le vende la electricidad.
- $\psi_i^{B,venta}$: precio de venta de la batería del VE i .

B) Potencias

La potencia de recarga del VE i en cada periodo viene dada en (4-1). Se define como el producto entre la tensión de la red en el punto en el que está conectado ese VE, la corriente de recarga que absorbe de la red (ambas en el período a evaluar) y la raíz cuadrada de tres por tratarse de un sistema trifásico.

$$P_{i,t}^{VE} = \sqrt{3} \cdot V_{i,t}^{red} \cdot I_{i,t}^{VE}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in N_{VE} \quad (4-1)$$

Los VEs pueden estar conectados a un PR individual o colectivo. En ese segundo caso, habrá más de un VE por PR. De igual forma, en cada punto de consumo (PC) puede haber uno o más consumos, puede haber (o no) GD o puede haber (o no) uno o más puntos de recarga. En consecuencia, el consumo de un PC se define como el total de los consumos conectados a ese PC sumado a la suma de las potencias de recarga de todos los VEs conectados a ese PC menos la generación que se da en ese PC. Todo ello evaluado en cada período, tal y como muestra (4-2).

$$P_{j,t}^{PC} = P_{j,t}^{cons} - P_{j,t}^{PV} + \sum_{i=1}^{N_{VE,j}} P_{i,t}^{VE}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall j \in N_{cons,k} \quad (4-2)$$

La potencia de un alimentador determinado, en un período determinado, se define como la suma de las demandas de todos los puntos de consumo conectados a ese alimentador en ese mismo período a evaluar, más las pérdidas que estas demandas generan en las líneas del alimentador. Esta expresión se aprecia en (4-3), mientras que la expresión de las pérdidas se muestra en (4-4).

$$P_{k,t}^{alim} = P_{k,t}^{perd,alim} + \sum_{j=1}^{N_{cons,k}} P_{j,t}^{PC}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall k \in N_{alim} \quad (4-3)$$

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA
A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

$$P_{k,t}^{perd,alim} = f \left(\sum_{j=1}^{N_{cons,k}} P_{j,t}^{PC} \right), \forall t \in \mathcal{T}, \forall k \in N_{alim} \quad (4-4)$$

La potencia del transformador se calcula mediante la suma de las potencias de los alimentadores y las pérdidas que tiene el mero transformador, todo a evaluar en el mismo período. Ver (4-5).

$$P_t^T = P_t^{perd,T} + \sum_{k=1}^{N_{alim}} P_{k,t}^{alim}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4-5)$$

Las pérdidas del transformador son una función de la potencia que demandan los alimentadores, ya que se tienen en consideración los parámetros del primario del circuito equivalente. Por consiguiente, la expresión de las pérdidas viene dada por (4-6).

$$P_t^{perd,T} = f \left(\sum_{k=1}^{N_{alim}} P_{k,t}^{alim} \right), \forall t \in \mathcal{T} \quad (4-6)$$

Por último, del mismo modo en el que se han definido $P_{j,t}^{PC}$, $P_{k,t}^{alim}$ y P_t^T , se pueden definir $P_{j,t}^{PC,base}$, $P_{k,t}^{alim,base}$ y $P_t^{T,base}$ que son las mismas variables, pero sin tener en cuenta la recarga de los VEs.

C) Indicadores de saturación

Se definen $N_{alim} + 1$ número de indicadores λ para detectar saturaciones, uno por cada número de alimentador más uno adicional para el transformador. Estos indicadores son el cociente entre la potencia instantánea del elemento a examinar y la potencia límite de funcionamiento sin saturación de ese elemento. Por consiguiente, si el cociente es inferior a uno, significa que no hay sobrecarga. Si su valor es igual a la unidad, el elemento estará en el límite de la saturación y, si el elemento es superior a uno, estará sobrecargado. Este análisis se realiza para cada período a evaluar. La definición de estos coeficientes se puede observar en (4-7) y (4-8) para los alimentadores y el transformador, respectivamente.

$$\lambda_{k,t}^{alim} = \frac{P_{k,t}^{alim}}{\hat{P}_k^{alim}} \rightarrow \begin{cases} \text{Si } \lambda_{k,t}^{alim} > 1 \rightarrow \text{sobrecarga} \\ \text{Si } \lambda_{k,t}^{alim} \leq 1 \rightarrow \text{no hay sobrecarga} \end{cases} \quad (4-7)$$

$$\forall t \in \mathcal{T}, \forall k \in N_{alim}$$

$$\lambda_t^T = \frac{P_t^T}{\hat{P}_T} \rightarrow \begin{cases} \text{Si } \lambda_t^T > 1 \rightarrow \text{sobrecarga} \\ \text{Si } \lambda_t^T \leq 1 \rightarrow \text{no hay sobrecarga} \end{cases}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4-8)$$

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

D) Degradación de la batería

El cálculo de la degradación de la batería no se puede realizar por cada t , sino que hay que realizarlo por cada recarga, es decir, por cada \mathcal{T} . Esto es debido a la gran importancia que tiene el DoD en la degradación tal y como se aprecia en el *Apartado 3.4.1 Cálculo de la degradación por ciclado*.

Explicándolo con un ejemplo ficticio: hay que cargar una batería a 1 A durante 3h y esta carga supone un DoD del 60%. El cálculo de la degradación se realiza de dos modos distintos. Uno, fraccionando la recarga en tres períodos y otro sin fraccionarlo. Al realizar la comparación, debido a la gran importancia del DoD, se ve que el valor es mucho mayor sin fraccionar que fraccionado.

$$Deg \left(\begin{array}{c} 1 A \\ 1 h \\ 20\% \text{ del DoD} \end{array} \right) \cdot 3 \ll Deg \left(\begin{array}{c} 1 A \\ 1 h \\ 60\% \text{ del DoD} \end{array} \right)$$

En consecuencia, el DoD no se puede fraccionar por cada periodo t .

Para entender mejor la expresión de la degradación de la batería, primero se van a explicar las variables que componen su expresión.

La tensión de la batería del VE i en un determinado momento, es una función del estado de carga de la batería en ese mismo instante, tal y como se puede observar en (4-9).

$$V_{i,t}^B = f(\text{SoC}_{i,t}^B), \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in N_{VE} \quad (4-9)$$

La corriente de la batería del VE i en el período t se calcula realizando un balance de potencias. Es decir, la potencia que absorbe el VE i de la red por el rendimiento de su cargador es igual a la potencia que absorbe la batería. Dicho balance se muestra en (4-10).

$$I_{i,t}^B = \frac{P_{i,t}^{VE} \cdot \eta_{i,t}}{V_{i,t}^B}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in N_{VE} \quad (4-10)$$

Como no se puede utilizar la corriente instantánea en el cálculo de la degradación, se calcula la corriente media de la recarga. Esta corriente es la que se da entre la hora de llegada y la hora anterior a la hora de salida, puesto que se considera que a la hora de salida el VE no está cargándose. Es preciso destacar que para poder aplicar este algoritmo hay que suponer que el Agregador dispone de la información sobre las necesidades de recarga de las personas usuarias (horas de llegada y de salida, requerimientos de energía, etc.) o que la predicción que lleva a cabo es lo suficientemente buena. Ver (4-11).

$$I_{i,\mathcal{T}}^B = \frac{\sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} I_{i,t}^B}{t_i^{salida} - t_i^{llegada}}, \forall i \in N_{VE} \quad (4-11)$$

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Parecido pasa con la temperatura que, al no poderse usar la instantánea, ha de usarse la temperatura media. De todos modos, esta suposición no se aleja mucho de la realidad puesto que el BTMS mantendrá una temperatura constante durante la recarga.

Para el cálculo del DoD, se precisa saber de antemano el estado de carga con el que el VE i llega al PR y el estado de carga al cual se desea llegar al finalizar la recarga. En consecuencia, la expresión del DoD queda tal como se muestra en (4-12).

$$DoD_{i,T}^B = SoC_i^{salida} - SoC_i^{llegada}, \forall i \in N_{VE} \quad (4-12)$$

Con todo ello, la expresión de la degradación queda como una función de la corriente media de recarga, la temperatura media de recarga y el DoD a cargar, apreciable en (4-13).

$$\gamma_{i,T}^B = f(I_{i,T}^B, T_{i,T}^B, DoD_{i,T}^B), \forall i \in N_{VE}, \forall T \in N_T \quad (4-13)$$

E) Estado de salud de la batería y capacidad restante

El estado de salud de la batería del VE i tras realizar la recarga, se define como el SoH tras la recarga anterior, menos la degradación ocurrida durante la recarga actual y la degradación inducida por el ciclo de conducción. También se puede definir como el estado de salud inicial de la batería, menos la suma de las degradaciones inducidas en todas las recargas y en todos los ciclos de conducción. Ambas expresiones se muestran en (4-14).

$$\begin{cases} SoH_{i,T}^B = SoH_{i,T-1}^B - (\gamma_{i,T}^B + \gamma_{i,T}^{B,cond}), \forall i \in N_{VE}, \forall T \in N_T \\ SoH_{i,T}^B = SoH_{i,initial}^B - \sum_{T=1}^{N_T} (\gamma_{i,T}^B + \gamma_{i,T}^{B,cond}), \forall i \in N_{VE} \end{cases} \quad (4-14)$$

Respecto de la capacidad restante de la batería del VE i , su cálculo se realiza multiplicando la capacidad inicial de la batería y el estado de salud actual, cálculo que se expresa en (4-15).

$$C_{i,T}^B = C_{i,initial}^B \cdot SoH_{i,T}^B \quad (4-15)$$

F) Análisis económico

El coste total de la recarga ha de considerar dos aspectos. Por un lado, el precio de la electricidad y, por otro lado, el valor de la batería perdido debido a la degradación inducida durante la recarga.

El coste eléctrico total de la recarga se calcula mediante la suma de todos los costes horarios eléctricos, entre los tiempos de llegada y salida. Es decir, entre los tiempos en los que se da la recarga. A su vez, este coste horario viene dado por el producto de la energía consumida en cada período (calculada como la potencia por la duración del

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

período) y el precio que el Agregador estipula para ese VE, en ese momento. Esto se muestra en (4-16).

$$\sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} \psi_{i,t}^{EV} \cdot P_{i,t}^{EV} \cdot \Delta t, \forall i \in N_{VE} \quad (4-16)$$

En lo relativo al coste de la degradación, cabe destacar el uso del precio efectivo de la batería. La batería del VE se compra al precio $\psi_i^{B,compra}$ y, al llegar al 80% de su capacidad nominal, se considera que ha llegado al EoL para su uso en tracción. Sin embargo, la batería todavía puede ser usada en otras aplicaciones y se podría vender al precio $\psi_i^{B,venta}$. Por consiguiente, el precio efectivo de la batería sería $\psi_i^{B,efectivo}$. Su cálculo se muestra en (4-17).

$$\psi_i^{B,efectivo} = \psi_i^{B,compra} - \psi_i^{B,venta} \quad (4-17)$$

En consecuencia, el precio de la batería perdido durante la recarga viene dado por el producto de la degradación inducida por esa recarga y el precio efectivo de la batería, tal y como se muestra en (4-18).

$$\gamma_{i,T}^B \cdot \psi_i^{B,efectivo}, \forall i \in N_{VE}, \forall T \in N_T \quad (4-18)$$

Por último, la ganancia que tendría el Agregador por gestionar la recarga de los VEs, prestando flexibilidad al OSD y minimizando la degradación de las baterías, asegurando un precio reducido a los usuarios finales se calcula según (4-19).

$$Ganancia_{agregador} = \sum_{i=1}^{N_{EV}} \left[\sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} [P_{i,t}^{VE} \cdot (\psi_{i,t}^{VE} - \psi_t^{Ag}) \cdot \Delta t] \right] \quad (4-19)$$

4.1.2. ALGORITMO DE RECARGA CONTROLADA, AUTÓNOMA Y DE ARQUITECTURA NO COORDINADA

Este algoritmo minimiza el precio de la recarga de cada uno de los VEs sin tener en cuenta las restricciones de la red. Por consiguiente, pueden darse saturaciones. Su función objetivo es la que se muestra en (4-20).

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA
A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

$$\min_{i,t} \left\{ \sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} \psi_{i,t}^{VE} \cdot P_{i,t}^{VE} \cdot \Delta t + \beta_i \cdot \gamma_{i,\mathcal{T}}^B \cdot \psi_i^{B,efectivo} \right\},$$

$$\forall i \in N_{VE}, \forall \mathcal{T} \in N_{\mathcal{T}}, \forall \beta_i \in [0,1] \quad (4-20)$$

$$s. a. \quad \left| \sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} [P_{i,t}^{VE} \cdot \eta_{i,t} \cdot \Delta t] = E_i^{carga} \right.$$

Esta expresión está formada por dos términos, el primero es el coste eléctrico total de la recarga, mostrado en (4-16). El segundo, es el precio de la batería perdido durante la recarga mostrado en (4-18), multiplicado por el coeficiente de ponderación β . Este coeficiente limita el peso que tiene la degradación de la batería en la función de coste. Esto posibilita dar a los usuarios más control sobre la recarga que desean realizar.

Esta optimización está sujeta a que la energía que se entrega a la batería sea igual a la energía con la que el VE i ha de cargarse.

4.1.3. ALGORITMO DE RECARGA CONTROLADA, COLABORATIVA Y DE ARQUITECTURA CENTRALIZADA

El objetivo de este algoritmo es minimizar el precio de la recarga (teniendo en cuenta la degradación de las baterías), a la vez que evitar las congestiones tanto en los alimentadores como en el transformador.

Para ello, primero el OSD realiza un flujo de cargas con la carga base y le envía al Agregador la capacidad disponible de los alimentadores y del transformador para cada hora.

A continuación, el Agregador asigna el coeficiente de ponderación α para cada VE y para cada hora (4-21). El Agregador, sabiendo el número de VEs conectados en cada alimentador y sus necesidades de recarga, ajusta la potencia máxima de recarga de cada VE y para cada hora, mediante α , para evitar las congestiones.

$$\alpha_{i,t} \begin{cases} = 1 \text{ si } (\lambda_{k,t}^{alim} < 1) \text{ o } (\lambda_t^T < 1) \\ \in (0,1) \text{ si } (\lambda_{k,t}^{alim} \geq 1) \text{ o } (\lambda_t^T \geq 1) \\ = 0 \text{ si } (P_{k,t}^{alim,base} \geq \hat{P}^{alim}) \text{ o } (P_t^{T,base} \geq \hat{P}^T) \end{cases}, \forall i \in N_{VE}, \quad (4-21)$$

$$\forall t \in \mathcal{T}, \forall k \in N_{alim}$$

Como este proceso se realiza por VE, se pueden ajustar únicamente los coeficientes de los VEs afectados y en las horas afectadas, dejando el resto de VEs y el resto de las horas sin restricciones. A continuación, realiza la optimización de la recarga para cada VE.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Posteriormente, el Agregador devuelve los perfiles de recarga de los VEs al OSD. Éste realiza nuevamente un flujo de cargas para comprobar la viabilidad técnica de la solución. En caso de haberse evitado la saturación, se habría llegado a la solución final. Pero, si por el contrario, todavía ocurriera alguna congestión de algún elemento, se volverían a ajustar los coeficientes hasta garantizar que la solución esté dentro de los límites seguros de operación. Este proceso se puede observar en la Figura 4-1.

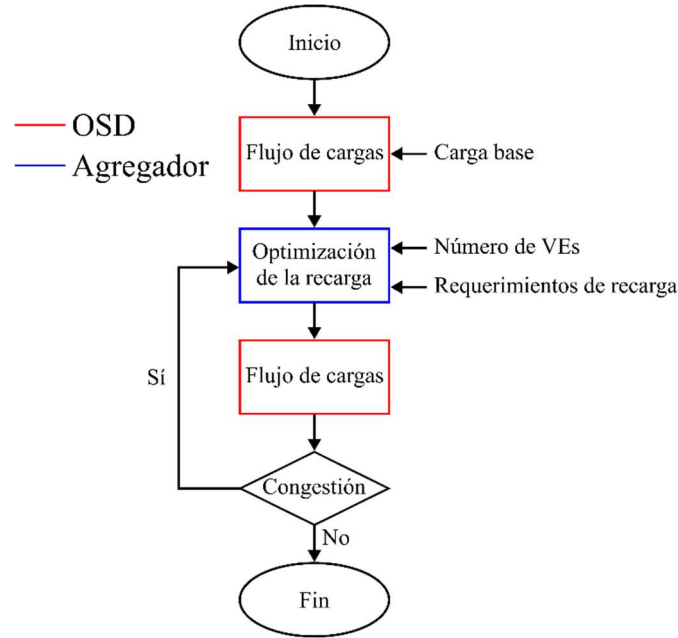


Figura 4-1. Estructura del algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada.

En cuanto a la función de optimización, ésta se aprecia en (4-22).

$$\min_{I_{i,t}^{VE}} \left\{ \sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} \psi_t^{Ag} \cdot P_{i,t}^{VE} \cdot \Delta t + \beta_i \cdot \gamma_{i,T}^B \cdot \psi_i^{B,efectivo} \right\},$$

$$\forall i \in N_{VE}, \forall T \in N_T, \forall \beta_i \in [0,1]$$

$$s. a. \begin{cases} P_{i,t}^{VE} \leq \alpha_{i,t} \cdot \hat{P}_i^{VE} \\ \lambda_{k,t}^{alim} \leq 1 \\ \lambda_t^T \leq 1 \\ \sum_{t_i^{llegada}}^{t_i^{salida}-1} [P_{i,t}^{VE} \cdot \eta_{i,t} \cdot \Delta t] = E_i^{carga} \end{cases} \quad (4-22)$$

Cabe destacar que, en este caso y a diferencia del algoritmo autónomo, el precio utilizado para la optimización no es $\psi_{i,t}^{VE}$ si no ψ_t^{Ag} , ya que es el Agregador quien asumirá el coste de la recarga y luego establecerá un precio para cada VE, dependiendo del acuerdo que tengan.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

En este caso, como restricción de igualdad también se tiene que la energía que se entrega a la batería ha de ser igual a la energía con la que el VE i se tiene que cargar. Sin embargo, como restricciones de desigualdad se tiene que:

- La potencia de recarga del VE i en el periodo t tiene que ser menor o igual a la potencia máxima de recarga de ese VE por el coeficiente α , para ese mismo período t .
- El alimentador al que está conectado ese VE no puede saturarse en ningún momento.
- El transformador no puede saturarse en ningún momento.

4.2. Formulación matemática del algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos

Este apartado está dividido en tres secciones. En la primera sección, se realiza el modelado matemático de un sistema para la devolución de energía a red. En el segundo apartado, se muestra el algoritmo tradicional de control para la devolución de energía a red. Por último, en el tercer apartado, se presenta el algoritmo desarrollado en esta Tesis Doctoral para la devolución de energía a red con reducción de armónicos.

4.2.1. MODELIZADO MATEMÁTICO DEL SISTEMA

Realizar una estrategia de control sobre tres señales alternas, como es el sistema trifásico, es bastante complejo. Por consiguiente, es práctica habitual cambiar los ejes de referencia de un sistema trifásico estacionario a un sistema bifásico rotativo. Así, el control se realiza sobre dos señales continuas en vez de sobre tres señales alternas. El esquema de este proceso se puede apreciar en la Figura 4-2.

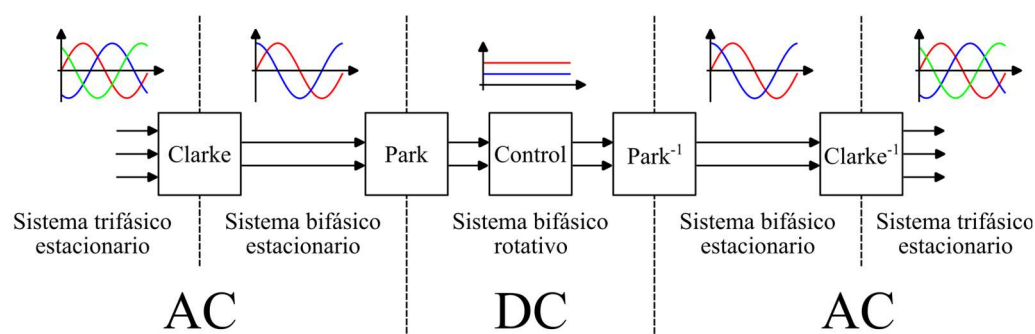


Figura 4-2. Cambios de ejes de referencia para el control.

Para pasar de un sistema trifásico estacionario (plano abc) a un sistema bifásico estacionario (plano $\alpha\beta$) está la transformada de Clarke [213]. Esta transformada se realiza mediante (4-23). Sin embargo, para realizar el cambio opuesto, se utiliza la transformada inversa de Clarke, mostrada en (4-24).

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA
A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4-23)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \cdot \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & 0 \\ -\frac{1}{3} & \frac{1}{\sqrt{3}} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} \quad (4-24)$$

Con estas expresiones para la transformada y la transformada inversa de Clarke, se obtiene que el módulo del vector espacial es igual a la amplitud de la señal sinusoidal de una de las fases.

Una vez en el plano bifásico estacionario, para pasar al plano bifásico rotativo (plano dq), se emplea la transformada de Park [213], y para el cálculo inverso, la transformada inversa de Park, representadas en (4-25) y (4-26), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} \quad (4-25)$$

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (4-26)$$

Las ecuaciones de Clarke y Park se han presentado para las corrientes, pero son igualmente aplicables para las tensiones.

Las potencias activa y reactiva en el plano $\alpha\beta$ se representan mediante (4-27), y en el plano dq mediante (4-28) [214].

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_\alpha I_\alpha + V_\beta I_\beta) \\ Q = \frac{3}{2}(V_\beta I_\alpha - V_\alpha I_\beta) \end{cases} \quad (4-27)$$

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q) \end{cases} \quad (4-28)$$

Como se aprecia en (4-28), tanto la potencia activa como la potencia reactiva dependen de I_d e I_q . Para evitar este fenómeno, es habitual acoplar el vector espacial de la tensión al eje d, como se muestra en la Figura 4-3.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

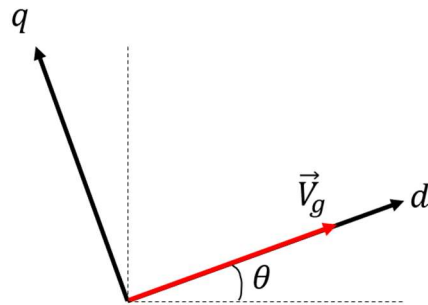


Figura 4-3. Acoplamiento del vector espacial de la tensión de la red al eje d.

De este modo, $V_{gd} = V_g$ y $V_{gq} = 0$ y, por consiguiente, las potencias quedan redefinidas como en (4-29) [215].

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d) \\ Q = -\frac{3}{2}(V_d I_q) \end{cases} \quad (4-29)$$

Como se puede comprobar, la potencia activa únicamente depende de la corriente I_d y la reactiva únicamente depende de la corriente I_q .

Para conseguir el ángulo que une V_g al eje d se utiliza un lazo de seguimiento de fase (PLL). Este ángulo será, además, el ángulo que se proporciona a las ecuaciones de Park.

A continuación, se muestra el modelado del sistema y de cada una de sus partes.

4.2.1.1. Sistema de un convertidor conectado a red

El sistema del convertidor conectado a red está representado en la Figura 4-4.

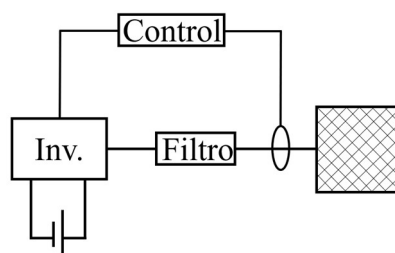


Figura 4-4. Sistema de inversor VSI conectado a red.

Pero para modelarlo [216], es necesario partir del esquema eléctrico, representado en Figura 4-5.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

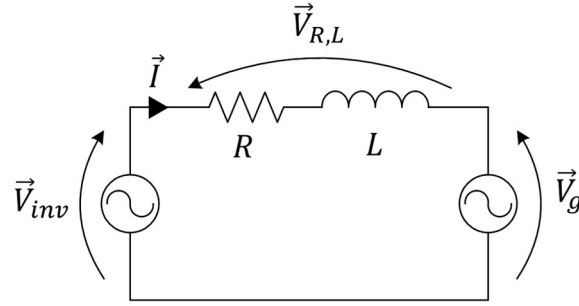


Figura 4-5. Esquema eléctrico del sistema.

Donde:

- \vec{V}_{inv} : tensión del inversor.
- \vec{I} : corriente inyectada a red.
- \vec{V}_g : tensión de la red.

Aplicando la Ley de Kirchoff, se obtiene (4-30).

$$\vec{V}_{inv} = R\vec{I} + L \frac{d\vec{I}}{dt} + \vec{V}_g \quad (4-30)$$

Aplicando la transformada de Clarke a (4-30) se consigue (4-31) y al aplicar a (4-31) la transformada de Park se logra (4-32).

$$\vec{V}_{g\alpha\beta} = \vec{V}_{inv\alpha\beta} - R\vec{I}_{\alpha\beta} - L \frac{d\vec{I}_{\alpha\beta}}{dt} \quad (4-31)$$

$$\vec{V}_{gdq} = \vec{V}_{konbdq} - R\vec{I}_{dq} - L \frac{d\vec{I}_{dq}}{dt} - j\omega L\vec{I}_{dq} \quad (4-32)$$

Separando la parte real de la imaginaria de (4-32) se obtienen (4-33) y (4-34).

$$(V_{gd} + jV_{gq}) = (V_{inv,d} + jV_{inv,q}) - (RI_d + jRI_q) - \left(L \frac{dI_d}{dt} + jL \frac{dI_q}{dt} \right) - (j\omega LI_d + j^2\omega LI_q) \quad (4-33)$$

$$\begin{cases} V_{gd} = V_{inv,d} - RI_d - L \frac{dI_d}{dt} + \omega LI_q \\ V_{gq} = V_{inv,q} - RI_q - L \frac{dI_q}{dt} - \omega LI_d \end{cases} \quad (4-34)$$

La aplicación de la transformada de Laplace a la parte real de (4-34) resulta en (4-35) y si se aplica a la parte imaginaria se obtiene (4-36).

$$V_{gd} = V_{inv,d} - RI_d - sLI_d + \omega LI_q \quad (4-35)$$

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA
A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

$$V_{gq} = V_{inv,q} - RI_q - sLI_q + \omega LI_d \quad (4-36)$$

Aislado las corrientes de las expresiones (4-35) y (4-36) se obtiene (4-37).

$$\begin{cases} I_d = \frac{V_{inv,d} - V_{gd} + \omega LI_q}{R + sL} \\ I_q = \frac{V_{inv,q} - V_{gq} - \omega LI_d}{R + sL} \end{cases} \quad (4-37)$$

Como se puede apreciar en (4-37), las componentes de las corrientes están acopladas. Es decir, I_d depende de I_q e I_q depende de I_d .

Esta expresión se puede ver representada, en el formato de diagrama de bloques, en la Figura 4-6.

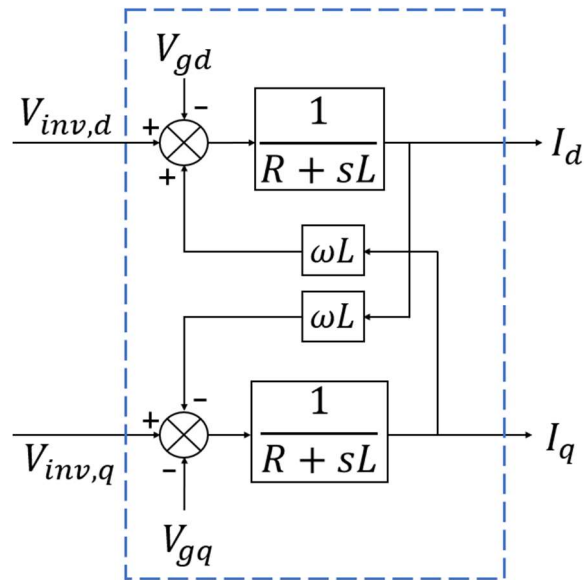


Figura 4-6. Diagrama de bloques del sistema.

4.2.1.2. SRF-PLL

El SRF-PLL es un sistema para sincronizarse con la red [217]. El objetivo de este dispositivo es encontrar el ángulo del vector espacial de la tensión de la red (θ) y así poder unir V_g al eje d.

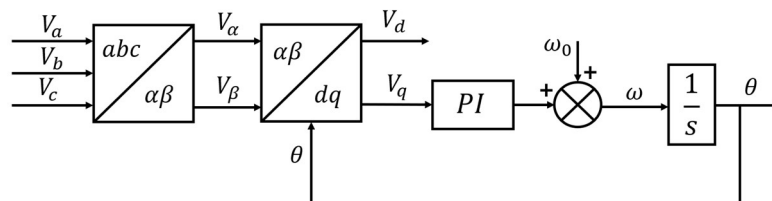


Figura 4-7. SRF-PLL.

Para ello, el controlador PI obliga a la componente q de la tensión de la red (V_q) a ser cero. Al sumarle la velocidad angular teórica de la red (ω_0) a la salida del PI, queda la

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

velocidad angular de la red que, integrándola, proporciona el ángulo de la tensión de la red.

Existen diversos modos para sintonizar el controlador PI, sin embargo, hay que tener en cuenta que existe un compromiso entre el ancho de banda, la velocidad de seguimiento de la red, la capacidad de supresión de armónicos y los desequilibrios [218].

4.2.1.3. Filtro RL

Para el diseño del filtro es importante tener en cuenta el valor máximo que puede adquirir la inductancia, cuya obtención se desarrolla a continuación.

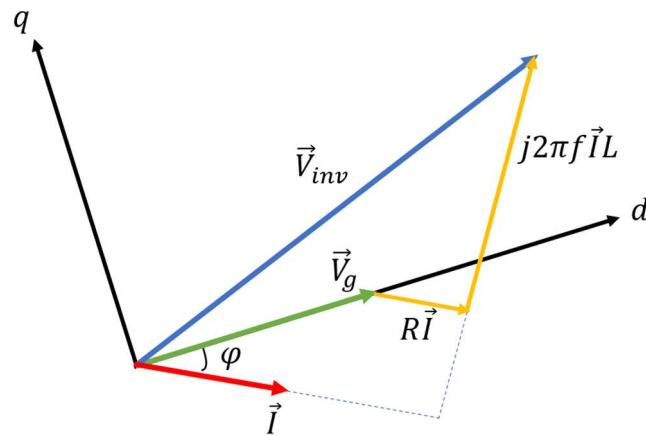


Figura 4-8. Diagrama de vectores del sistema.

Partiendo del diagrama de vectores de la Figura 4-8, se obtiene (4-38).

$$(V_{inv})^2 = (V_g \cdot \cos \varphi + R \cdot I)^2 + (V_g \cdot \sin \varphi + 2\pi f L \cdot I)^2 \quad (4-38)$$

La tensión V_{DC} tiene que ser superior a la tensión pico de línea del inversor. Por consiguiente, se tiene (4-39).

$$V_{inv,max} = \frac{V_{DC}}{\sqrt{3}} \quad (4-39)$$

Sustituyendo (4-39) en (4-38), se obtiene (4-40).

$$\left(\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}\right)^2 = (V_g \cdot \cos \varphi + R \cdot I)^2 + (V_g \cdot \sin \varphi + 2\pi f L_{max} \cdot I)^2 \quad (4-40)$$

Y aislando la inductancia máxima, se obtiene (4-41).

$$L_{max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}\right)^2 - (V_g \cdot \cos \varphi + R \cdot I)^2} - V_g \cdot \sin \varphi}{2\pi f \cdot I} \quad (4-41)$$

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

4.2.1.4. Inversor

El modelado del inversor trifásico VSI de dos niveles comienza por analizar sus estados de conmutación. En la Figura 4-9 se muestran los ocho estados posibles de conmutación.

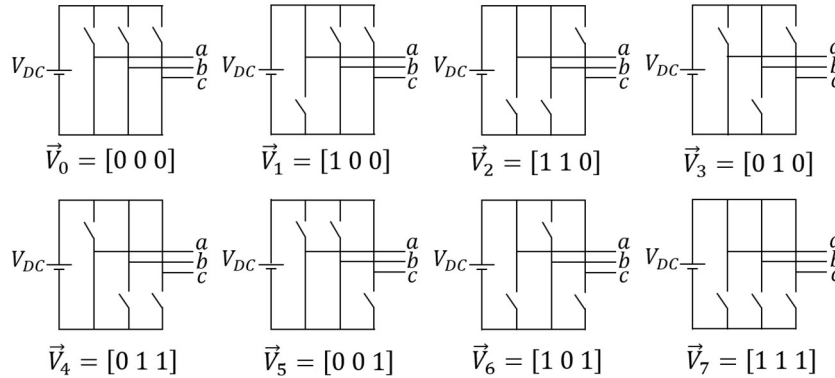


Figura 4-9. Estados de conmutación del inversor.

Analizando el efecto de cada uno de los estados de conmutación [219-221], se obtiene la Tabla 4-1 y, graficándola en el plano $\alpha\beta$, la Figura 4-10.

Tabla 4-1. Tensiones de cada uno de los estados de conmutación del inversor.

Estado	A	B	C	V_{AN}	V_{BN}	V_{CN}	V_{α}	V_{β}	$ \vec{V} $	\angle
\vec{V}_0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/
\vec{V}_1	1	0	0	$\frac{2V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	0	$\frac{2V_{DC}}{3}$	0
\vec{V}_2	1	1	0	$\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{2V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	60°
\vec{V}_3	0	1	0	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	120°
\vec{V}_4	0	1	1	$-\frac{2V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{2V_{DC}}{3}$	0	$\frac{2V_{DC}}{3}$	180°
\vec{V}_5	0	0	1	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	240°
\vec{V}_6	1	0	1	$\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{2V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$\frac{V_{DC}}{3}$	$-\frac{V_{DC}}{\sqrt{3}}$	$\frac{2V_{DC}}{3}$	300°
\vec{V}_7	1	1	1	0	0	0	0	0	0	/

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

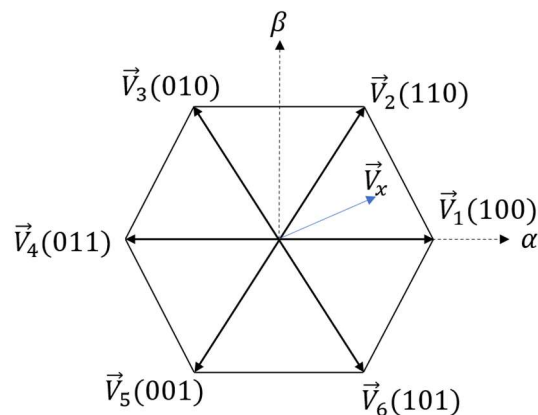


Figura 4-10. Vectores del inversor en el plano $\alpha\beta$.

4.2.1.5. Modulación SVPWM

En la técnica de modulado vectorial por ancho de pulso (SVPWM), para conseguir a la salida del inversor el vector de tensión de referencia (vector V_x de la Figura 4-10.) es necesario ir cambiando entre los estados de conmutación del inversor.

Por ejemplo, el vector de referencia V_x de la Figura 4-11 se obtiene conmutando durante el tiempo t_1 el vector V_1 y durante el tiempo t_2 el vector V_2 . El resto del tiempo estará formado por los vectores nulos V_0 y V_7 , siguiendo el esquema de secuencia simétrica, como se muestra en la Figura 4-12.

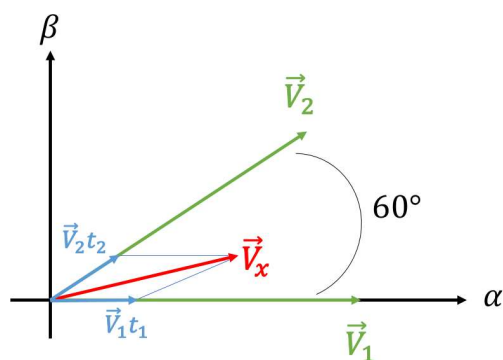


Figura 4-11. Ejemplo para la conmutación.

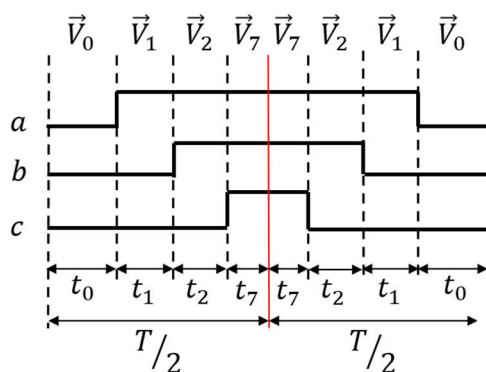


Figura 4-12. Esquema de conmutación de secuencia simétrica.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Haciendo lo mismo para el resto de los sectores, los esquemas de conmutación quedan como se muestra en la Figura 4-13. Los cálculos para los tiempos de conmutación se pueden encontrar en [213, 220, 221].

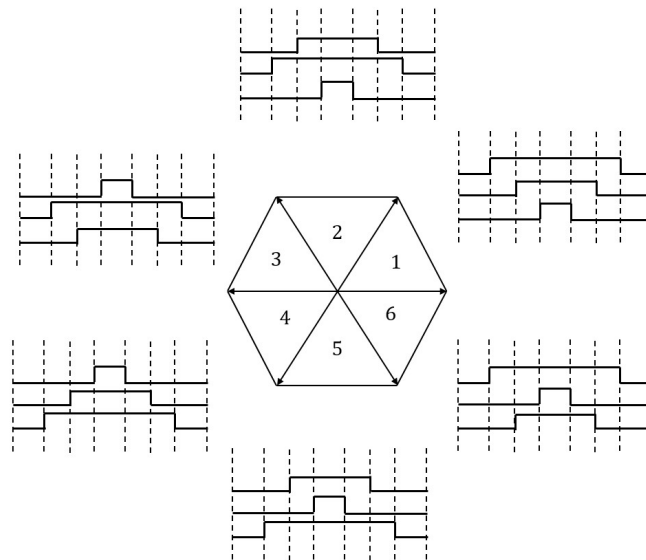


Figura 4-13. Esquemas de conmutación por sector.

4.2.2. ESTRATEGIA DE CONTROL TRADICIONAL

Tal y como se ha visto en (4-29), controlar I_d implica controlar la potencia activa y controlar I_q conlleva controlar la potencia reactiva. Por consiguiente, realizando un control de corrientes se puede realizar un control de la potencia activa y reactiva. Sin embargo, tal y como se ha visto en (4-37), las componentes d y q de las corrientes están acopladas.

Para evitar ese problema, se implementa el esquema de control que se muestra en la Figura 4-14. Mediante el bloque de desacoplamiento, se rompe el acoplamiento entre I_d e I_q y se pueden controlar de manera independiente mediante los controladores PI (Figura 4-15). En otras palabras, se pueden controlar la potencia activa y la potencia reactiva de manera independientes ya que I_d e I_q están desacopladas [222-227].

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

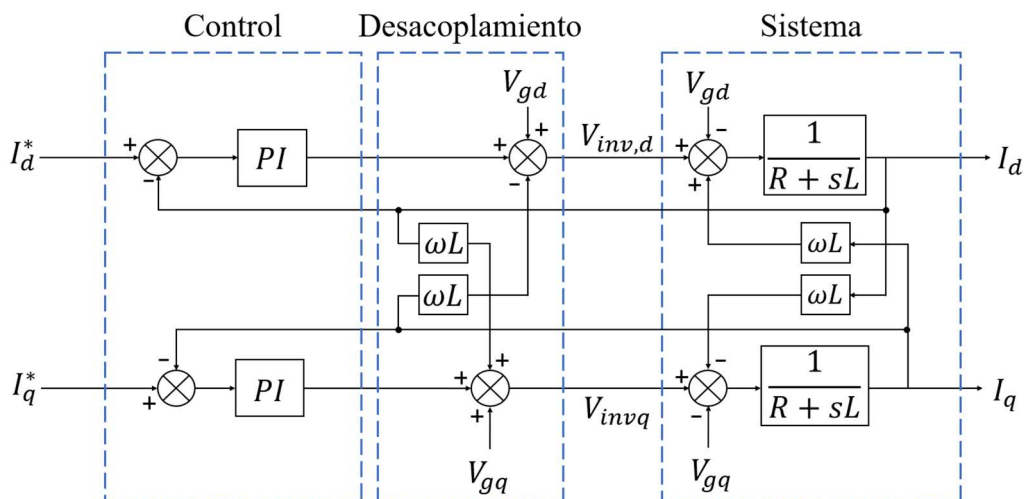


Figura 4-14. Esquema de control (I).

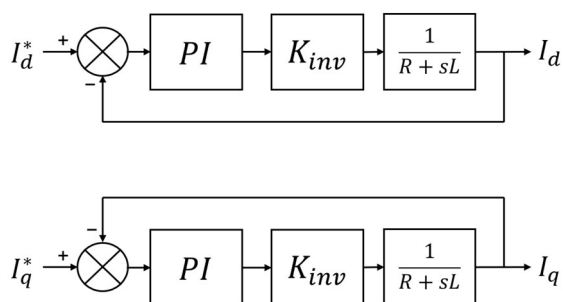


Figura 4-15. Control de corriente desacoplado.

Mediante este control, el inversor es capaz de trabajar en los cuatro cuadrantes, inyectando y consumiendo potencia reactiva e inyectando y consumiendo potencia activa [228].

En la Figura 4-16 se muestra el esquema de control de la Figura 4-14 pero más desarrollado, con todos los bloques que intervienen.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

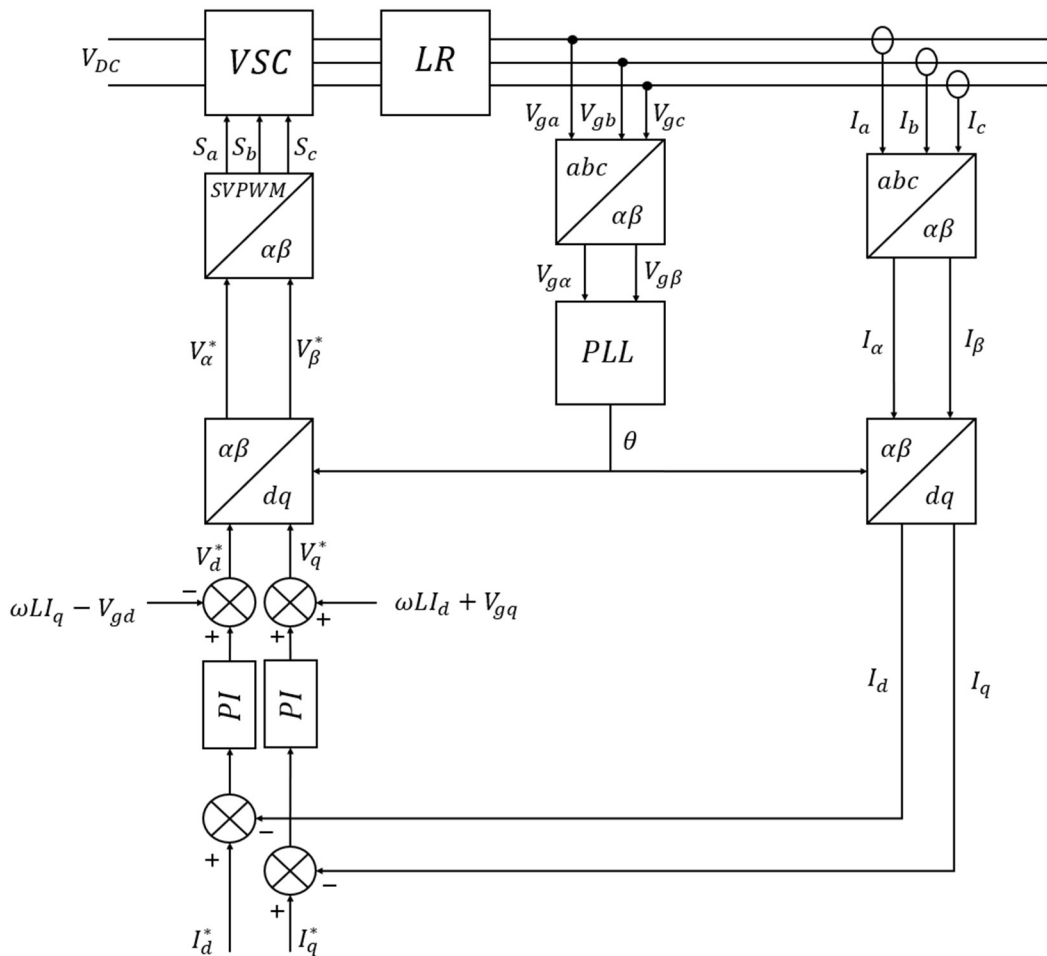


Figura 4-16. Esquema de control (II).

4.2.3. CONTROL CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Una vez que el sistema está modelizado y asentadas las bases para el control, en este apartado se expone el esquema de control propuesto para la reducción del armónico n .

Si una red tiene armónicos en la tensión, al hacer una devolución de la corriente mediante el control de la Figura 4-16, la corriente inyectada también tendrá armónicos.

En principio se podría pensar que los controladores PI deberían ser capaces de suprimir el armónico n siempre que se ajusten con un ancho de banda superior a f_n . Sin embargo, el inversor no es un sistema ideal y, en vez de introducir únicamente una ganancia, como se muestra en la Figura 4-15, introduce también una dinámica. Además, hay que contemplar también la dinámica de los sensores. En consecuencia, hay riesgo de que la respuesta de los PI sea inestable.

Por ello, el control que se propone en esta sección tiene como objetivo reducir el armónico n de la corriente inyectada a una red con un alto contenido del armónico n en la tensión.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

Este control consiste en dos lazos de corriente, el primario y el secundario, y se muestra en la Figura 4-17.

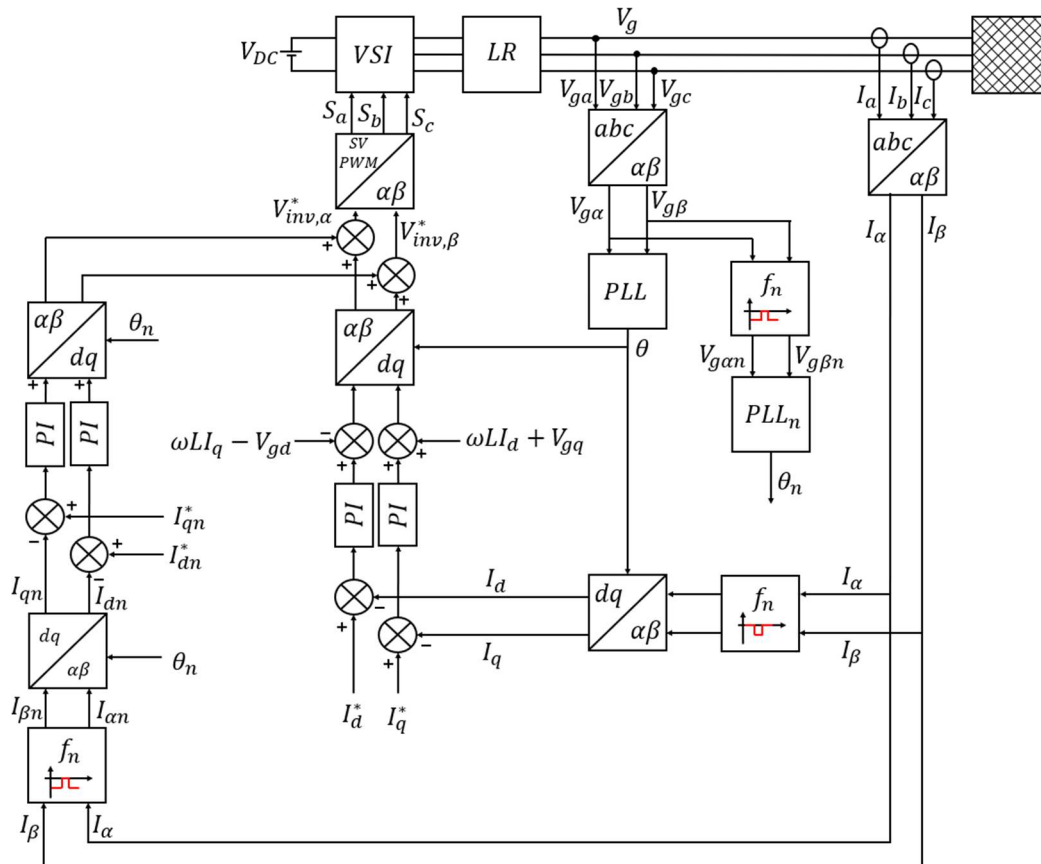


Figura 4-17. Control con reducción del armónico n.

El lazo primario es similar al esquema de control tradicional, pero a la corriente se le elimina la componente del armónico n con un filtro elimina-banda. Funciona de la siguiente manera:

- Con un PLL se identifica el ángulo de la tensión de la red (θ).
- Se leen las corrientes I_a , I_b e I_c y se les aplica la transformada de Clarke.
- Las corrientes I_α e I_β se pasan por un filtro elimina-banda para eliminar la componente del armónico n antes de aplicarles la transformada de Park.
- I_d e I_q se comparan con las referencias impuestas (I_d^* e I_q^*) (calculadas en base a la potencia activa y reactiva que se quiera inyectar a la red) y se introduce el error a los controladores PI.
- A la salida de los controladores se les suma los términos para el desacoplamiento y se cambian al plano de referencia $\alpha\beta$ para el cálculo de la modulación SVPWM.
- La salida del bloque de modulación genera las señales de los disparos para los transistores del inversor (S_a , S_b y S_c).

El lazo secundario es el encargado de eliminar la componente armónica n de la corriente.

ALGORITMO DE RECARGA ÓPTIMA DE VES Y DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED CON REDUCCIÓN DE ARMÓNICOS

- Tras realizar la transformada de Clarke a las corrientes, se filtran todas las frecuencias menos la del armónico n mediante un filtro pasa-banda, obteniendo las corrientes del armónico n en el plano $\alpha\beta$ ($I_{\alpha n}$ e $I_{\beta n}$).
- Se realiza el mismo proceso, pero con las tensiones de la red, para poder alimentar un PLL sintonizado a la frecuencia del armónico n . Así, se obtiene el ángulo de la tensión del armónico n de la red (θ_n).
- Este ángulo se utiliza para la transformada de Park, obteniendo las componentes d y q de las corrientes del armónico n (I_{dn} e I_{qn}).
- Estas corrientes se comparan con las corrientes de referencia para ese armónico, que tendrán un valor de cero, ya que el objetivo es eliminarlas ($I_{dn}^* = 0$ e $I_{qn}^* = 0$).
- Los controladores PI obligan a que las referencias y los parámetros medidos sean iguales y, en consecuencia, a que la componente del armónico n de la corriente se anule.
- Tras realizar un cambio del plano de referencia al plano $\alpha\beta$, se suman a) la tensión de referencia para la eliminación del armónico n y b) la tensión de referencia del lazo principal. De esta forma, se puede generar los pulsos que se enviarán al inversor, a través del bloque de modulación.

4.3. Conclusiones

Aunque a largo plazo la tendencia sea avanzar hacia los algoritmos distribuidos, actualmente estos algoritmos no están todavía lo suficientemente desarrollados como para su implementación inmediata. Por ello, en el corto y medio plazo, es necesario desarrollar algoritmos híbridos, colaborativos y centralizados.

En consecuencia, en este capítulo se ha propuesto una estrategia de recarga controlada, colaborativa, de arquitectura centralizada y optimizada que satisfaga los objetivos locales, minimizando el impacto negativo en las redes eléctricas y teniendo en cuenta la degradación inducida en las baterías.

Por otro lado, también se ha desarrollado una metodología para reducir el armónico n de la corriente inyectada a la red, provocada por el armónico n de la tensión de la red mientras se da respaldo a red. Esta metodología es simple de implementar, robusta y no requiere elementos adicionales.

CAPÍTULO 5

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

5.1. Algoritmos de recarga de VEs.

5.2. Algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos.

5.3. Conclusiones.

5. VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

En este capítulo se presenta la validación de los algoritmos desarrollados en esta Tesis Doctoral. Para ello, el capítulo está dividido en dos apartados principales.

El primer apartado es el relativo a los algoritmos de recarga de los VEs. Para validar los algoritmos y evaluar su impacto en la red eléctrica, en este apartado se desarrolla un modelo de red de baja tensión. En concreto, un tramo de la red BT de Tubinga (Baden-Wurtemberg, Alemania). Esta validación se ha llevado a cabo mediante simulación en las herramientas software MATLAB R2023a y DIgSILENT PowerFactory 2023 SP3. En la primera es donde está la lógica cargada y, en la segunda, donde se han ejecutado los flujos de carga. De este modo, se ha podido estudiar el impacto del algoritmo autónomo y el algoritmo colaborativo, el efecto de la degradación durante el proceso de carga y el efecto de la penetración del VE en la red de BT.

Por otro lado, el segundo apartado trata sobre el algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos. Este algoritmo se ha validado experimentalmente para el 5º armónico, observando su capacidad de mejorar el THD, su correcta dinámica y su capacidad de proveer respaldo de tensión.

5.1. Algoritmo de recarga de VEs

En este apartado, primero se presenta la red de BT en la que se validan los algoritmos. Posteriormente, la flota de VEs utilizada para la validación. A continuación, se presentan los casos de estudio, seguido por los resultados y las conclusiones.

5.1.1. MODELO DE LA RED DE BT

La red de BT (Figura 5-1) consta de un transformador 20/0,4 kV Dyn11 de 0,63 MVA del que salen cuatro alimentadores con las características que se muestran en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Características de los alimentadores.

	Cargas industriales/comerciales [número - potencia]	Cargas residenciales [número - potencia]	Generación fotovoltaica [número - potencia]
Alimentador 1	1 – 61.55 kW	-	-
Alimentador 2	2 – 141.57 kW	-	-
Alimentador 3	2 – 135.41 kW	5 – 16.25 kW	1 – 3.1 kW
Alimentador 4	1 – 77 kW	26 – 83.6 kW	3 – 11.3 kW

En la Figura 5-1, las cargas industriales/comerciales se pueden identificar mediante los óvalos verdes, y los PR de los VEs, mediante rectángulos rojos.

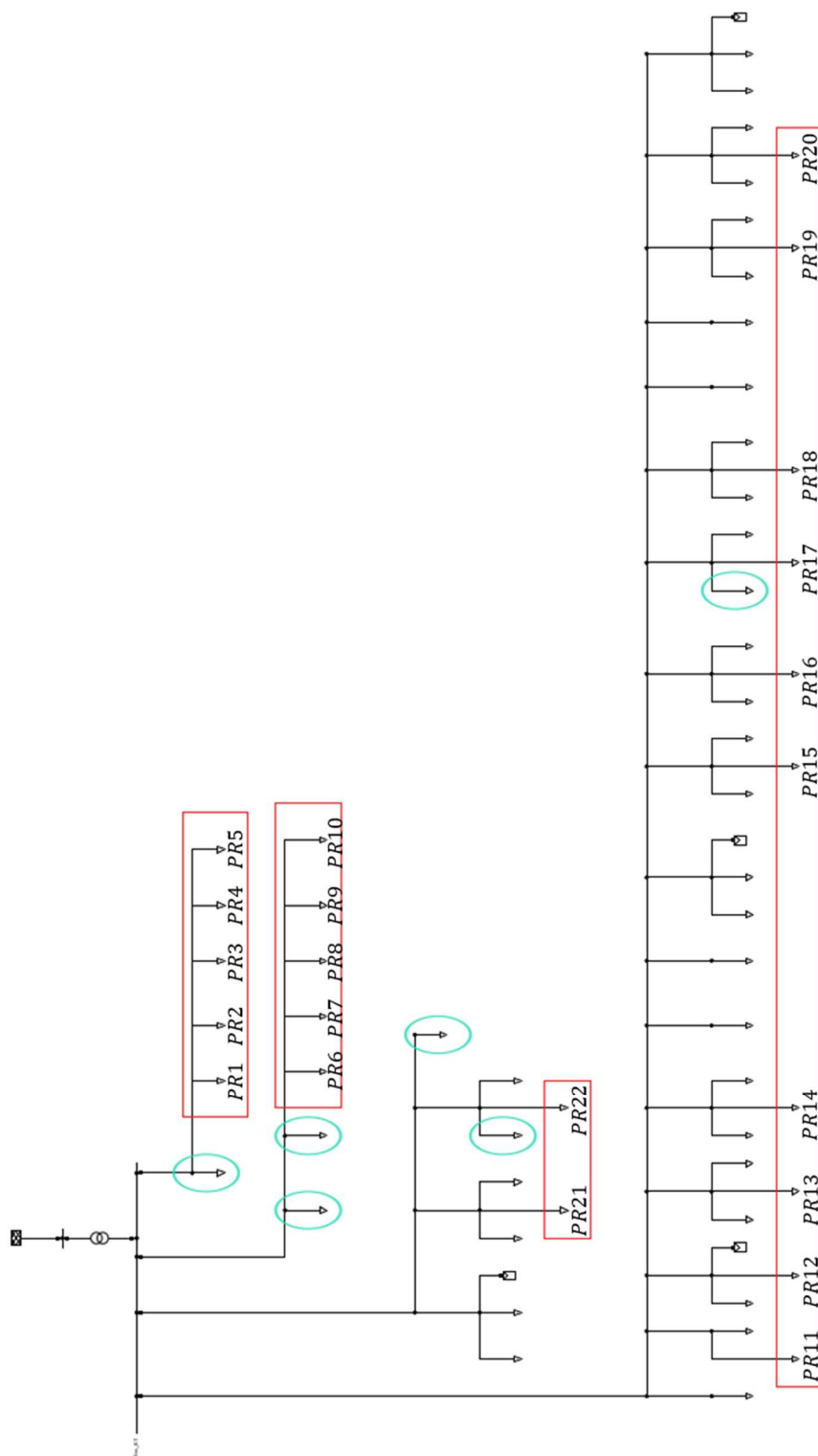


Figura 5-1. Modelo de red de BT.

Se han utilizado dos tipos de cable para construir la red de baja tensión mediante el modelo π de las líneas eléctricas. Los cables NAYCWY 3x150/150 para las líneas de los alimentadores y los cables NKBA 0.6/1 kV 3x35/ 16sm para las líneas que van del cable del alimentador a las cargas. A continuación, se muestran sus características de CA, así como las del transformador empleado:

- NAYCWY 3x150/150:
 - Material: aluminio.
 - Sección nominal: 150 mm².
 - Tipo de cable: multicore.
 - Material aislante: PVC.
 - Tensión nominal: 1 kV.
 - Corriente nominal: 0,268 kA.
 - R' a 20°C: 0,208905 Ω/km.
 - X': 0,073199 Ω/km.
 - B': 395,8407 μS/km.
 - R0': 0,835622 Ω/km.
 - X0': 0,292796 Ω/km.
 - B0': 237,5044 μS/km.
 - Corriente de cortocircuito máxima (1s): 11,4 kA.
- NKBA 0.6/1 kV 3x35/ 16sm:
 - Material: cobre.
 - Sección nominal: 35 mm².
 - Tipo de cable: multicore.
 - Material aislante: papel.
 - Tensión nominal: 1 kV.
 - Corriente nominal: 0,161 kA.
 - R' a 20°C: 0,524 Ω/km.
 - X': 0,090980 Ω/km.
 - B': 185,354 μS/km.
 - R0': 2,096 Ω/km.
 - X0': 0,363922 Ω/km.
 - B0': 111,2124 μS/km.
 - Corriente de cortocircuito máxima (1s): 4,165 kA.
- Transformador:
 - Potencia nominal: 0,63 MVA.
 - Frecuencia nominal: 50 Hz.
 - Tensión del lado de alta: 20 kV.
 - Tensión del lado de baja: 0,4 kV.
 - Tipo de conexión: Dyn11.
 - Para la impedancia de cortocircuito de secuencia positiva:
 - Tensión de cortocircuito (U_k): 6%.
 - Pérdidas en el cobre: 6,9 kW.
 - Distribución de la impedancia entre el lado de alta y el lado de baja: 50% - 50%.
 - Para la impedancia de cortocircuito de secuencia cero:
 - Tensión de cortocircuito: 6%.
 - Parte real: 1,095238%.
 - Distribución de la impedancia entre el lado de alta y el lado de baja: 50% - 50%.
 - Para la secuencia positiva de la rama de vacío:
 - Corriente de vacío: 0,261915%.
 - Pérdidas en el hierro: 1,65 kW.

Si se realiza un flujo de potencias con la carga base, se pueden apreciar los porcentajes de carga del transformador del CT y de los alimentadores en la Figura 5-2 y en la

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Figura 5-3, respectivamente. En ambas figuras aparece una línea roja al 80% de su capacidad. Esta línea representa el límite de saturación. Se entiende que un elemento que sobrepasa ese porcentaje de carga está saturado puesto que ya entra en la zona de seguridad. Es decir, ante cualquier circunstancia inesperada el OSD siempre ha de tener un margen de maniobra.

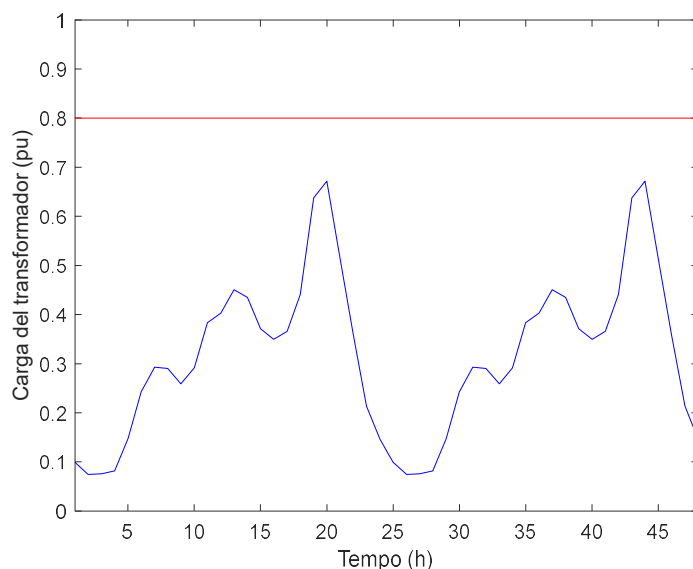


Figura 5-2. Carga del transformador.

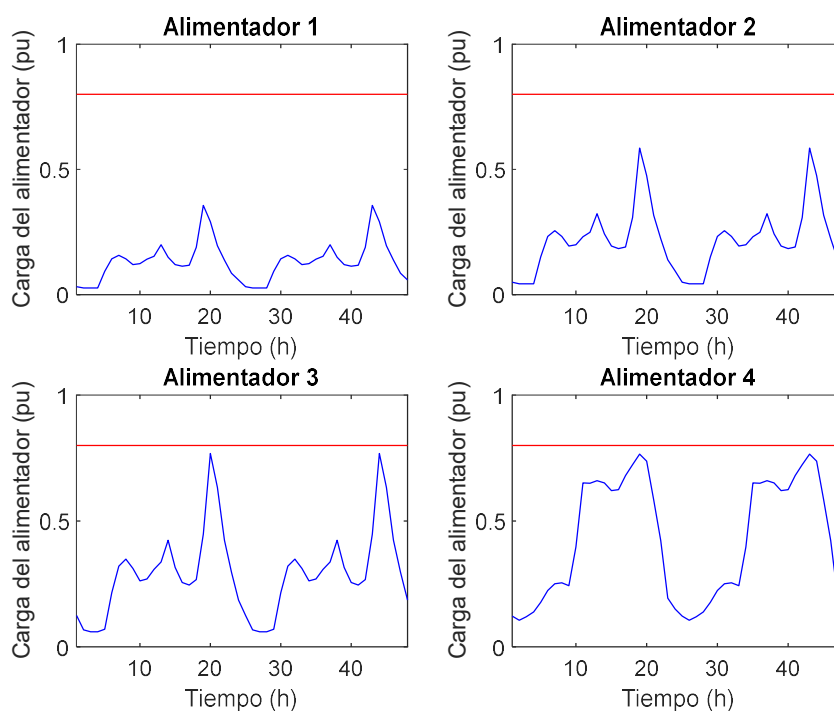


Figura 5-3. Carga de los alimentadores.

Tal y como se puede apreciar en la Figura 5-2 y en la Figura 5-3, el porcentaje máximo de carga a las 19:00 de la tarde sin tener en cuenta los VEs es del 67,17% para el transformador, el 35,65% para el Alimentador 1, el 58,56% para el Alimentador 2, 76,77% para el Alimentador 3 y 76,5% para el Alimentador 4.

5.1.2. FLOTA DE VES

Se ha simulado un conjunto de 200 VEs, de 7 modelos diferentes (Tabla 5-2). La información de los modelos de VEs más importantes se puede encontrar en EVdatabase [229].

Tabla 5-2. Modelos de VEs.

Modelo de VE	Cantidad	Capacidad de la batería [kWh]	Potencia máxima del cargador [kW]	Eficiencia del cargador
Chevrolet Bolt EV	34	60	7,2	0,84
Nissan Leaf 3	13	24	3,3	0,885
Nissan Leaf 6	13	40	6,6	0,895
Peugeot e-208 11	54	60	11	0,9
Peugeot e-208 7	34	60	7,2	0,89
Tesla S 11	5	85	11	0,87
Volkswagen e-Golf	47	36	7,2	0,945

Los vehículos están repartidos indistintamente entre 22 puntos de recarga (Tabla 5-3) y para cada VE se conoce la hora de llegada, la hora de salida y la energía que se requiere cargar. Estos valores se han calculado mediante una Distribución Normal Truncada representada en (5-1), cuyos valores se muestran en la Tabla 5-4. La información detallada de todos los VEs se encuentra en el *Anexo C: Flota de vehículos eléctricos*.

Tabla 5-3. Número de VEs por PR.

Punto de recarga	Número de VEs
1	2
2	2
3	4
4	4
5	6
6	30
7	30
8	15
9	15
10	21
11	21
12	1
13	1
14	1
15	1
16	1
17	1
18	1
19	1
20	1
21	20
22	20

$$f(x; \mu, \sigma, a, b) = \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\varphi\left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right)}{\Phi\left(\frac{b - \mu}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{a - \mu}{\sigma}\right)} \quad (5-1)$$

Donde:

- μ : valor medio.
- σ : desviación típica.
- a : valor mínimo de x .
- b : valor máximo de x .
- φ : función de densidad de probabilidad.
- Φ : función de distribución de la distribución normal.
- $-\infty < a < b < +\infty$.
- $a \leq x \leq b$.

Tabla 5-4. Datos sobre la recarga de los VEs.

	μ	σ	a	b
Hora de llegada	17 h	2 h	15 h	21 h
Hora de salida	9 h	1,25 h	6 h	13 h
SoC a la llegada	60%	15%	10%	80%
SoC deseado	87,5%	5%	80%	95%

Los puntos de recarga están distribuidos del siguiente modo en la red (Figura 5-1):

- Alimentador 1: Puntos de recarga 1, 2, 3, 4 y 5 (total de 18 VEs).
- Alimentador 2: Puntos de recarga 6, 7, 8, 9 y 10 (total de 111 VEs).
- Alimentador 3: Puntos de recarga 21 y 22 (total de 40 VEs).
- Alimentador 4: Puntos de recarga 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20 (total de 31 VEs).

Respecto del precio de la electricidad, se ha empleado tanto para ψ_t^{Ag} como para $\psi_{i,t}^{VE}$ el precio medio del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) de la primera mitad del año 2023 (Figura 5-4). Se ha escogido ese rango temporal puesto que 2022 estuvo marcado por la Guerra de Ucrania y 2020 y 2021 por la Crisis Sanitaria del SARS-CoV-2 (COVID-19).

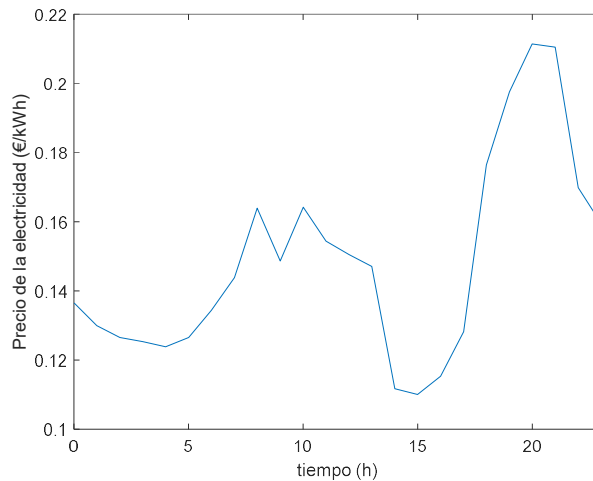


Figura 5-4. Precio medio del PVPC.

5.1.3. DEFINICIÓN DE CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio deben permitir la validación de la estrategia de carga que se ha desarrollado a la vez que una comparación con otras estrategias de recarga. En este sentido, se han diseñado los siguientes casos para los alimentadores.

- **Alimentador 1:** En este alimentador se han colocado pocas cargas base y pocos VEs, con el objetivo de analizar el efecto económico de considerar la degradación o no a la hora de realizar una recarga.
- **Alimentador 2:** Consiste en un alimentador con poca carga base a la que se le han colocado muchos VEs, con el objetivo de analizar la importancia de considerar la degradación en el algoritmo de optimización de la recarga en redes con alta y baja penetración de VEs.
- **Alimentador 3:** La carga base de este alimentador es pequeña, pero con la particularidad de tener un pico que llega casi a la saturación del alimentador, para ver la eficacia del algoritmo recolocando la recarga para evitar la saturación.
- **Alimentador 4:** Parecido al Alimentador 3, pero con un pico en la carga base más ancho y menos VEs. Mismo propósito que el alimentador 3.

En cuanto a los algoritmos de recarga, se han considerado los dos algoritmos descritos en el *Apartado 4.1 Formulación matemática de los algoritmos de recarga de VEs*.

- Algoritmo de recarga controlada, autónoma y de arquitectura no coordinada. Abreviado como Recarga Autónoma.
- Algoritmo de recarga controlada, colaborativa y de arquitectura centralizada. Abreviado como Recarga Colaborativa.

Ambos escenarios se simulan para dos casos, teniendo en cuenta la degradación en el algoritmo de optimización y sin tenerla en cuenta. Así, se obtienen los casos que se presentan en Tabla 5-5.

Tabla 5-5. Casos de estudio.

	Con degradación	Sin degradación
Recarga Autónoma	Caso A	Caso B
Recarga Colaborativa	Caso C	Caso D

Por último, se ha considerado un quinto caso de estudio con el objetivo de estudiar el efecto de la penetración. Para ello, se ha diseñado un alimentador con una carga base media del 30% (Figura 5-5) al cual se le han ido añadiendo 20, 40, 60, 80, 90 y 100 VEs. Para este estudio, se ha considerado el algoritmo colaborativo teniendo en cuenta la degradación (Caso E) y sin tener en cuenta la degradación (Caso F).

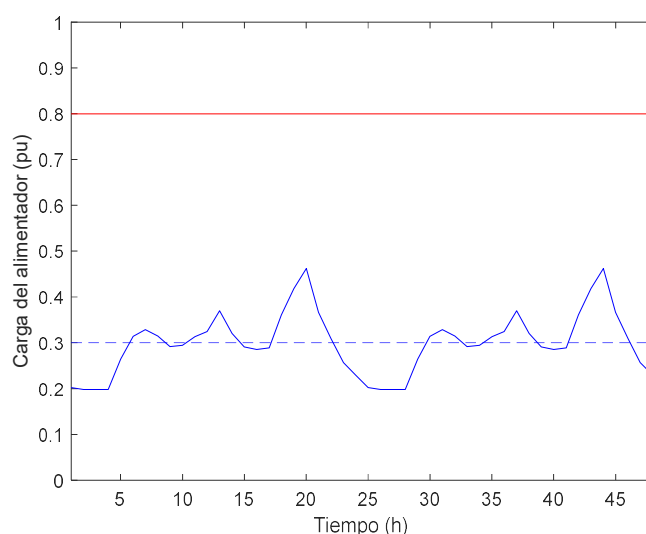


Figura 5-5. Carga base del alimentador para el estudio de la penetración.

5.1.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se muestran los perfiles de carga tanto de los alimentadores como del transformador para los distintos casos, siguiendo el esquema de la Tabla 5-6. En estas figuras, la línea roja representa el límite máximo del 80% de cargabilidad estipulado por el OSD, la línea sólida azul la carga del alimentador/transformador y la línea azul discontinua la carga base del alimentador/transformador.

Tabla 5-6. Esquema de los resultados de los perfiles de carga.

	Transformador	Alimentadores
Caso A	Figura 5-6	Figura 5-7
Caso B	Figura 5-8	Figura 5-9
Caso C	Figura 5-10	Figura 5-11
Caso D	Figura 5-12	Figura 5-13

Caso A:

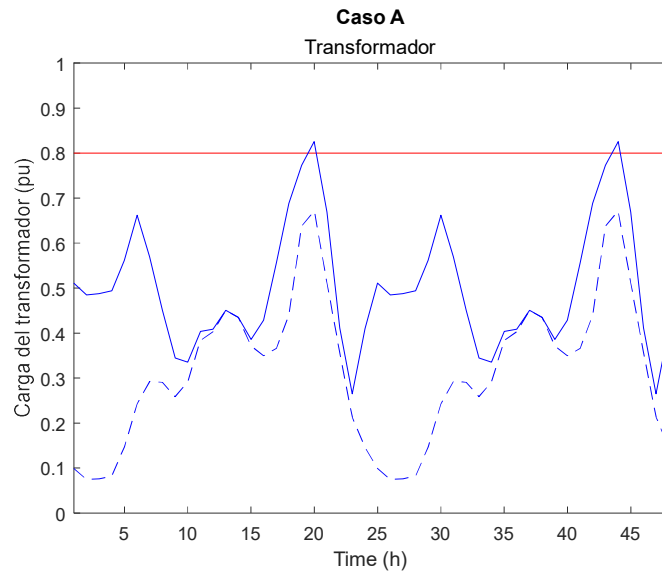


Figura 5-6. Carga del transformador del Caso A.

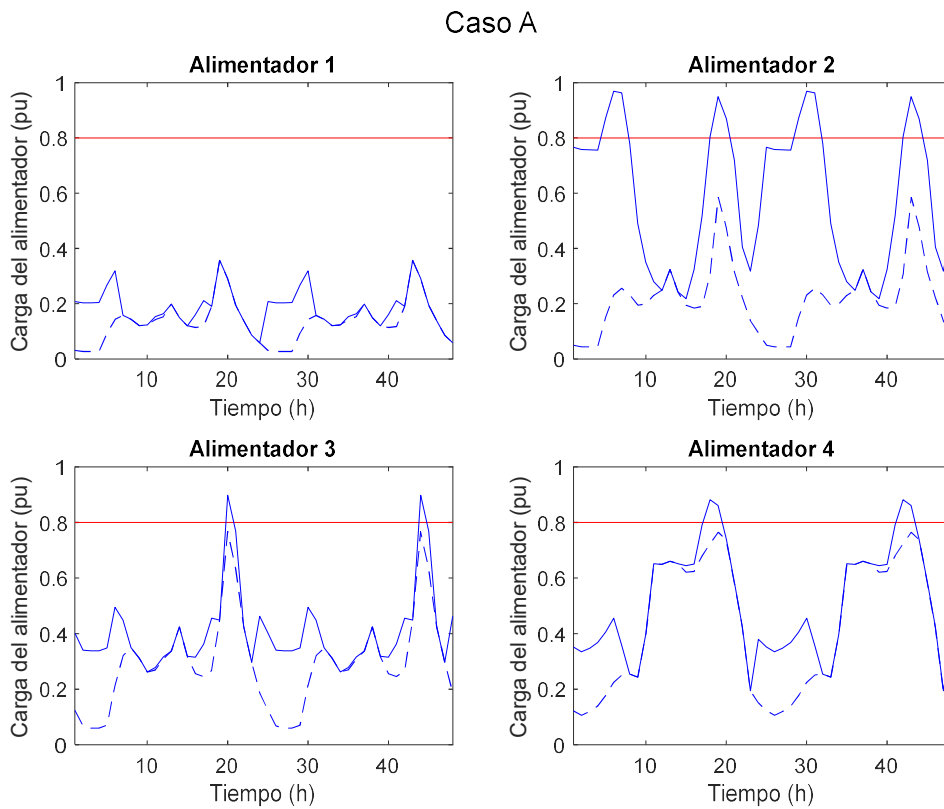


Figura 5-7. Carga de los alimentadores del Caso A.

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Caso B:

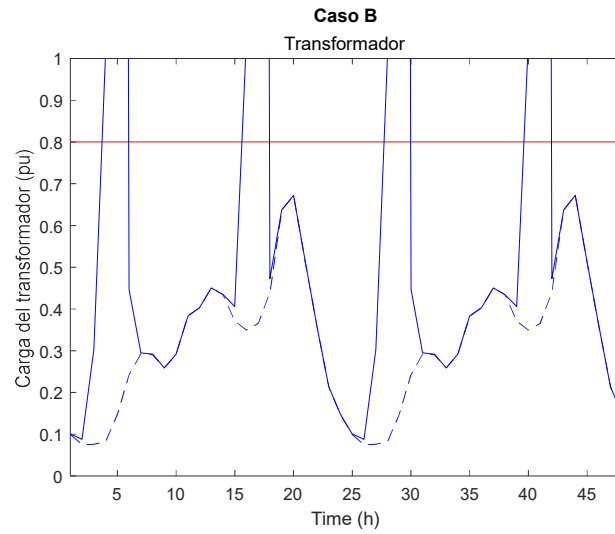


Figura 5-8. Carga del transformador del Caso B.

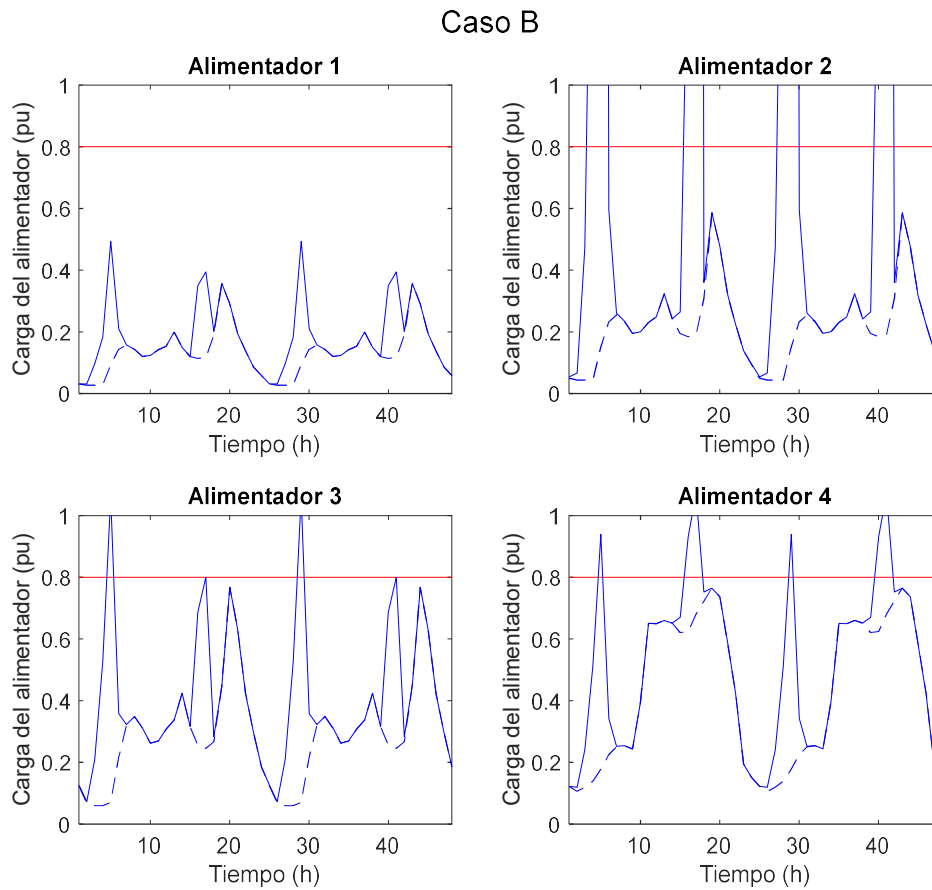


Figura 5-9. Carga de los alimentadores del Caso B.

Caso C:

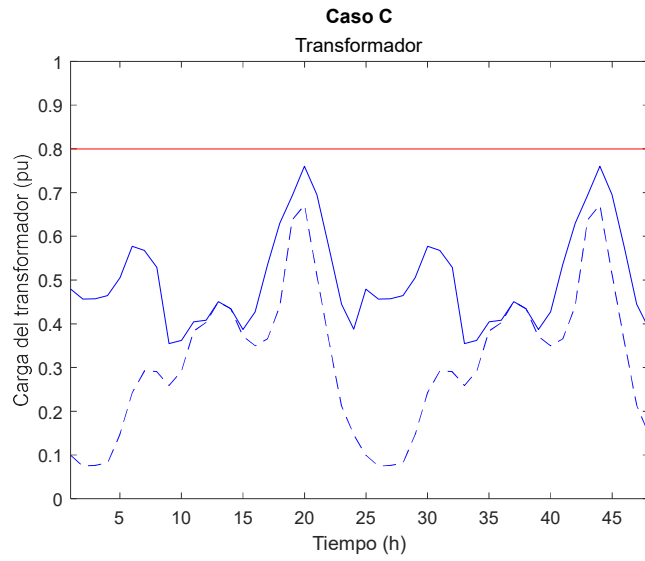


Figura 5-10. Carga del transformador del Caso C.

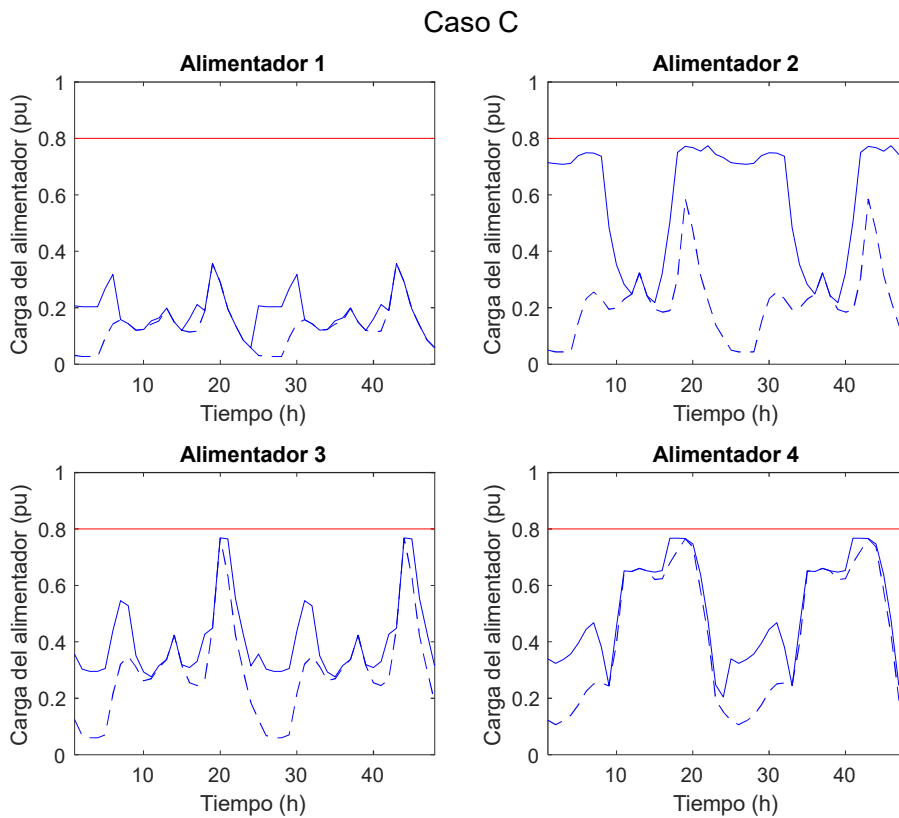


Figura 5-11. Carga de los alimentadores del Caso C.

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Caso D:

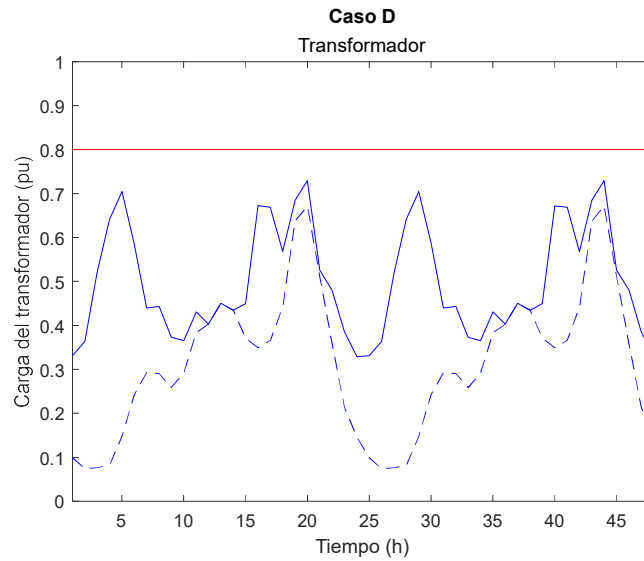


Figura 5-12. Carga del transformador del Caso D.

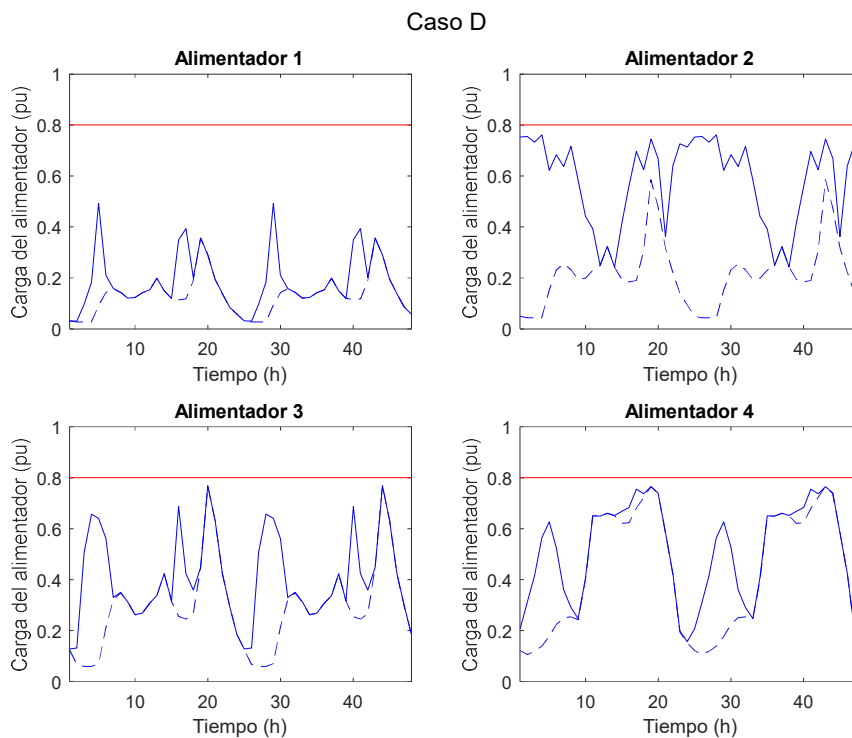


Figura 5-13. Carga de los alimentadores del Caso D.

Pese a que el límite máximo de operabilidad de los elementos del sistema el OSD lo establezca en 80%, en el algoritmo se ha utilizado un límite del 78% para que, pese a la variabilidad que pueda existir el día de despacho, tener un margen del 2% y asegurarse de que no va a llegar al límite. Por eso en ninguna de las figuras del Caso C o del Caso D se llega al límite de la línea sólida roja.

Para los casos en que el algoritmo de optimización no considera la degradación, la recarga de los VEs se concentra en las horas en las que la electricidad es más barata

(ya que el algoritmo de optimización busca el menor precio de la recarga). Esto provoca que haya picos de corriente a esas horas. En el Caso B que no se limita la recarga, los elementos del sistema se saturan (ver Figura 5-9) y en el Caso D en el que se limita la recarga, los gráficos no son lisos, tienen forma de dientes de sierra (ver Figura 5-13).

Sin embargo, si el algoritmo de optimización considera la degradación, éste penaliza los picos de corriente, ya que aumentan la degradación y, por consiguiente, el precio de la recarga. Así, los picos de corriente son menos pronunciados y las curvas son más lisas (ver Figura 5-11).

En la Figura 5-14 se observan los resultados económicos del Alimentador 1.

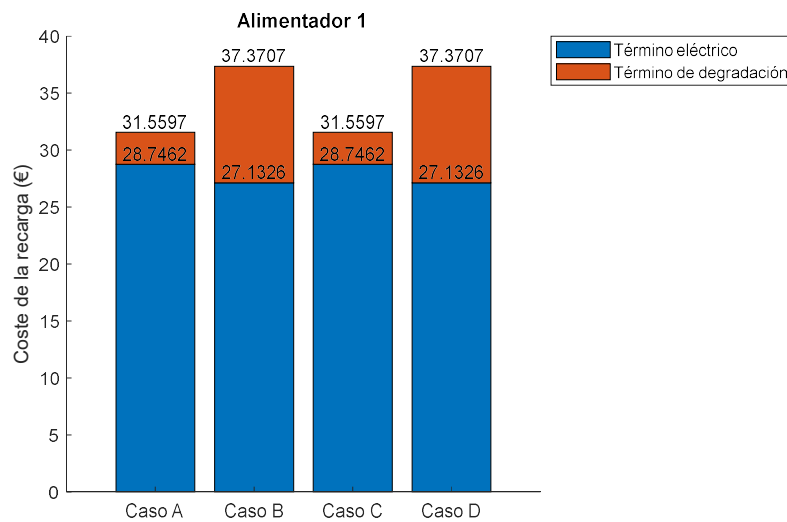


Figura 5-14. Resultados económicos del Alimentador 1.

El Alimentador 1 se ha diseñado con poca carga base y con pocos VEs para que, aún en el Caso B cuando no se considerara la degradación y se generaran picos de corriente, estos picos no lleguen a la saturación. Así, a la hora de comparar el Caso A y el Caso B para el Alimentador 1, se ve que en el Caso B el precio de la recarga en términos eléctricos es inferior (la carga se concentra en las horas más baratas) al del Caso A. Pero, el coste de la degradación en el Caso A es inferior al del Caso B (porque se penalizan los picos de corriente). De hecho, se observa que el precio global de la recarga es inferior en el Caso A.

También se aprecia que los resultados del Caso A y el Caso C coinciden, puesto que no hay saturación y, en consecuencia, no entran en acción los coeficientes de restricción. Del mismo modo y por el mismo motivo, los casos B y D son idénticos.

Como se puede apreciar en la Figura 5-7 y en la Figura 5-9, el resto de los alimentadores en el Caso A y en el Caso B no son técnicamente viables, ya que al no ser colaborativos, hay horas en las que los alimentadores y/o el transformador se saturan. Esas horas coinciden con las horas en las que la electricidad es más barata y/o en las que la carga base es más alta.

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

En la Figura 5-15 se muestran los resultados económicos del Alimentador 2. Analizándolos, se aprecia que la electricidad más barata se obtiene en el caso B, puesto que no hay ningún tipo de restricción ni se tiene en cuenta la degradación. Por el contrario, este también es el caso en el que mayor es el precio por degradación. En la situación opuesta está el caso C, en el que la electricidad se paga más cara que en el resto de los casos. Esto es debido a que al tener en cuenta la saturación en la función de coste y limitar la corriente de carga en los momentos de saturación, las corrientes son más bajas y la recarga es menos agresiva, degradando menos las baterías.

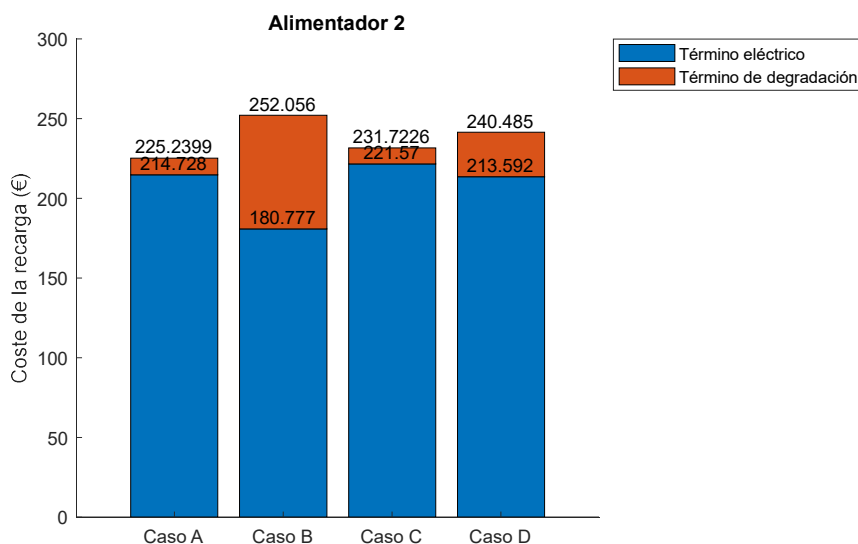


Figura 5-15. Resultados económicos del Alimentador 2.

Lo mismo que ocurre en el Alimentador 2, sucede también en los Alimentadores 3 y 4, pudiéndose apreciar en la Figura 5-16 y en la Figura 5-17.

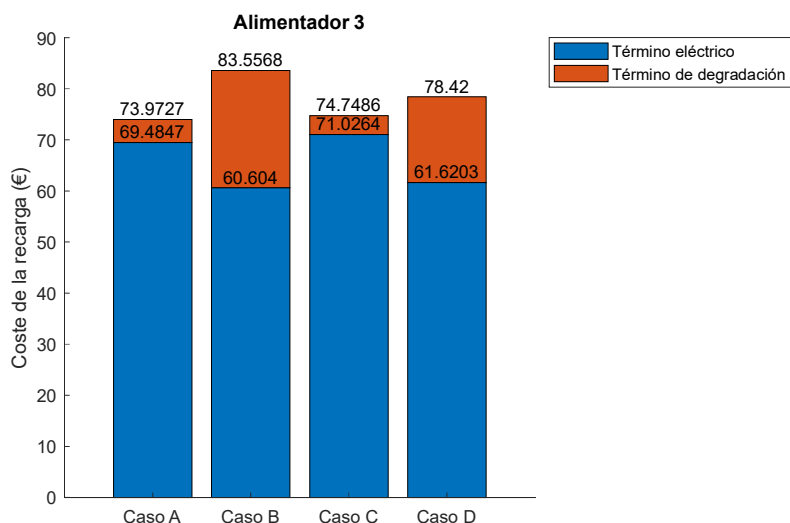


Figura 5-16. Resultados económicos del Alimentador 3.

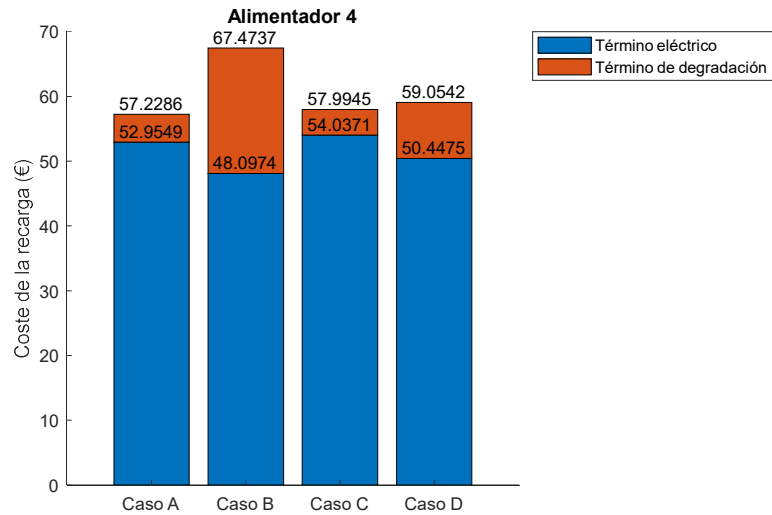


Figura 5-17. Resultados económicos del Alimentador 4.

Las comparaciones que se acaban de realizar son comparaciones del mismo alimentador ante distintos casos. Como las condiciones de los alimentadores no varían (mismos coches con mismos perfiles de carga), se puede hacer una comparación con el coste de la recarga. Sin embargo, para realizar una comparación entre alimentadores para un mismo caso, no se puede usar el coste de la recarga. Esto se debe a que no se estaría comparando bajo los mismos criterios. En consecuencia, sería más efectivo realizar una comparación del precio de la recarga por kWh para el término eléctrico y precio de degradación por VE para el término de la degradación.

Los resultados económicos del Caso C se representan en la Figura 5-18.

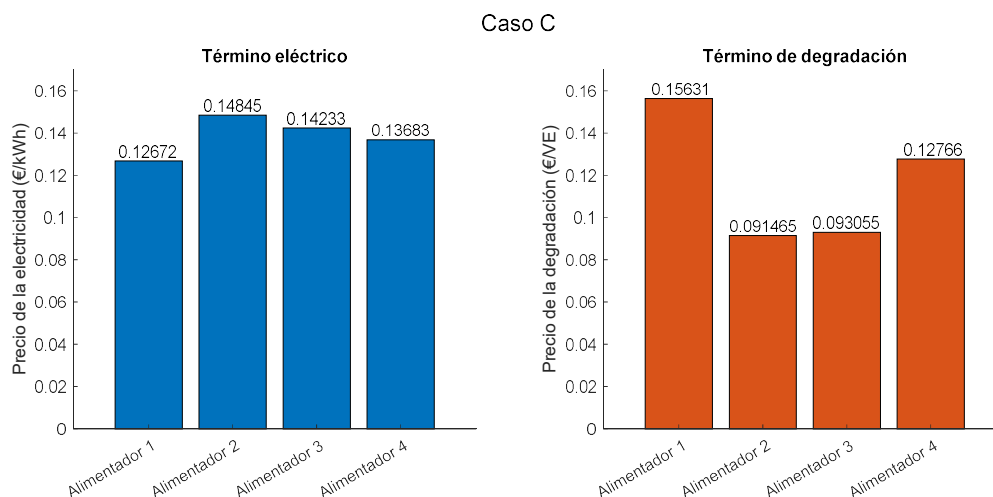


Figura 5-18. Resultados económicos del Caso C.

Como en el Alimentador 2 hay muchos VEs, la carga se distribuye a lo largo de todo el tiempo, con corrientes bajas. Esto implica que la degradación sea la más leve. Por el contrario, el precio de la recarga es el más elevado, ya que hay que realizar parte de la recarga en horas en las que la electricidad esté cara.

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Como contrapunto se encuentra el Alimentador 1. Como no tiene limitación alguna, le compensa concentrar la carga en las horas más baratas, siendo así el caso por el que menos se paga por la electricidad, pero el que más coste de degradación supone.

Mismas conclusiones se pueden sacar para el Caso D tras observar la Figura 5-19.

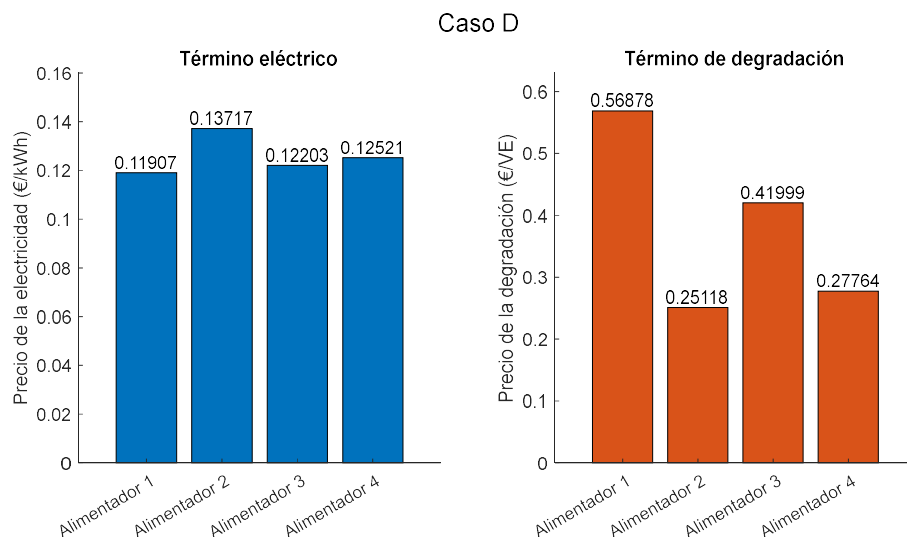


Figura 5-19. Resultados económicos del Caso D.

Respecto de los precios totales, se puede decir que la recarga más barata es la del Caso A. Sin embargo, no es técnicamente viable. Por consiguiente, entre las opciones que no causan perjuicios al sistema eléctrico, el Caso C supone la recarga más barata seguida del Caso D (Figura 5-20).

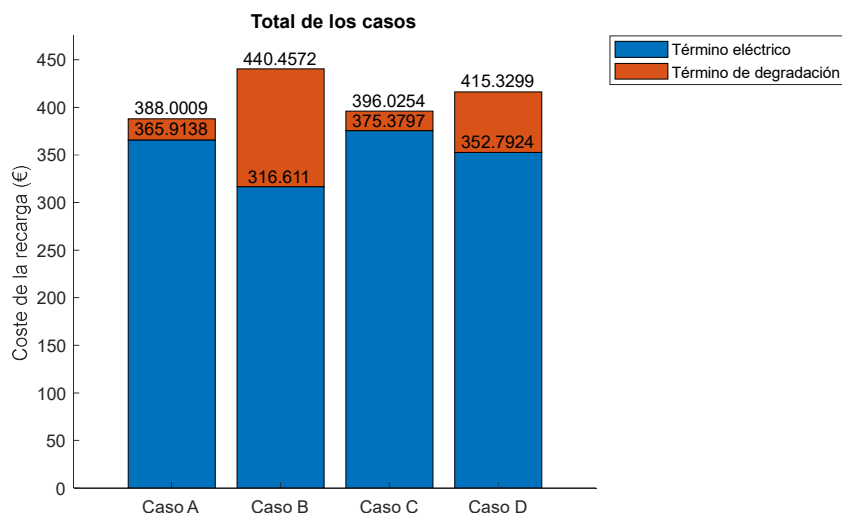


Figura 5-20. Resultados económicos totales de todos los casos.

De la Figura 5-21, en la que se comparan los Alimentadores 1 y 2 para los casos C y D, se pueden ir intuyendo los resultados de los casos E y F. A medida en que la penetración de VEs aumenta, la importancia de incluir la degradación en la función de optimización disminuye. En el Alimentador 1, donde la penetración es reducida, tener

en cuenta la degradación en el algoritmo de optimización implica una reducción del 15,55% del precio total a pagar. La degradación pasa de ser un 27,39% del coste total a un 8,91%. Sin embargo, en el Alimentador 2, donde la penetración es muy elevada, tener en cuenta la degradación en el algoritmo de optimización implica una reducción del 3,64% del precio total a pagar. La degradación pasa de ser un 11,18% del coste total a un 4,38%. Esto ocurre porque como la penetración es muy elevada, la recarga de los VEs tiene que repartirse por todo el periodo de recarga para evitar la saturación. Esto hace que las corrientes sean bajas de por sí, lo que implica, a su vez, una baja degradación. Por consiguiente, la optimización teniendo en cuenta la degradación pierde importancia a medida que la penetración de VEs es mayor.

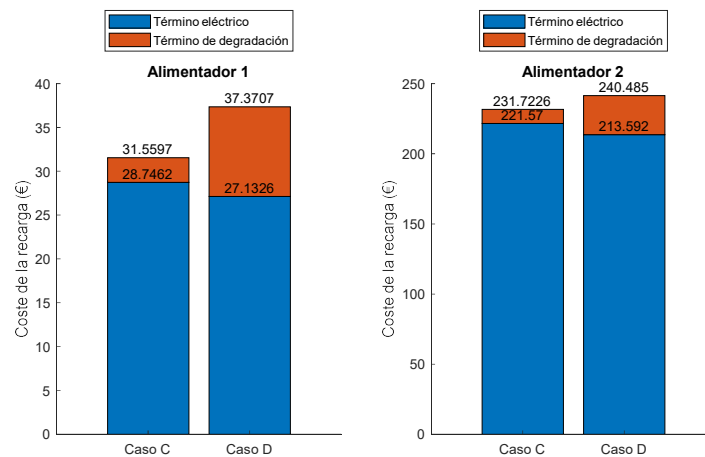


Figura 5-21. Comparación de los Alimentadores 1 y 2 para los casos C y D.

En este sentido, analizando los resultados del Caso E y del Caso F (Figura 5-22 y Tabla 5-7), se llega a la misma conclusión.

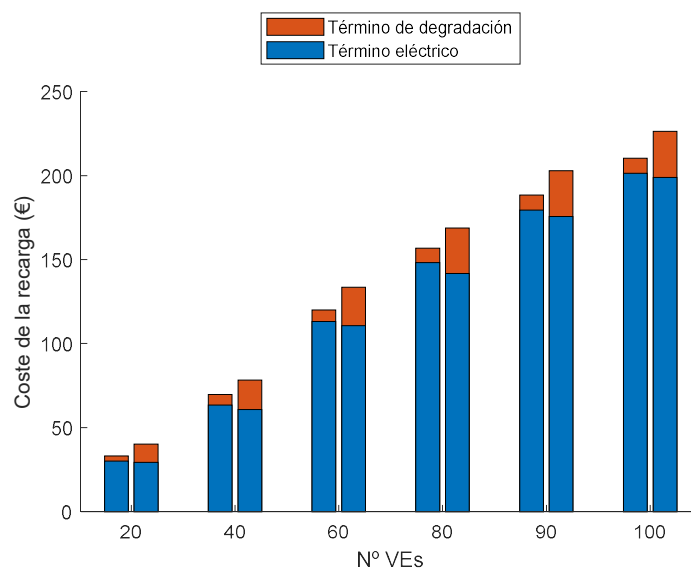


Figura 5-22. Resultados Caso E y Caso F.

Tabla 5-7. Peso de la degradación en el coste total de la recarga.

	Caso E	Caso F	Diferencia
20 VEs	10,018%	37,101%	27,083%
40 VEs	9,923%	28,907%	18,984%
60 VEs	6,102%	20,667%	14,565%
80 VEs	5,843%	19,107%	13,264%
90 VEs	5,017%	15,452%	10,435%
100 VEs	4,449%	13,751%	9,302%

De la Tabla 5-7 se observa cómo a medida que aumenta la cantidad de VEs en el alimentador, el peso que tiene la degradación en el coste final de la recarga decae en ambos casos. Del mismo modo y atendiendo a la diferencia entre los dos casos, se aprecia que el efecto de tener o no en cuenta la degradación en la función de optimización es menos relevante.

Cabe destacar que la diferencia entre una penetración de 20 VEs y de 40 VEs para el Caso E es mínima, puesto que en ninguno de las dos situaciones se llega a saturar. Sin embargo, a partir de 60 VEs, se empieza a saturar, los coeficientes entran en acción y, el porcentaje empieza a decrecer.

Reparando en la diferencia porcentual de los precios totales de la recarga entre el caso E y el Caso F (referidos al Caso F), pasa de una diferencia de precios del 17,43% para el caso de 20 VEs al 7,06% para el caso de 100 VEs.

En la Tabla 5-8 se muestra el resumen de los costes de las recargas (término eléctrico) de los distintos casos, y la Tabla 5-9 los costes de las recargas relativos al término de degradación.

Tabla 5-8. Costes de la recarga. Término eléctrico por caso y alimentador en €/kWh.

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Alimentador 1	0,126724	0,11907	0,126724	0,11907
Alimentador 2	0,144398	0,119917	0,148453	0,137119
Alimentador 3	0,139257	0,120025	0,142329	0,122033
Alimentador 4	0,133336	0,11957	0,136829	0,125214

Tabla 5-9. Costes de la recarga. Término de degradación por caso y alimentador en €/VE.

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Alimentador 1	0,156306	0,568784	0,156306	0,568783
Alimentador 2	0,0947019	0,642153	0,0914651	0,249081
Alimentador 3	0,112201	0,573819	0,0930555	0,419992
Alimentador 4	0,13786	0,625039	0,127657	0,277635

5.2. Algoritmo de devolución de energía a red con reducción de armónicos

En este apartado se presentan las condiciones para la realización de los ensayos experimentales, así como los resultados y la discusión de los mismos.

5.2.1. CONDICIONES PARA EL ENSAYO EXPERIMENTAL

En esta sección se muestran los valores de los componentes y variables para la validación experimental de la estrategia de control propuesta, para la reducción de armónicos.

En la Tabla 5-10 se muestra el contenido armónico de la tensión de la red en la que se ha validado la metodología.

Tabla 5-10. Contenido de armónicos en la red.

N.º armónico	Porcentaje respecto del fundamental
2	0
3	0,4
4	0
5	0,6

Como se puede observar, la componente del 5º armónico es muy elevada. Por ello, para reducir el THD de la corriente inyectada a red, se ha validado el esquema de control propuesto para el armónico número 5. En la Tabla 5-11 se pueden apreciar los valores de las variables y los componentes del montaje experimental.

Tabla 5-11. Valores para los ensayos experimentales.

Símbolo	Definición	Valor
f	Frecuencia del sistema	50 Hz
n	Armónico a eliminar	5
f_n	Frecuencia del armónico a eliminar	25h Hz
V_{DC}	Tensión del bus DC	600 V
L	Inductancia del filtro	7,4 mH
R	Resistencia del filtro	0,1 Ω
C	Condensador del bus DC	1 mF
f_{conm}	Frecuencia de conmutación	10 kHz
f_{cont}	Frecuencia de la señal de control	20 kHz
P_N	Potencia nominal del inversor	35 kW
V_g	Tensión eficaz de línea de la red	380 V

VALIDACIÓN DE LOS ALGORITMOS

El sistema de reducción del THD se ha validado en un prototipo a escala, de un cargador de VE, trabajando con una potencia máxima intercambiada con la red de aproximadamente 2 kVA.

Información más detallada sobre los componentes se puede encontrar en el *Anexo D: Setup experimental para la devolución de energía a red, reduciendo el quinto armónico*.

5.2.2. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tras la realización de los ensayos, se muestran los resultados experimentales y se realiza la discusión de los mismos. Los resultados se presentan en tres apartados, relativos a cada uno de los experimentos llevados a cabo. El primero, para comparar el contenido armónico del control tradicional y del control propuesto. El segundo, para analizar la dinámica del control ante un incremento abrupto de la necesidad del respaldo de frecuencia de la red. Y el tercero, para examinar la capacidad de proveer compensación de tensión a la red.

5.2.2.1. Comparación entre el control tradicional y la metodología propuesta

En la Figura 5-23 se aprecian las corrientes inyectadas a la red para ambos casos, con el control tradicional y con el control propuesto. Estas corrientes se presentan de dos modos. El primero es en el plano dq, para poder apreciar el seguimiento de los resultados a las señales de control. El segundo, es en el plano abc, en el que se pueden apreciar las corrientes de cada una de las fases.

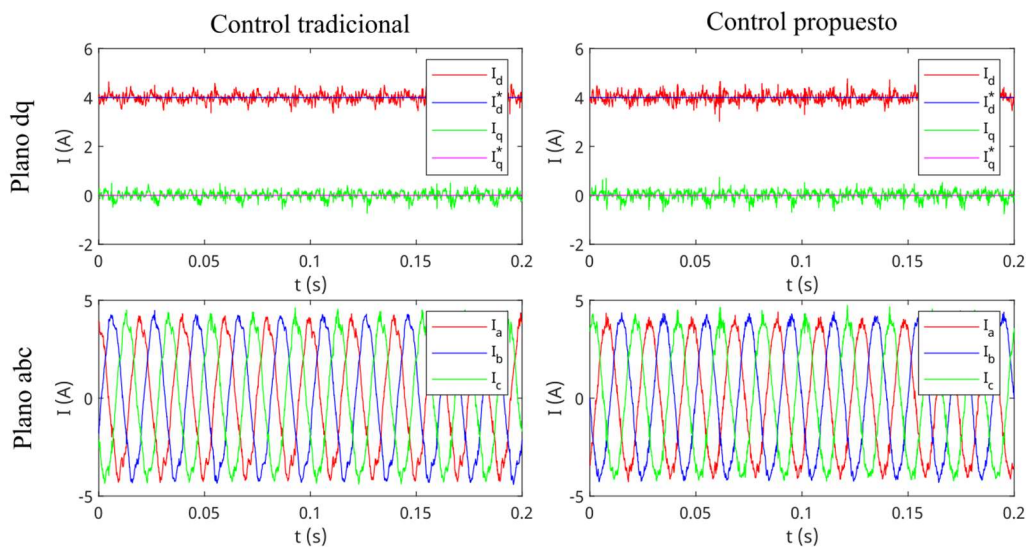


Figura 5-23. Comparación de las corrientes del control tradicional y del esquema de control propuesto.

El resultado del análisis de la transformada rápida de Fourier (FFT) de las corrientes inyectadas para los dos casos se presentan en la Figura 5-24, mientras que en la Figura

5-25 se presentan los mismos resultados, pero en número de armónicos en vez de en frecuencias, para su mejor visualización e interpretación.

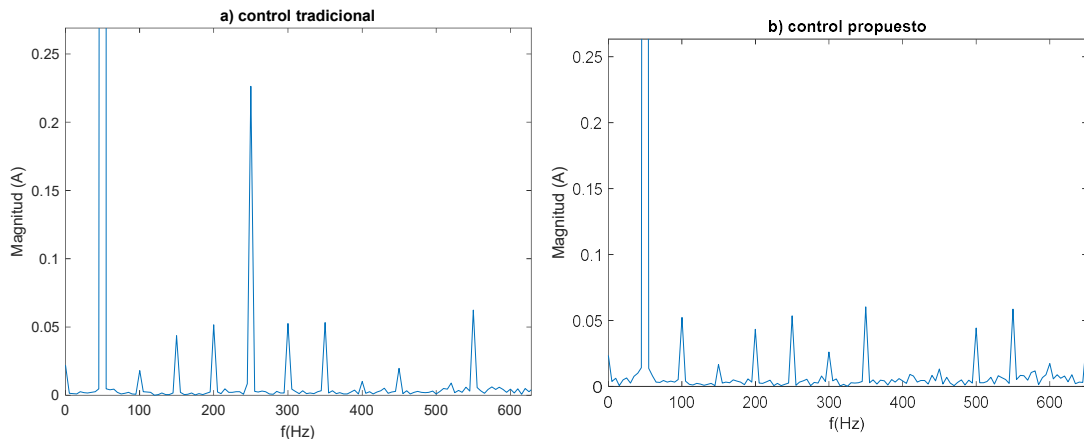


Figura 5-24. FFT de la corriente inyectada del a) control tradicional y b) control propuesto.

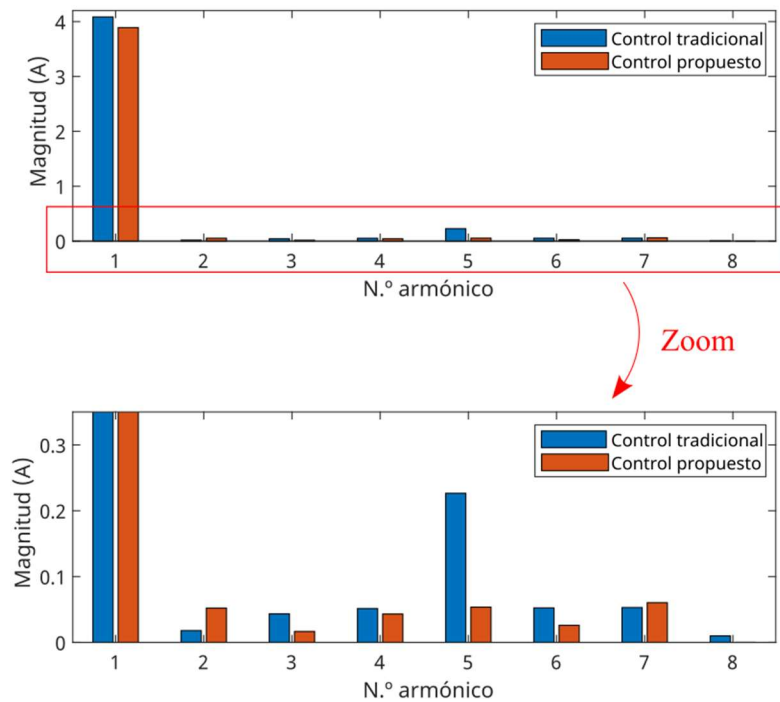


Figura 5-25. Comparación de los armónicos de ambos controles.

Como se puede apreciar en la Figura 5-25, la componente del 5º armónico se reduce notablemente, de una amplitud de 0,23 A a una amplitud de 0,05 A, es decir, se ha producido una reducción del 76,34%. En el resto de armónicos no se aprecia ninguna variación significativa.

Respecto del THD, éste experiencia una reducción, evolucionando del 6,09% con el control tradicional al 2,82% con el control propuesto.

5.2.2.2. Dinámica del control desarrollado

Este ensayo tiene como objetivo analizar la dinámica del control desarrollado ante un incremento repentino de la potencia activa demandada por la red. Este caso sirve para emular una necesidad de respaldo por parte de la red, debido a una caída de la frecuencia. En esta situación, el Agregador daría la orden de entregar potencia activa a los VEs conectados a red y con posibilidad de ofrecer servicios complementarios.

Para emular este escenario, se ha realizado un cambio del 100% en la referencia de I_d , aumentándola de 2 A a 4 A. El resultado de este ensayo se puede apreciar en la Figura 5-26, en donde se muestran las corrientes inyectadas a red en el plano de referencia dq y en el plano trifásico estacionario tradicional, el plano abc.

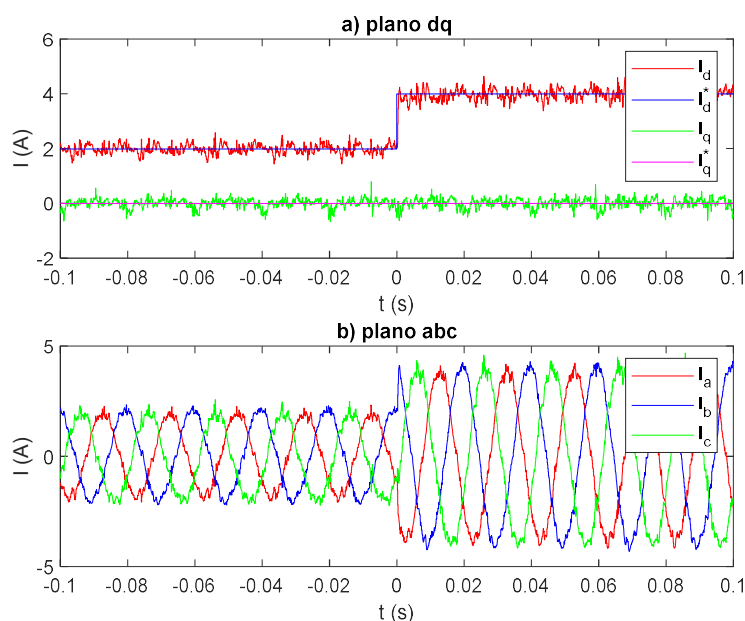


Figura 5-26. Dinámica del control ante incremento de la potencia activa.

Tal y como se puede apreciar en la Figura 5-26, la corriente medida sigue correctamente la corriente impuesta, respondiendo en aproximadamente 1 ms y con unos errores máximos absoluto y relativo de 0,06 A y del 15%, respectivamente. De esta manera, se puede concluir que la dinámica del sistema es correcta.

5.2.2.3. Respaldo de tensión a la red

En caso de que en la red hubiera un desequilibrio de tensión, sería necesario aportar reactiva para compensar ese desvío. En este sentido, se han ensayado dos casos:

- Inyección de reactiva a la red imponiendo $I_d = 3 A$ e $I_q = 3 A$, es decir, factor de potencia en adelanto (carácter capacitivo). Ver Figura 5-27.
- Consumo de reactiva de la red imponiendo $I_d = 3 A$ e $I_q = -3 A$, es decir, factor de potencia en retraso (carácter inductivo). Ver Figura 5-28.

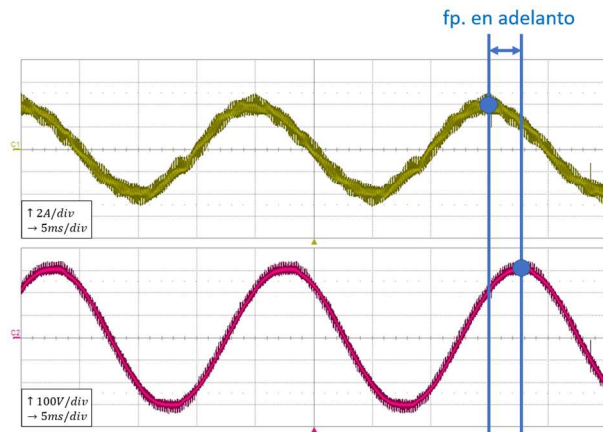


Figura 5-27. Inyección de potencia reactiva. Arriba (en amarillo) se muestra la corriente de la fase “a” inyectada y abajo (en rosa) se muestra la tensión de la fase “a” de la red.

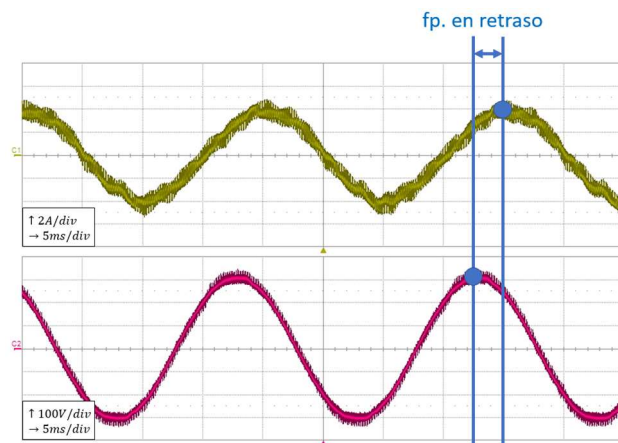


Figura 5-28. Consumo de potencia reactiva. Arriba (en amarillo) se muestra la corriente de la fase “a” inyectada y abajo (en rosa) se muestra la tensión de la fase “a” de la red.

Aplicando la expresión expuesta en (4-29), se pueden calcular las potencias intercambiadas para el caso de inyección de potencia reactiva:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d) = \frac{3}{2} \cdot 220\sqrt{2} \cdot 3 = 1400 \text{ W} \\ Q = -\frac{3}{2}(V_d I_q) = -\frac{3}{2} \cdot 220\sqrt{2} \cdot 3 = -1400 \text{ VAR} \end{cases} \quad (5-2)$$

Y para el caso de consumo de potencia reactiva:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d I_d) = \frac{3}{2} \cdot 220\sqrt{2} \cdot 3 = 1400 \text{ W} \\ Q = -\frac{3}{2}(V_d I_q) = -\frac{3}{2} \cdot 220\sqrt{2} \cdot (-3) = 1400 \text{ VAR} \end{cases} \quad (5-3)$$

Como se puede comprobar, es posible realizar un intercambio bidireccional de potencia reactiva con la red.

5.3. Conclusiones

De los casos analizados para el algoritmo de recarga de VEs, se puede concluir que el algoritmo propuesto funciona correctamente: reduce la degradación inducida en las baterías, proporciona la recarga más barata y evita la saturación de los elementos del sistema.

La reducción de precios depende de la penetración de VEs en el sistema. Para el caso simulado de baja penetración, el algoritmo reduce un 15,55% el precio total de la recarga, mientras que en el caso de muy alta penetración lo reduce un 3,64%. Lo mismo pasa con la reducción de la degradación, a mayor penetración, menor es el efecto de integrar la degradación en el algoritmo de optimización.

Sin embargo, aunque económicamente no suponga mucha diferencia tenerlo en cuenta o no, reducir la degradación implica alargar la vida útil de las baterías, lo que conlleva una reducción en los residuos generados, al igual que una reducción en la demanda de materias primas, con su consiguiente impacto medioambiental y social.

Cabe destacar que este algoritmo es compatible con otras estrategias, de nivel superior, que gestionen las redes de MT. Por ejemplo, en vez de tomar una cargabilidad constante del transformador, el OSD puede realizar un flujo de potencias óptimo (OPF) y enviarle el perfil de carga máximo del transformador, para que no genere una congestión en la red de MT.

En cuanto a la provisión de servicios auxiliares, los cargadores de los VEs pueden inyectar corriente con armónicos a la red, especialmente si la propia red ya cuenta con armónicos de tensión. En consecuencia, en este capítulo se ha presentado una metodología de control que reduce los armónicos de la corriente inyectada a red, provocada por los armónicos de tensión de la red.

Esta metodología se puede aplicar a cualquier armónico de la red. Pero, para la validación experimental, se ha ajustado el control para la eliminación del 5º armónico. En este sentido, se ha conseguido reducir el THD de la corriente de un 6,06% a un 2,82%, gracias a haber reducido la componente del 5º armónico en un 76,34%. Además, se concluye que la estrategia de control propuesta permite intercambiar potencia activa y reactiva con la red, con una dinámica adecuada para aplicaciones V2G. En este sentido, el control propuesto ha sido capaz de gestionar los flujos de potencia intercambiados dentro de un tiempo de respuesta de 1 ms. Adicionalmente, se puede destacar que la estrategia propuesta permite desarrollar un controlador para la reducción armónica sin añadir volumen o peso adicional al sistema, puesto que la reducción de armónicos es a través de software.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1. Conclusiones de la Tesis Doctoral.

6.2. Futuras líneas de investigación.

6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1. Conclusiones de la Tesis Doctoral

Debido a la transición energética, el sistema eléctrico se encuentra inmerso en pleno cambio de paradigma. La proliferación de las FER, la evolución de un sistema centralizado a uno descentralizado o la penetración del VE, no son más que algunos de los ejemplos del cambio que se está dando en el sector eléctrico. Y, como todo cambio, éste también genera nuevos retos y oportunidades.

En este contexto, el desarrollo del VE reduce la contaminación tanto acústica como de emisiones de gases tóxicos a nivel local, mejora la eficiencia del sector transporte y ayuda a la integración de las FER. Sin embargo, una integración no controlada puede comprometer la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Es por ello que, en la actualidad, la comunidad científica y la industrial están dedicando gran esfuerzo al desarrollo de nuevas estrategias de recarga, que no sólo eviten el perjuicio a la red, sino que también mejoren su fiabilidad y resiliencia.

Debido a que las recargas descentralizadas pueden satisfacer los objetivos locales sin perjudicar a los globales, presentar mejor escalabilidad que las arquitecturas centralizadas y mejor tolerancia a fallos, se prevé que a largo plazo estas estrategias sean las óptimas. Sin embargo, debido a los retos que presentan (privacidad de datos, necesidad de datos de las personas usuarias, necesidad de potentes sistemas de comunicación), todavía no son algoritmos que estén desarrollados como para una implementación inmediata.

Por el contrario, pese a sus inconvenientes, como el requerimiento de gran cantidad de datos o la reducida capacidad de escalabilidad, los algoritmos centralizados se están erigiendo como la solución a corto y medio plazo a la recarga descontrolada. Esto es debido a que presentan una mejor coordinación, mejor respuesta ante las incertidumbres y mayor garantía de satisfacción de las necesidades tanto locales como globales de manera más óptima.

No obstante, las recargas han de hacerse minimizando el daño a las baterías del VE. Así, el modelado de las baterías utilizadas en el transporte electrificado juega un papel importante en el desarrollo de estas estrategias, puesto que, al reducir la degradación inducida en las mismas durante el proceso de recarga, se alarga su vida útil. En consecuencia, se abarata el coste de los VEs, promoviendo su desarrollo y reduciendo el impacto medioambiental.

Adicionalmente, gracias al modelado y la cuantificación de la degradación, cuando ya no pueden ser usadas para el sector transporte, se puede cuantificar el RUL y el SoH y encontrar la aplicación que más convenga para su segunda vida útil.

Estos modelos han de ser robustos ante ruido de los datos experimentales, sin dañar la precisión. Además, para poder ser usados en algoritmos de tomas de decisión instantáneas o iterativos, han de ser ligeros y rápidos de ejecutar. Otra de las etapas

CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

clave para la obtención de los modelos es la experimental. Si bien el aumento de las variables y la cantidad de ensayos redundan en mayor precisión, alargan excesivamente el período de adquisición de datos.

En este sentido, en esta Tesis Doctoral se ha desarrollado una metodología experimental y un modelo eléctrico, térmico y de degradación de BILs, que se ha implementado en los nuevos algoritmos de recarga propuestos. Estas estrategias se han validado en un modelo de red de distribución de BT, considerando la recarga para estudiar el efecto de la degradación, nivel de penetración y de distintos perfiles de carga base de los elementos de la red. Del mismo modo, también se ha desarrollado una metodología de eliminación de armónicos mientras se prestan servicios complementarios (respaldo de frecuencia y tensión) a red.

Los resultados obtenidos de este trabajo de investigación se han publicado en las siguientes revistas científicas y congresos internacionales:

- “Vehicle-to-grid charging control strategy aimed at minimizing harmonic disturbances”, *International Journal of Energy Research*, vol. 45, N° 11, págs. 16478-16488, 2021.
- “Hierarchical Control for Collaborative Electric Vehicle Charging to Alleviate Network Congestion and Enhance EV Hosting in Constrained Distribution Networks” (bajo revisión en *Renewable Energy*).
- “Methodology for Acquiring a Comprehensive Electrical, Thermal and Cycling Degradation Battery Model” (bajo revisión en *Applied Energy*).
- “Communications and Data Science for the Success of Vehicle-to-Grid Technologies: Current State and Future Trends”, *Electronics*, vol. 13, N° 10, págs. 1940, 2024.
- “Integration of the Electric Vehicle into the Electrical Grid of the Future”, *Renewable Energy and Power Quality Journal (19th International Conference on Renewable Energies and Power Quality)*, vol. 19, N° 2, 2021.

6.2. Futuras líneas de investigación

En los desarrollos de esta Tesis Doctoral han quedado algunos aspectos sin tratar, que pueden ser punto de partida para investigaciones futuras.

Con respecto al modelado de las BIL:

- A medida que el SoH de las celdas empeora, las curvas de histéresis y la curva de la tensión de circuito abierto (OCV) varían, fenómeno que no se ha contemplado en este modelo.
- En el modelo térmico no se ha tenido en cuenta la distribución de la temperatura a lo largo de la celda. Aunque para este tipo de estrategias de recarga no sea importante, para el diseño del sistema de refrigeración del BP o diseño de un BTMS, lo es.

- Tener en cuenta el sistema de refrigeración de la batería permitiría obtener un modelo más completo del BP.
- Para poder ampliar los límites del modelo que se ha desarrollado, se puede generar un banco de datos con el modelo y alimentar una red neuronal que prediga el comportamiento de la batería, para condiciones distintas que las ensayadas. También se podría realizar un ensayo a una potencia baja para tener un espectro más grande. De todos modos, esta segunda opción se ve inviable debido al tiempo que requeriría realizar los experimentos.
- Para observar la evolución de las impedancias equivalentes con la degradación, sería interesante realizar un análisis de espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS)

Respecto de los algoritmos de recarga de los VEs:

- Incorporar puntos de recarga públicos. Tienen horarios de recarga distintos a los considerados (durante el día, no durante la noche) y son cargas más rápidas (llamadas ASAP), lo que aumenta la degradación. Esto, junto con el hecho de haber más rotación de VEs en los PR, provoca que no puedan aportar servicios de flexibilidad a la red. Además, el Agregador no dispone de esta información, aunque puede estimarla con datos históricos.
- Estudiar la viabilidad de realizar el desplazamiento de cargas mediante incentivos económicos.
- Sabiendo que el rendimiento de los cargadores de los VEs depende de la carga [230, 231], incluirlo como una variable en la función de coste.
- Utilizar algoritmos de optimización de búsqueda de mínimo global, como los algoritmos genéticos.
- Considerar las pérdidas de las líneas eléctricas en la función de coste.
- Estudiar nuevos modelos de negocio que tengan en cuenta las condiciones contractuales (suscripción, pago por uso, tarifas time-of-use, etc.) aplicable a los distintos agentes del sistema (usuario final, propietario de la infraestructura de recarga, Agregador, comercializador, etc.).
- Estudiar la interrelación entre los modelos de negocio identificados y las arquitecturas de control.

7. REFERENCIAS

- [1] IDAE, "Ayudas y financiación para movilidad y vehículos", 2024, disponible en: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-movilidad-y-vehiculos>
- [2] IEA - International Energy Agency, "Global EV Data Explorer", 2023, disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>
- [3] AEDIVE, "II Anuario Movilidad Eléctrica", 2024, disponible en: https://aedive.es/wp-content/uploads/2024/03/II-Anuario-Movilidad-Elctrica-AEDIVE_compressed.pdf
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Medida 2.4. Impulso del vehículo eléctrico", PNIEC, disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/plannacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradoenergiayclima2021-2030_tcm30-546623.pdf
- [5] O. Sadeghian, A. Oshnoei, B. Mohammadi-ivatloo, V. Vahidinasab and A. Anvari-Moghaddam, "A comprehensive review on electric vehicles smart charging: Solutions, strategies, technologies, and challenges", Journal of Energy Storage, vol. 54, págs. 105241, 2022, DOI: 10.1016/j.est.2022.105241, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22012403>
- [6] P.U. Nzereogu, A.D. Omah, F.I. Ezema, E.I. Iwuoha and A.C. Nwanya, "Anode materials for lithium-ion batteries: A review", Applied Surface Science Advances, vol. 9, págs. 100233, 2022, DOI: 10.1016/j.apsadv.2022.100233, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666523922000253>
- [7] A. Degla, M. Chikh, A. Chouder, F. Bouchafaa and A. Taallah, "Update battery model for photovoltaic application based on comparative analysis and parameter identification of lead–acid battery models behaviour", IET Renewable Power Generation, vol. 12, págs. 484-493, 2018, DOI: 10.1049/iet-rpg.2017.0409, disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0409>
- [8] S.C. Nagpure, B. Bhushan and S.S. Babu, "Multi-Scale Characterization Studies of Aged Li-Ion Large Format Cells for Improved Performance: An Overview", Journal of the Electrochemical Society, vol. 160, págs. A2111, 2013, DOI: 10.1149/2.001311jes, disponible en: <https://dx.doi.org/10.1149/2.001311jes>
- [9] M. Safari and C. Delacourt, "Simulation-Based Analysis of Aging Phenomena in a Commercial Graphite/LiFePO₄ Cell", Journal of the Electrochemical Society, vol. 158, págs. A1436, 2011, DOI: 10.1149/2.103112jes, disponible en: <https://dx.doi.org/10.1149/2.103112jes>
- [10] D. Bedrov, G.D. Smith and A.C.T. van Duin, "Reactions of Singly-Reduced Ethylene Carbonate in Lithium Battery Electrolytes: A Molecular Dynamics Simulation Study Using the ReaxFF", The Journal of Physical Chemistry A, vol. 116,

REFERENCIAS

págs. 2978-2985, 2012, DOI: 10.1021/jp210345b, disponible en: <https://doi.org/10.1021/jp210345b>

[11] D. Goers, M.E. Spahr, A. Leone, W. Märkle and P. Novák, "The influence of the local current density on the electrochemical exfoliation of graphite in lithium-ion battery negative electrodes", *Electrochimica Acta*, vol. 56, págs. 3799-3808, 2011, DOI: 10.1016/j.electacta.2011.02.046, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013468611002611>

[12] M.M. Kabir and D.E. Demirocak, "Degradation mechanisms in Li-ion batteries: a state-of-the-art review", *International Journal of Energy Research*, vol. 41, págs. 1963-1986, 2017, DOI: 10.1002/er.3762, disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/er.3762>

[13] X. Hu, C. Zou, C. Zhang and Y. Li, "Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, págs. 20-31, 2017, DOI: 10.1109/MPE.2017.2708812, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8011541>

[14] Isidor Buchmann, "Batteries in a Portable World", in *Batteries in a Portable World*, Cadex Electronics,

[15] G. Saldaña, J.I. San Martín, I. Zamora, F.J. Asensio and O. Oñederra, "Analysis of the Current Electric Battery Models for Electric Vehicle Simulation", *Energies*, vol. 12, 2019, DOI: 10.3390/en12142750, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/14/2750>

[16] A.W. Thompson, "Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services", *Journal of Power Sources*, vol. 396, págs. 691-709, 2018, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2018.06.053, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775318306499>

[17] N. Nitta, F. Wu, J.T. Lee and G. Yushin, "Li-ion battery materials: present and future", *Materials Today*, vol. 18, págs. 252-264, 2015, DOI: 10.1016/j.mattod.2014.10.040, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702114004118>

[18] Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, "Pilas y acumuladores", 2024, disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/domesticos/fracciones/pilas-y-acumuladores/baterias-vehiculos-electricos-2022.html>

[19] M. Tran, A. DaCosta, A. Mevawalla, S. Panchal and M. Fowler, "Comparative Study of Equivalent Circuit Models Performance in Four Common Lithium-Ion Batteries: LFP, NMC, LMO, NCA", *Batteries*, vol. 7, 2021, DOI: 10.3390/batteries7030051, disponible en: <https://www.mdpi.com/2313-0105/7/3/51>

[20] P. Verma, P. Maire and P. Novák, "A review of the features and analyses of the solid electrolyte interphase in Li-ion batteries", *Electrochimica Acta*, vol. 55, págs.

6332-6341, 2010, DOI: 10.1016/j.electacta.2010.05.072, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013468610007747>

[21] Y. Liu, C. Liu, Y. Liu, F. Sun, J. Qiao and T. Xu, "Review on degradation mechanism and health state estimation methods of lithium-ion batteries", Journal of Traffic and Transportation Engineering (English Edition), vol. 10, págs. 578-610, 2023, DOI: 10.1016/j.jtte.2023.06.001, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095756423000818>

[22] M. Woody, M. Arbabzadeh, G.M. Lewis, G.A. Keoleian and A. Stefanopoulou, "Strategies to limit degradation and maximize Li-ion battery service lifetime - Critical review and guidance for stakeholders", Journal of Energy Storage, vol. 28, págs. 101231, 2020, DOI: 10.1016/j.est.2020.101231, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19314227>

[23] D.E. Demirocak and B. Bhushan, "Probing the aging effects on nanomechanical properties of a LiFePO₄ cathode in a large format prismatic cell", Journal of Power Sources, vol. 280, págs. 256-262, 2015, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.01.114, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315001305>

[24] S. Perez Beltran and P.B. Balbuena, "SEI formation mechanisms and Li⁺ dissolution in lithium metal anodes: Impact of the electrolyte composition and the electrolyte-to-anode ratio", Journal of Power Sources, vol. 551, págs. 232203, 2022, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2022.232203, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775322011806>

[25] J. Tan, L. Ma, Z. Li, Y. Wang, M. Ye and J. Shen, "Structural insights into solid electrolyte interphase (SEI) on lithium metal anode: From design strategies to the stability evaluation", Materials Today, vol. 69, págs. 287-332, 2023, DOI: 10.1016/j.mattod.2023.09.004, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1369702123002961>

[26] S. Santhanagopalan, Q. Guo, P. Ramadass and R.E. White, "Review of models for predicting the cycling performance of lithium ion batteries", Journal of Power Sources, vol. 156, págs. 620-628, 2006, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.05.070, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305007810>

[27] M. Safari, M. Morcrette, A. Teyssot and C. Delacourt, "Multimodal Physics-Based Aging Model for Life Prediction of Li-Ion Batteries", Journal of the Electrochemical Society, vol. 156, págs. A145, 2008, DOI: 10.1149/1.3043429, disponible en: <https://dx.doi.org/10.1149/1.3043429>

[28] G. Ning, R.E. White and B.N. Popov, "A generalized cycle life model of rechargeable Li-ion batteries", Electrochimica Acta, vol. 51, págs. 2012-2022, 2006, DOI: 10.1016/j.electacta.2005.06.033, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013468605007176>

REFERENCIAS

- [29] Y. Pan, X. Han, X. Kong, L. Lu, M. Ouyang, J. Zhang, Y. Wang and H. Zheng, "Lithium plating induced by anode tab tearing in lithium-ion batteries: An experimental and modeling study", *Journal of Energy Storage*, vol. 73, págs. 109176, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.109176, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23025744>
- [30] S. Tippmann, D. Walper, L. Balboa, B. Spier and W.G. Bessler, "Low-temperature charging of lithium-ion cells part I: Electrochemical modeling and experimental investigation of degradation behavior", *Journal of Power Sources*, vol. 252, págs. 305-316, 2014, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.12.022, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313019897>
- [31] W. Fang, O.J. Kwon and C. Wang, "Electrochemical–thermal modeling of automotive Li-ion batteries and experimental validation using a three-electrode cell", *International Journal of Energy Research*, vol. 34, págs. 107-115, 2010, DOI: 10.1002/er.1652, disponible en: <https://doi.org/10.1002/er.1652>
- [32] J. Vetter, P. Novák, M.R. Wagner, C. Veit, K.-. Möller, J.O. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler and A. Hammouche, "Ageing mechanisms in lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 147, págs. 269-281, 2005, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775305000832>
- [33] S.C. Nagpure, B. Bhushan and S.S. Babu, "Multi-Scale Characterization Studies of Aged Li-Ion Large Format Cells for Improved Performance: An Overview", *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 160, págs. A2111, 2013, DOI: 10.1149/2.001311jes, disponible en: <https://dx.doi.org/10.1149/2.001311jes>
- [34] C. Hendricks, N. Williard, S. Mathew and M. Pecht, "A failure modes, mechanisms, and effects analysis (FMMEA) of lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 297, págs. 113-120, 2015, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.07.100, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315301233>
- [35] R. KOSTECKI, L. NORIN, XIANGYUN SONG and F. MCLARNON, "Diagnostic Studies of Polyolefin Separators in High-Power Li-Ion Cells", *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 151, págs. 522-526, 2004, DOI: 10.1149/1.1649233, disponible en: <https://search.proquest.com/docview/28115360>
- [36] H. Wang, S. Frisco, E. Gottlieb, R. Yuan and J.F. Whitacre, "Capacity degradation in commercial Li-ion cells: The effects of charge protocol and temperature", *Journal of Power Sources*, vol. 426, págs. 67-73, 2019, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2019.04.034, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775319304379>
- [37] M.R. Palacín, "Understanding ageing in Li-ion batteries: a chemical issue", *Chemical Society Reviews*, vol. 47, págs. 4924-4933, 2018, DOI: 10.1039/c7cs00889a, disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/29745954>

- [38] M.A. Hannan, M.S.H. Lipu, A. Hussain and A. Mohamed, "A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, págs. 834-854, 2017, DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.001, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306275>
- [39] C. Wu, C. Zhu, Y. Ge and Y. Zhao, "A Review on Fault Mechanism and Diagnosis Approach for Li-Ion Batteries", *Journal of Nanomaterials*, vol. 2015, págs. 631263, 2015, DOI: 10.1155/2015/631263, disponible en: <https://doi.org/10.1155/2015/631263>
- [40] J. Groot, M. Swierczynski, A.I. Stan and S.K. Kær, "On the complex ageing characteristics of high-power LiFePO₄/graphite battery cells cycled with high charge and discharge currents", *Journal of Power Sources*, vol. 286, págs. 475-487, 2015, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.04.001, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315006229>
- [41] R. Mehta and A. Gupta, "Mathematical modelling of electrochemical, thermal and degradation processes in lithium-ion cells—A comprehensive review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 192, págs. 114264, 2024, DOI: 10.1016/j.rser.2023.114264, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212301122X>
- [42] A.G. Li, A.C. West and M. Preindl, "Towards unified machine learning characterization of lithium-ion battery degradation across multiple levels: A critical review", *Applied Energy*, vol. 316, págs. 119030, 2022, DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119030, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922004354>
- [43] G.K. Prasad and C.D. Rahn, "Model based identification of aging parameters in lithium ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 232, págs. 79-85, 2013, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.01.041, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313000700>
- [44] G. dos Reis, C. Strange, M. Yadav and S. Li, "Lithium-ion battery data and where to find it", *Energy and AI*, vol. 5, págs. 100081, 2021, DOI: 10.1016/j.egyai.2021.100081, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666546821000355>
- [45] L. Wang, M. Jin, Y. Cai, Y. Lian, X. Zhao, R. Wang, S. Qiao, L. Chen and X. Yan, "Construction of electrochemical model for high C-rate conditions in lithium-ion battery based on experimental analogy method", *Energy*, vol. 279, págs. 128073, 2023, DOI: 10.1016/j.energy.2023.128073, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223014676>
- [46] Y. Huang, X. Lai, D. Ren, X. Kong, X. Han, L. Lu and Y. Zheng, "Thermal and stoichiometry inhomogeneity investigation of large-format lithium-ion batteries via a three-dimensional electrochemical-thermal coupling model", *Electrochimica Acta*, vol. 468, págs. 143212, 2023, DOI: 10.1016/j.electacta.2023.143212, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0013468623013841>

REFERENCIAS

- [47] Y. Wang, X. Zhang, K. Liu, Z. Wei, X. Hu, X. Tang and Z. Chen, "System identification and state estimation of a reduced-order electrochemical model for lithium-ion batteries", *eTransportation*, vol. 18, págs. 100295, 2023, DOI: 10.1016/j.etrans.2023.100295, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S259011682300070X>
- [48] A. Jokar, B. Rajabloo, M. Désilets and M. Lacroix, "Review of simplified Pseudo-two-Dimensional models of lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 327, págs. 44-55, 2016, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2016.07.036, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775316308916>
- [49] M. Petit, E. Calas and J. Bernard, "A simplified electrochemical model for modelling Li-ion batteries comprising blend and bidispersed electrodes for high power applications", *Journal of Power Sources*, vol. 479, págs. 228766, 2020, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.228766, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775320310703>
- [50] S. Han, Y. Tang and S. Khaleghi Rahimian, "A numerically efficient method of solving the full-order pseudo-2-dimensional (P2D) Li-ion cell model", *Journal of Power Sources*, vol. 490, págs. 229571, 2021, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2021.229571, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877532100118X>
- [51] G. Zhu, C. Kong, J.V. Wang, J. Kang, Q. Wang and C. Qian, "A fractional-order electrochemical lithium-ion batteries model considering electrolyte polarization and aging mechanism for state of health estimation", *Journal of Energy Storage*, vol. 72, págs. 108649, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.108649, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23020467>
- [52] J. Peng, J. Meng, J. Wu, Z. Deng, M. Lin, S. Mao and D. Stroe, "A comprehensive overview and comparison of parameter benchmark methods for lithium-ion battery application", *Journal of Energy Storage*, vol. 71, págs. 108197, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.108197, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23015943>
- [53] S. Barcellona, S. Colnago, L. Codecasa and L. Piegari, "Unified model of lithium-ion battery and electrochemical storage system", *Journal of Energy Storage*, vol. 73, págs. 109202, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.109202, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23026002>
- [54] M. Koseoglou, E. Tsioumas, I. Panagiotidis, D. Papagiannis, N. Jabbour and C. Mademlis, "A lithium-ion battery equivalent circuit model based on a hybrid parametrization approach", *Journal of Energy Storage*, vol. 73, págs. 109051, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.109051, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23024490>
- [55] Y. Cheng, "Identification of parameters for equivalent circuit model of Li-ion battery cell with population based optimization algorithms", *Ain Shams Engineering Journal*, págs. 102481, 2023, DOI: 10.1016/j.asej.2023.102481, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447923003702>

- [56] D. Andre, C. Appel, T. Soczka-Guth and D.U. Sauer, "Advanced mathematical methods of SOC and SOH estimation for lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 224, págs. 20-27, 2013, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.10.001, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312015303>
- [57] C. Zhang, W. Allafi, Q. Dinh, P. Ascencio and J. Marco, "Online estimation of battery equivalent circuit model parameters and state of charge using decoupled least squares technique", *Energy*, vol. 142, págs. 678-688, 2018, DOI: 10.1016/j.energy.2017.10.043, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217317127>
- [58] G. Saldaña, J.I.S. Martín, I. Zamora, F.J. Asensio, O. Oñederra and M. González, "Empirical Electrical and Degradation Model for Electric Vehicle Batteries", *IEEE Access*, vol. 8, págs. 155576-155589, 2020, DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3019477, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9177053>
- [59] G. Saldaña, J.I.S. Martín, I. Zamora, F.J. Asensio, O. Oñederra and M. González-Pérez, "Empirical calendar ageing model for electric vehicles and energy storage systems batteries", *Journal of Energy Storage*, vol. 55, págs. 105676, 2022, DOI: 10.1016/j.est.2022.105676, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22016644>
- [60] H. Rauf, M. Khalid and N. Arshad, "A novel smart feature selection strategy of lithium-ion battery degradation modelling for electric vehicles based on modern machine learning algorithms", *Journal of Energy Storage*, vol. 68, págs. 107577, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.107577, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2300974X>
- [61] Y. Zhang and M. Zhao, "Cloud-based in-situ battery life prediction and classification using machine learning", *Energy Storage Materials*, vol. 57, págs. 346-359, 2023, DOI: 10.1016/j.ensm.2023.02.035, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405829723000958>
- [62] J. Zhao, X. Feng, Q. Pang, J. Wang, Y. Lian, M. Ouyang and A.F. Burke, "Battery prognostics and health management from a machine learning perspective", *Journal of Power Sources*, vol. 581, págs. 233474, 2023, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2023.233474, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775323008509>
- [63] W. Li, J. Chen, K. Quade, D. Luder, J. Gong and D.U. Sauer, "Battery degradation diagnosis with field data, impedance-based modeling and artificial intelligence", *Energy Storage Materials*, vol. 53, págs. 391-403, 2022, DOI: 10.1016/j.ensm.2022.08.021, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405829722004500>
- [64] M. Zhang, D. Yang, J. Du, H. Sun, L. Li, L. Wang and K. Wang, "A Review of SOH Prediction of Li-Ion Batteries Based on Data-Driven Algorithms", *Energies*, vol. 16, 2023, DOI: 10.3390/en16073167, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/7/3167>

REFERENCIAS

- [65] R. Xiong, J. Tian, W. Shen, J. Lu and F. Sun, "Semi-supervised estimation of capacity degradation for lithium ion batteries with electrochemical impedance spectroscopy", *Journal of Energy Chemistry*, vol. 76, págs. 404-413, 2023, DOI: 10.1016/j.jechem.2022.09.045, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095495622005216>
- [66] Q. Wang, M. Ye, X. Cai, D.U. Sauer and W. Li, "Transferable data-driven capacity estimation for lithium-ion batteries with deep learning: A case study from laboratory to field applications", *Applied Energy*, vol. 350, págs. 121747, 2023, DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121747, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192301111X>
- [67] J. Tian, C. Chen, W. Shen, F. Sun and R. Xiong, "Deep Learning Framework for Lithium-ion Battery State of Charge Estimation: Recent Advances and Future Perspectives", *Energy Storage Materials*, vol. 61, págs. 102883, 2023, DOI: 10.1016/j.ensm.2023.102883, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405829723002623>
- [68] Z. Deng, L. Xu, H. Liu, X. Hu, Z. Duan and Y. Xu, "Prognostics of battery capacity based on charging data and data-driven methods for on-road vehicles", *Applied Energy*, vol. 339, págs. 120954, 2023, DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120954, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923003185>
- [69] B. Zou, M. Xiong, H. Wang, W. Ding, P. Jiang, W. Hua, Y. Zhang, L. Zhang, W. Wang and R. Tan, "A Deep Learning Approach for State-of-Health Estimation of Lithium-Ion Batteries Based on a Multi-Feature and Attention Mechanism Collaboration", *Batteries*, vol. 9, 2023, DOI: 10.3390/batteries9060329, disponible en: <https://www.mdpi.com/2313-0105/9/6/329>
- [70] S.B. Vilsen and D. Stroe, "Battery state-of-health modelling by multiple linear regression", *Journal of Cleaner Production*, vol. 290, págs. 125700, 2021, DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.125700, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620357462>
- [71] S. Hemavathi and A. Shinisha, "A study on trends and developments in electric vehicle charging technologies", *Journal of Energy Storage*, vol. 52, págs. 105013, 2022, DOI: 10.1016/j.est.2022.105013, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22010179>
- [72] H.S. Das, M.M. Rahman, S. Li and C.W. Tan, "Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, págs. 109618, 2020, DOI: 10.1016/j.rser.2019.109618, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119308251>
- [73] R.P. Narasipuram and S. Mopidevi, "A technological overview & design considerations for developing electric vehicle charging stations", *Journal of Energy Storage*, vol. 43, págs. 103225, 2021, DOI: 10.1016/j.est.2021.103225, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21009221>

- [74] M.U. Jan, A. Xina, S. Ali, H.U. Rehmana, S. Iqbala, A. Masooda, S. Salmana and M. Aurangzeba, "Stabilizing Frequency of Microgrid Integrated With Electric Vehicles by Droop Control", 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), págs. 112-117, 2019, DOI: 10.1109/EI247390.2019.9062231, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9062231>
- [75] J. Hu, G. Yang, H.W. Bindner and Y. Xue, "Application of Network-Constrained Transactive Control to Electric Vehicle Charging for Secure Grid Operation", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, págs. 505-515, 2017, DOI: 10.1109/TSTE.2016.2608840, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7565647>
- [76] A. Masood, J. Hu, A. Xin, A.R. Sayed and G. Yang, "Transactive Energy for Aggregated Electric Vehicles to Reduce System Peak Load Considering Network Constraints", IEEE Access, vol. 8, págs. 31519-31529, 2020, DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2973284, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8993811>
- [77] R. Jalilzadeh Hamidi and H. Livani, "Myopic real-time decentralized charging management of plug-in hybrid electric vehicles", Electric Power Systems Research, vol. 143, págs. 522-532, 2017, DOI: 10.1016/j.epsr.2016.11.002, disponible en: [https://www.sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378779616304771](https://www.sciencedirect.com/ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378779616304771)
- [78] Y. Dahmane, M. Ghanes, R. Chenouard and M. Alvarado-Ruiz, "Decentralized Control of Electric Vehicle Smart Charging for Cost Minimization Considering Temperature and Battery Health", 2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), págs. 1-6, 2019, DOI: 10.1109/SmartGridComm.2019.8909796, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8909796>
- [79] T. Gnann, A. Klingler and M. Kühnbach, "The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure", Journal of Power Sources, vol. 390, págs. 20-29, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.029>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775318303720>
- [80] M.A. Ireshika, R. Lliuyacc-Blas and P. Kepplinger, "Voltage-Based Droop Control of Electric Vehicles in Distribution Grids under Different Charging Power Levels", Energies, vol. 14, 2021, DOI: 10.3390/en14133905, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/13/3905>
- [81] A. Colmenar Santos and J.L. Hernández Martín, "Instalaciones eléctricas en baja tensión diseño, cálculo, dirección, seguridad y montaje.", 2014, DOI: 978-84-9964-202-4,
- [82] S. Habib, M. Kamran and U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks – A review", Journal of Power Sources, vol. 277, págs. 205-214, 2015, DOI: <https://doi->

REFERENCIAS

[org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.jpowsour.2014.12.020](https://www.sciencedirect.com/ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.jpowsour.2014.12.020), disponible en: [https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378775314020370](https://www.sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378775314020370)

[83] C. Guille and G. Gross, "A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation", *Energy Policy*, vol. 37, págs. 4379-4390, 2009, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.enpol.2009.05.053>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0301421509003978>

[84] B.K. Sovacool, J. Kester, L. Noel and G. Zarazua de Rubens, "Actors, business models, and innovation activity systems for vehicle-to-grid (V2G) technology: A comprehensive review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, págs. 109963, 2020, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109963>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302549>

[85] H.K. Nguyen and J.B. Song, "Optimal charging and discharging for multiple PHEVs with demand side management in vehicle-to-building", *Journal of Communications and Networks*, vol. 14, págs. 662-671, 2012, DOI: 10.1109/JCN.2012.00032, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6412864>

[86] D. Wu, H. Zeng, C. Lu and B. Boulet, "Two-Stage Energy Management for Office Buildings With Workplace EV Charging and Renewable Energy", *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 3, págs. 225-237, 2017, DOI: 10.1109/TTE.2017.2659626, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7833208>

[87] Y. Kuang, M. Hu, R. Dai and D. Yang, "A Collaborative Decision Model for Electric Vehicle to Building Integration", *Energy Procedia*, vol. 105, págs. 2077-2082, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.586>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217306380>

[88] X. Wu, X. Hu, Y. Teng, S. Qian and R. Cheng, "Optimal integration of a hybrid solar-battery power source into smart home nanogrid with plug-in electric vehicle", *Journal of Power Sources*, vol. 363, págs. 277-283, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.07.086>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775317309771>

[89] O. Erdinc, N.G. Paterakis, T.D.P. Mendes, A.G. Bakirtzis and J.P.S. Catalão, "Smart Household Operation Considering Bi-Directional EV and ESS Utilization by Real-Time Pricing-Based DR", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, págs. 1281-1291, 2015, DOI: 10.1109/TSG.2014.2352650, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6901266>

[90] A.W. Thompson, "Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services", *Journal of Power Sources*, vol. 396, págs. 691-709, 2018, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.jpowsour.2018.06.053>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378775318306499>

- [91] A. González-Garrido, A. Thingvad, H. Gaztañaga and M. Marinelli, "Full-scale electric vehicles penetration in the Danish Island of Bornholm—Optimal scheduling and battery degradation under driving constraints", *Journal of Energy Storage*, vol. 23, págs. 381-391, 2019, DOI: [10.1016/j.est.2019.03.025](https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.025), disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X18308405>
- [92] A. Thingvad and M. Marinelli, "Influence of V2G Frequency Services and Driving on Electric Vehicles Battery Degradation in the Nordic Countries", 31st International Electric Vehicles Symposium & Exhibition & International Electric Vehicle Technology Conference 2018, 2019, disponible en: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/influence-of-v2g-frequency-services-and-driving-on-electric-vehic>
- [93] M. Elliott, L.G. Swan, M. Dubarry and G. Baure, "Degradation of electric vehicle lithium-ion batteries in electricity grid services", *Journal of Energy Storage*, vol. 32, págs. 101873, 2020, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101873>, disponible en: [https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X20317102](https://www.sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X20317102)
- [94] K. Qian, C. Zhou and Y. Yuan, "Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, págs. 102-112, 2015, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514005912>
- [95] H. Shareef, M.M. Islam and A. Mohamed, "A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, págs. 403-420, 2016, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.033>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302568>
- [96] S.W. Hadley and A.A. Tsvetkova, "Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation", *The Electricity Journal*, vol. 22, págs. 56-68, 2009, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2009.10.011>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S104061900900267X>
- [97] J.Y. Yong, V.K. Ramachandaramurthy, K.M. Tan and N. Mithulananthan, "A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, págs. 365-385, 2015, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.130>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115004001>
- [98] K. Clement-Nyns, E. Haesen and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, págs. 371-380, 2010, DOI: [10.1109/TPWRS.2009.2036481](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481), disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5356176>
- [99] V.-. Nguyen, T. Tran-Quoc and S. Bacha, "Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems", 2013 IEEE Grenoble Conference, págs. 1-6,

REFERENCIAS

2013, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652435, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6652435>

[100] W. Zhang, O. Gandhi, H. Quan, C.D. Rodríguez-Gallegos and D. Srinivasan, "A multi-agent based integrated volt-var optimization engine for fast vehicle-to-grid reactive power dispatch and electric vehicle coordination", *Applied Energy*, vol. 229, págs. 96-110, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.092>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918311279>

[101] E. Keane and D. Flynn, "Potential for electric vehicles to provide power system reserve", 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), págs. 1-7, 2012, DOI: 10.1109/ISGT.2012.6175701, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6175701>

[102] M. Yilmaz and P.T. Krein, "Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology", 2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), págs. 3082-3089, 2012, DOI: 10.1109/ECCE.2012.6342356, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6342356>

[103] M.A.S. Masoum, P.S. Moses and S. Hajforoosh, "Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of Plug-In Electric Vehicles", 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), págs. 1-8, 2012, DOI: 10.1109/ISGT.2012.6175685, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6175685>

[104] K. Qian, C. Zhou, M. Allan and Y. Yuan, "Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, págs. 802-810, 2011, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2057456, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/5535237>

[105] M. Resch, J. Bühler, B. Schachler and A. Sumper, "Techno-Economic Assessment of Flexibility Options Versus Grid Expansion in Distribution Grids", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, págs. 3830-3839, 2021, DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3055457, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9339973>

[106] S.-. Amamra and J. Marco, "Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost", *IEEE Access*, vol. 7, págs. 178528-178538, 2019, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2958664, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8930487>

[107] P. Mahat, M. Handl, K.R. Kanstrup, A.P. Lozano and A. Sleimovits, "Price based electric vehicle charging", 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, págs. 1-8, 2012, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344883, disponible en:
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6344883>

[108] S. Weckx, R. D'Hulst, B. Claessens and J. Driesensam, "Multiagent Charging of Electric Vehicles Respecting Distribution Transformer Loading and Voltage Limits", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, págs. 2857-2867, 2014, DOI:

- 10.1109/TSG.2014.2345886, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6881739>
- [109] S.S. Ravi and M. Aziz, "Utilization of Electric Vehicles for Vehicle-to-Grid Services: Progress and Perspectives", *Energies*, vol. 15, 2022, DOI: 10.3390/en15020589, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/2/589>
- [110] D. Cui, Z. Wang, P. Liu, S. Wang, D.G. Dorrell, X. Li and W. Zhan, "Operation optimization approaches of electric vehicle battery swapping and charging station: A literature review", *Energy*, vol. 263, págs. 126095, 2023, DOI: 10.1016/j.energy.2022.126095, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0360544222029814>
- [111] F. Gonzalez Venegas, M. Petit and Y. Perez, "Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, págs. 111060, 2021, DOI: 10.1016/j.rser.2021.111060, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S1364032121003488>
- [112] M. K. Das and S. K. Jain, "Review on Optimization Techniques used for Scheduling of Electric Vehicle Charging", 2021 International Conference on Control, Automation, Power and Signal Processing (CAPS), págs. 1-6, 2021, DOI: 10.1109/CAPS52117.2021.9730621, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9730621>
- [113] A. Amin, W.U. Tareen, M. Usman, H. Ali, I. Bari, B. Horan, S. Mekhilef, M. Asif, S. Ahmed and A. Mahmood, "A Review of Optimal Charging Strategy for Electric Vehicles under Dynamic Pricing Schemes in the Distribution Charging Network", *Sustainability*, vol. 12, 2020, DOI: 10.3390/su122310160, disponible en: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/23/10160>
- [114] T.U. Solanke, V.K. Ramachandramurthy, J.Y. Yong, J. Pasupuleti, P. Kasinathan and A. Rajagopalan, "A review of strategic charging–discharging control of grid-connected electric vehicles", *Journal of Energy Storage*, vol. 28, págs. 101193, 2020, DOI: 10.1016/j.est.2020.101193, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X19311302>
- [115] A.K. Vamsi Krishna Reddy and K. Venkata Lakshmi Narayana, "Meta-heuristics optimization in electric vehicles -an extensive review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, págs. 112285, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.rser.2022.112285>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S1364032122002040>
- [116] A. I. Aygun, A. Joshi and S. Kamalasan, "An Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM) Based Optimal Electric Vehicle Fleets Charging In Active Electric Distribution Network", 2022 IEEE Global Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GlobConPT), págs. 1-6, 2022, DOI: 10.1109/GlobConPT57482.2022.9938208, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9938208>

REFERENCIAS

- [117] X. Zhou, S. Zou, P. Wang and Z. Ma, "ADMM-Based Coordination of Electric Vehicles in Constrained Distribution Networks Considering Fast Charging and Degradation", - IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems, vol. 22, págs. 565-578, 2021, DOI: 10.1109/TITS.2020.3015122, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9173788>
- [118] X. Zhang, Z. Wang and Z. Lu, "Multi-objective load dispatch for microgrid with electric vehicles using modified gravitational search and particle swarm optimization algorithm", Applied Energy, vol. 306, págs. 118018, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.apenergy.2021.118018>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0306261921013180>
- [119] W. Yin and Z. Ming, "Electric vehicle charging and discharging scheduling strategy based on local search and competitive learning particle swarm optimization algorithm", Journal of Energy Storage, vol. 42, págs. 102966, 2021, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.est.2021.102966>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X21006800>
- [120] A.M. Mohammed, S.N.H. Alalwan, A. Taşçıkaraoğlu and J.P.S. Catalão, "Sliding mode-based control of an electric vehicle fast charging station in a DC microgrid", Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 32, págs. 100820, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.segan.2022.100820>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352467722001126>
- [121] A.T. Al-Awami, E. Sortomme, G.M. Asim Akhtar and S. Faddel, "A Voltage-Based Controller for an Electric-Vehicle Charger", IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 65, págs. 4185-4196, 2016, DOI: 10.1109/TVT.2015.2481712, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7275178>
- [122] Y. Wenyi, W. Chun and H. Guanghui, "An interactive control strategy of charging and discharging electric vehicle", 2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), págs. 1342-1346, 2014, DOI: 10.1109/CICED.2014.6991925, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6991925>
- [123] A. Paudel, S.A. Hussain, R. Sadiq, H. Zareipour and K. Hewage, "Decentralized cooperative approach for electric vehicle charging", Journal of Cleaner Production, vol. 364, págs. 132590, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.jclepro.2022.132590>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0959652622021898>
- [124] E.h. Margoum, H. Mharzi, S. Faddel, A. Saad and O. Mohammed, "Coordinated Control Scheme for Electric Vehicles Connected to Droop-Controlled MicroGrids", 2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), págs. 1-6, 2019, DOI: 10.1109/ITEC.2019.8790531, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8790531>
- [125] M.S.H. Nizami, M.J. Hossain and K. Mahmud, "A Coordinated Electric Vehicle Management System for Grid-Support Services in Residential Networks", IEEE

Systems Journal, vol. 15, págs. 2066-2077, 2021, DOI: 10.1109/JSYST.2020.3006848, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9141304>

[126] H.S. Haes Alhelou, M.E.H. Golshan and M.H. Fini, "Multi agent electric vehicle control based primary frequency support for future smart micro-grid", 2015 Smart Grid Conference (SGC), págs. 22-27, 2015, DOI: 10.1109/SGC.2015.7857385, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7857385>

[127] W. Qi, H. An, M. Wang, X. Dong, Q. Jiang, Q. Zhang, Y. Mu and H. Jia, "Modeling and Control of Centralized Electric Vehicles for Regulation Service", 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), págs. 1-5, 2020, DOI: 10.1109/PESGM41954.2020.9282107, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9282107>

[128] A.I. Aygun and S. Kamalasadán, "Centralized Charging Approach to Manage Electric Vehicle Fleets For Balanced Grid", 2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE), págs. 1-6, 2022, DOI: 10.1109/PESGRE52268.2022.9715836, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9715836>

[129] P. Bucić, V. Lešić and M. Vašak, "Distributed Optimal Batteries Charging Control for Heterogenous Electric Vehicles Fleet", 2018 26th Mediterranean Conference on Control and Automation (MED), págs. 837-842, 2018, DOI: 10.1109/MED.2018.8442784, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8442784>

[130] J. Soares, J. Almeida, L. Gomes, B. Canizes, Z. Vale and E. Neto, "Electric vehicles local flexibility strategies for congestion relief on distribution networks", Energy Reports, vol. 8, págs. 62-69, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.egy.2022.01.036>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352484722000361>

[131] B. Canizes, J. Soares, Z. Vale and J.M. Corchado, "Optimal Distribution Grid Operation Using DLMP-Based Pricing for Electric Vehicle Charging Infrastructure in a Smart City", Energies, vol. 12, 2019, DOI: 10.3390/en12040686, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/4/686>

[132] J.A. Manzolli, J.P.F. Trovão and C. Henggeler Antunes, "Electric bus coordinated charging strategy considering V2G and battery degradation", Energy, vol. 254, págs. 124252, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.energy.2022.124252>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0360544222011550>

[133] A.T. Lemeski, R. Ebrahimi and A. Zakariazadeh, "Optimal decentralized coordinated operation of electric vehicle aggregators enabling vehicle to grid option using distributed algorithm", Journal of Energy Storage, vol. 54, págs. 105213, 2022, DOI: <https://doi-org.ehu.idm.oclc.org/10.1016/j.est.2022.105213>, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X22012129>

REFERENCIAS

- [134] M. Botkin-Levy, A. Engelmann, T. Mühlfordt, T. Faulwasser and M.R. Almassalkhi, "Distributed Control of Charging for Electric Vehicle Fleets Under Dynamic Transformer Ratings", *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 30, págs. 1578-1594, 2022, DOI: 10.1109/TCST.2021.3120494, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9596586>
- [135] S. Abdullah-Al-Nahid, T.A. Khan, M.A. Taseen, T. Jamal and T. Aziz, "A novel consumer-friendly electric vehicle charging scheme with vehicle to grid provision supported by genetic algorithm based optimization", *Journal of Energy Storage*, vol. 50, págs. 104655, 2022, DOI: 10.1016/j.est.2022.104655, disponible en: [https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X22006697](https://www.sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S2352152X22006697)
- [136] I. Grau Unda, P. Papadopoulos, S. Skarvelis-Kazakos, L.M. Cipcigan, N. Jenkins and E. Zabala, "Management of electric vehicle battery charging in distribution networks with multi-agent systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 110, págs. 172-179, 2014, DOI: 10.1016/j.epsr.2014.01.014, disponible en: <https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/S0378779614000182>
- [137] Q. Xing, Z. Chen, Z. Zhang, X. Huang, Z. Leng, K. Sun, Y. Chen and H. Wang, "Charging Demand Forecasting Model for Electric Vehicles Based on Online Ride-Hailing Trip Data", - *IEEE Access*, vol. 7, págs. 137390-137409, 2019, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2940597, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8830478>
- [138] E. Xydias, C. Marmaras, L.M. Cipcigan, N. Jenkins, S. Carroll and M. Barker, "A data-driven approach for characterising the charging demand of electric vehicles: A UK case study", *Applied Energy*, vol. 162, págs. 763-771, 2016, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.151, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915013938>
- [139] A. Ahmadian, M. Sedghi and M. Aliakbar-Golkar, "Stochastic modeling of Plug-in Electric Vehicles load demand in residential grids considering nonlinear battery charge characteristic", 2015 20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), págs. 22-26, 2015, DOI: 10.1109/EPDC.2015.7330467, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7330467>
- [140] J. Zhang, J. Yan, Y. Liu, H. Zhang and G. Lv, "Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users", *Applied Energy*, vol. 274, págs. 115063, 2020, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115063, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920305754>
- [141] M.B. Arias and S. Bae, "Electric vehicle charging demand forecasting model based on big data technologies", *Applied Energy*, vol. 183, págs. 327-339, 2016, DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.080, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916311667>
- [142] E. Pashajavid and M. A. Golkar, "Charging of plug-in electric vehicles: Stochastic modelling of load demand within domestic grids", 20th Iranian Conference

on Electrical Engineering (ICEE2012), págs. 535-539, 2012, DOI: 10.1109/IranianCEE.2012.6292415, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6292415>

[143] Y. Zheng, Z. Shao, Y. Zhang and L. Jian, "A systematic methodology for mid-and-long term electric vehicle charging load forecasting: The case study of Shenzhen, China", Sustainable Cities and Society, vol. 56, págs. 102084, 2020, DOI: 10.1016/j.scs.2020.102084, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670720300718>

[144] S. Uimonen and M. Lehtonen, "Simulation of Electric Vehicle Charging Stations Load Profiles in Office Buildings Based on Occupancy Data", Energies, vol. 13, 2020, DOI: 10.3390/en13215700, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5700>

[145] S. Pitkäniemi, O. Pitkäniemi, M. Aikio, A. Weckman and M. Mabano, "Electric Vehicle Charging Solutions in Apartment Houses", Aalto University, School of Electrical Engineering, 2019, disponible en: <https://wiki.aalto.fi/download/attachments/151495805/report.pdf?api=v2>

[146] E.C. Kara, J.S. Macdonald, D. Black, M. Bérges, G. Hug and S. Kiliccote, "Estimating the benefits of electric vehicle smart charging at non-residential locations: A data-driven approach", Applied Energy, vol. 155, págs. 515-525, 2015, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.05.072, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915007059>

[147] L. Buzna, P. De Falco, G. Ferruzzi, S. Khormali, D. Proto, N. Refa, M. Straka and G. van der Poel, "An ensemble methodology for hierarchical probabilistic electric vehicle load forecasting at regular charging stations", Applied Energy, vol. 283, págs. 116337, 2021, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116337, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920317207>

[148] F.E. Postigo Marcos, C. Mateo Domingo, T. Gómez San Román, B. Palmintier, B. Hodge, V. Krishnan, F. De Cuadra García and B. Mather, "A Review of Power Distribution Test Feeders in the United States and the Need for Synthetic Representative Networks", Energies, vol. 10, 2017, DOI: 10.3390/en10111896, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1896>

[149] J. Kays, A. Seack, T. Smirek, F. Westkamp and C. Rehtanz, "The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data", - IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, págs. 2346-2353, 2017, DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2609850, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7572071>

[150] K. P. Schneider, B. A. Mather, B. C. Pal, C. . -W. Ten, G. J. Shirek, H. Zhu, J. C. Fuller, J. L. R. Pereira, L. F. Ochoa, L. R. de Araujo, R. C. Dugan, S. Matthias, S. Paudyal, T. E. McDermott and W. Kersting, "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders", - IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, págs. 3181-3188, 2018, DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2760011, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8063903>

REFERENCIAS

- [151] L. Mihet-Popa, X. Han, H. Bindner, J. Pihl-Andersen and J. Mehmedalic, "Grid modeling, analysis and simulation of different scenarios for a smart low-voltage distribution grid", IEEE PES ISGT Europe 2013, págs. 1-5, 2013, DOI: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695478, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6695478>
- [152] M. Sarstedt, S. Garske, C. Blaufuß and L. Hofmann, "Modelling of Integrated Transmission and Distribution Grids based on Synthetic Distribution Grid Models", 2019 IEEE Milan PowerTech, págs. 1-6, 2019, DOI: 10.1109/PTC.2019.8810823, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810823>
- [153] IEEE, "IEEE 3000 Standards Collection for Industrial & Commercial Power Systems", 2024, disponible en: <https://standards.ieee.org/products-programs/ieee-3000/>
- [154] IEEE, "IEEE PES Test Feeder", 2023, disponible en: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [155] A. Traupmann and T. Kienberger, "Test Grids for the Integration of RES—A Contribution for the European Context", Energies, vol. 13, 2020, DOI: 10.3390/en13205431, disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/20/5431>
- [156] Emil Hillberg, Antony Zegers, Barbara Herndler, Steven Wong, Jean Pompee, Jean-Yves Bourmaud, Sebastian Lehnhoff, Gianluigi Migliavacca, Kjetil Uhlen, Irina Oleinikova, Hjalmar Pihl, Markus Norström, Mattias Persson, Joni Rossi and Giovanni Beccuti, "Flexibility needs in the future power system", International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2019, disponible en: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2595775/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019_v01.pdf?sequence=1
- [157] M.Z. Degefa, I.B. Sperstad and H. Sæle, "Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources", Electric Power Systems Research, vol. 194, págs. 107022, 2021, DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107022, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962100002X>
- [158] B. Mohandes, M. S. E. Moursi, N. Hatziaargyriou and S. E. Khatib, "A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, págs. 3140-3155, 2019, DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2897727, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8635327>
- [159] I. Pavić, T. Capuder and I. Kuzle, "Value of flexible electric vehicles in providing spinning reserve services", Applied Energy, vol. 157, págs. 60-74, 2015, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.07.070, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915009101>
- [160] S. Fattaheian-Dehkordi, A. Abbaspour and M. Lehtonen, "Chapter 19 - Electric vehicles and electric storage systems participation in provision of flexible ramp service", in Energy Storage in Energy Markets, Academic Press, 2021, pp. 417-435.

- [161] G.C. Kryonidis, E.O. Kontis, T.A. Papadopoulos, K.D. Pippi, A.I. Nousdilis, G.A. Barzegkar-Ntovom, A.D. Boubaris and N.P. Papanikolaou, "Ancillary services in active distribution networks: A review of technological trends from operational and online analysis perspective", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, págs. 111198, 2021, DOI: 10.1016/j.rser.2021.111198, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212100486X>
- [162] Q. Zhang, J. Yan, H.O. Gao and F. You, "A Systematic Review on power systems planning and operations management with grid integration of transportation electrification at scale", *Advances in Applied Energy*, vol. 11, págs. 100147, 2023, DOI: 10.1016/j.adapen.2023.100147, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792423000264>
- [163] M. Rezkalla, M. Pertl and M. Marinelli, "Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions", *Electrical Engineering*, vol. 100, págs. 2677-2693, 2018, DOI: 10.1007/s00202-018-0739-z, disponible en: <https://doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z>
- [164] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B.P. Bhattarai, T.M. Hansen and R. Tonkoski, "Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions", *Applied Sciences*, vol. 7, 2017, DOI: 10.3390/app7070654, disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/7/7/654>
- [165] *Energía y Sociedad*, "Manual de la energía. Electricidad", 2024, disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.pdf>
- [166] Red Eléctrica de España, "Servicios de ajusta del sistema", 2024, disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [167] K. Sevdari, L. Calero, P.B. Andersen and M. Marinelli, "Ancillary services and electric vehicles: An overview from charging clusters and chargers technology perspectives", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, págs. 112666, 2022, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112666>, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122005585>
- [168] A. Kalair, N. Abas, A.R. Kalair, Z. Saleem and N. Khan, "Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, págs. 1152-1187, 2017, DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.121, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306226>
- [169] M.A. Rehman, M. Numan, H. Tahir, U. Rahman, M.W. Khan and M.Z. Iftikhar, "A comprehensive overview of vehicle to everything (V2X) technology for sustainable EV adoption", *Journal of Energy Storage*, vol. 74, págs. 109304, 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.109304, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23027020>
- [170] A. Tiwary, M. Singh and S. Mishra, "A PFC Rectifier Based EV Charger for Harmonic Reduction", *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, págs. 294-299, 2019, DOI:

REFERENCIAS

- 10.1016/j.ifacol.2019.08.214, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896319305518>
- [171] X. Gao, S. Dong, W. Gao and S. Cui, "A Composite Control Strategy for Suppressing the Current Harmonic at the Grid Side of V2G Charger", 2018 2nd IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC), págs. 1038-1042, 2018, DOI: 10.1109/IMCEC.2018.8469596, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8469596>
- [172] B. Runqing, W. Jianru, L. Shuchao and L. Bin, "Research on double-close-loop fuzzy controlled SVPWM VSR for EV charger", 2011 4th International Conference on Power Electronics Systems and Applications, págs. 1-4, 2011, DOI: 10.1109/PESA.2011.5982960, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5982960>
- [173] P. Ivry, J. Yang, J. Scott, Z. Lin, C. Serrano and G. Gissing, "An evaluation of V2G for distribution network harmonic suppression", Cired 2019, 2019, DOI: <http://dx.doi.org/10.34890/558>, disponible en: <https://cired-repository.org/handle/20.500.12455/330>
- [174] G. Zhao and Y. Yue, "Harmonic analysis and suppression of electric vehicle charging station", 2017 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA), págs. 347-351, 2017, DOI: 10.1109/ICMA.2017.8015841, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8015841>
- [175] T. Ding, H. Chen, B. Wu and P. Hu, "Harmonic characteristics analysis of PWM-based electric vehicle chargers considering control strategy", 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), págs. 1-5, 2018, DOI: 10.1109/ICHQP.2018.8378942, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8378942>
- [176] A.Q. Ansari, B. Singh and M. Hasan, "Algorithm for power angle control to improve power quality in distribution system using unified power quality conditioner", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, págs. 1439-1447, 2015, DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0734, disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0734>
- [177] X. Wang, X. Ruan, S. Liu and C. K. Tse, "Full Feedforward of Grid Voltage for Grid-Connected Inverter With LCL Filter to Suppress Current Distortion Due to Grid Voltage Harmonics", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 25, págs. 3119-3127, 2010, DOI: 10.1109/TPEL.2010.2077312, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5580125>
- [178] G. N. Baltas, N. B. Lai, L. Marin, A. Tarrasó and P. Rodriguez, "Grid-Forming Power Converters Tuned Through Artificial Intelligence to Damp Subsynchronous Interactions in Electrical Grids", IEEE Access, vol. 8, págs. 93369-93379, 2020, DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2995298, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9094654>

- [179] S. Vinnakoti and V.R. Kota, "Implementation of artificial neural network based controller for a five-level converter based UPQC", *Alexandria Engineering Journal*, vol. 57, págs. 1475-1488, 2018, DOI: 10.1016/j.aej.2017.03.027, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016817301205>
- [180] S. Vinnakoti and V.R. Kota, "ANN based control scheme for a three-level converter based unified power quality conditioner", *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 5, págs. 526-541, 2018, DOI: 10.1016/j.jesit.2017.11.001, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2314717218300060>
- [181] T. Na, Q. Zhang, J. Tang and J. Wang, "Active power filter for single-phase Quasi-Z-source integrated on-board charger", *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, vol. 3, págs. 197-201, 2018, DOI: 10.24295/CPSSTPEA.2018.00019, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8517264>
- [182] M. Zolfaghari, R. Ahmadihangar, G. B. Gharehpetian, A. Rosin and F. Plaum, "Using V2G Technology as Virtual Active Power Filter for Flexibility Enhancement of HVDC Systems", 2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), vol. 1, págs. 489-494, 2020, DOI: 10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161602, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9161602>
- [183] L. Zhang, X. Zhang, D. Li and H. Tan, "Research on Power Quality Control Method of V2G System of Electric Vehicle Based on APF", 2019 International Conference on Advanced Mechatronic Systems (ICAMechS), págs. 186-189, 2019, DOI: 10.1109/ICAMechS.2019.8861642, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8861642>
- [184] S. Jiang, Y. Liu, W. Liang, J. Peng and H. Jiang, "Active EMI Filter Design With a Modified LCL-LC Filter for Single-Phase Grid-Connected Inverter in Vehicle-to-Grid Application", *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, págs. 10639-10650, 2019, DOI: 10.1109/TVT.2019.2944220, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8851286>
- [185] S. Taghizadeh, M.J. Hossain, J. Lu and W. Water, "A unified multi-functional on-board EV charger for power-quality control in household networks", *Applied Energy*, vol. 215, págs. 186-201, 2018, DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.006, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918301259>
- [186] V. Monteiro, J.G. Pinto and J.L. Afonso, "Improved vehicle-for-grid (iV4G) mode: Novel operation mode for EVs battery chargers in smart grids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 110, págs. 579-587, 2019, DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.03.049, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517329083>
- [187] C. Buccella, M.G. Cimatoroni and C. Cecati, "Mathematical proof of a harmonic elimination procedure for multilevel inverters", *Mathematics and Computers in*

REFERENCIAS

Simulation, vol. 184, págs. 69-81, 2021, DOI: 10.1016/j.matcom.2020.07.003, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378475420302317>

[188] S. Bhadra and H. Patangia, "An analytical method of switching waveform design for selective harmonic elimination", Mathematics and Computers in Simulation, vol. 184, págs. 41-54, 2021, DOI: 10.1016/j.matcom.2020.04.018, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378475420301440>

[189] S. Ahmad, M. Meraj, A. Iqbal and I. Ashraf, "Selective harmonics elimination in multilevel inverter by a derivative-free iterative method under varying voltage condition", ISA Transactions, vol. 92, págs. 241-256, 2019, DOI: 10.1016/j.isatra.2019.02.015, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0019057819300837>

[190] A. Ramesh and H. Habeebullah Sait, "An approach towards selective harmonic elimination switching pattern of cascade switched capacitor twenty nine-level inverter using artificial bee colony algorithm", Microprocessors and Microsystems, vol. 79, págs. 103292, 2020, DOI: 10.1016/j.micpro.2020.103292, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141933120304518>

[191] S. Habib, M.M. Khan, F. Abbas and H. Tang, "Assessment of electric vehicles concerning impacts, charging infrastructure with unidirectional and bidirectional chargers, and power flow comparisons", International Journal of Energy Research, vol. 42, págs. 3416-3441, 2018, DOI: 10.1002/er.4033, disponible en: <https://doi.org/10.1002/er.4033>

[192] R. Wang, G. Xiao and P. Wang, "Hybrid Centralized-Decentralized (HCD) Charging Control of Electric Vehicles", IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 66, págs. 6728-6741, 2017, DOI: 10.1109/TVT.2017.2668443, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7852525>

[193] A.S. Al-Ogaili, T.J. Tengku Hashim, N.A. Rahmat, A.K. Ramasamy, M.B. Marsadek, M. Faisal and M.A. Hannan, "Review on Scheduling, Clustering, and Forecasting Strategies for Controlling Electric Vehicle Charging: Challenges and Recommendations", IEEE Access, vol. 7, págs. 128353-128371, 2019, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2939595, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8825773>

[194] Q. Wang, X. Liu, J. Du and F. Kong, "Smart Charging for Electric Vehicles: A Survey From the Algorithmic Perspective", IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 18, págs. 1500-1517, 2016, DOI: 10.1109/COMST.2016.2518628, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7383228>

[195] A. Micallef, M. Apap, C. Spiteri-Staines and J. M. Guerrero, "Mitigation of Harmonics in Grid-Connected and Islanded Microgrids Via Virtual Admittances and Impedances", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, págs. 651-661, 2017, DOI: 10.1109/TSG.2015.2497409, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7328733>

- [196] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tatara, J. Musser and P. Finamore, "Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells", *Journal of Power Sources*, vol. 196, págs. 3942-3948, 2011, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2010.11.134, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775310021269>
- [197] S. Käbitz, J.B. Gerschler, M. Ecker, Y. Yurdagel, B. Emmermacher, D. André, T. Mitsch and D.U. Sauer, "Cycle and calendar life study of a graphite|LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O₂ Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization", *Journal of Power Sources*, vol. 239, págs. 572-583, 2013, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.03.045, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775313004369>
- [198] M. Ecker, J.B. Gerschler, J. Vogel, S. Käbitz, F. Hust, P. Dechent and D.U. Sauer, "Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data", *Journal of Power Sources*, vol. 215, págs. 248-257, 2012, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.05.012, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312008671>
- [199] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker and D.U. Sauer, "A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 257, págs. 325-334, 2014, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775314001876>
- [200] M. Ouyang, X. Feng, X. Han, L. Lu, Z. Li and X. He, "A dynamic capacity degradation model and its applications considering varying load for a large format Li-ion battery", *Applied Energy*, vol. 165, págs. 48-59, 2016, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.12.063, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915016360>
- [201] A. Ahmadian, M. Sedghi, A. Elkamel, M. Fowler and M. Aliakbar Golkar, "Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review, assessment and conceptual framework", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, págs. 2609-2624, 2018, DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.067, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117310067>
- [202] L. Wildfeuer, A. Karger, D. Aygül, N. Wassiliadis, A. Jossen and M. Lienkamp, "Experimental degradation study of a commercial lithium-ion battery", *Journal of Power Sources*, vol. 560, págs. 232498, 2023, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2022.232498, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775322014756>
- [203] W. Vermeer, G. R. Chandra Mouli and P. Bauer, "A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging", *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 8, págs. 2205-2232, 2022, DOI: 10.1109/TTE.2021.3138357, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9662298>
- [204] J. Shi, T. Zeng and S. Moura, "Electric fleet charging management considering battery degradation and nonlinear charging profile", *Energy*, vol. 283, págs. 129094,

REFERENCIAS

2023, DOI: 10.1016/j.energy.2023.129094, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054422302488X>

[205] R. Zhang, B. Xia, B. Li, Y. Lai, W. Zheng, H. Wang, W. Wang and M. Wang, "Study on the Characteristics of a High Capacity Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC) Lithium-Ion Battery—An Experimental Investigation", *Energies*, vol. 11, págs. 2275, 2018, DOI: 10.3390/en11092275, disponible en: <https://search.proquest.com/docview/2108552051>

[206] D. Galán, "El Renault ZOE ya es el coche eléctrico más vendido en Europa, por delante del Tesla Model 3 y del Nissan LEAF", *Motorpasión*, 2021, disponible en: www.motorpasion.com

[207] B. Delobel, I. Jimenez Gordon and L. Leveau, "ZOE Battery Durability, Field Experience and Future Vision", 2017, disponible en: http://cii-resource.com/cet/AABE-03-17/Presentations/BMGT/Delobel_Bruno.pdf

[208] L.A. Román-Ramírez and J. Marco, "Design of experiments applied to lithium-ion batteries: A literature review", *Applied Energy*, vol. 320, págs. 119305, 2022, DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119305, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922006596>

[209] S. Jenu, I. Deviatkin, A. Hentunen, M. Myllysilta, S. Viik and M. Pihlatie, "Reducing the climate change impacts of lithium-ion batteries by their cautious management through integration of stress factors and life cycle assessment", *Journal of Energy Storage*, vol. 27, págs. 101023, 2020, DOI: 10.1016/j.est.2019.101023, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19301574>

[210] J.P. Boyd and L.F. Alfaro, "Hermite function interpolation on a finite uniform grid: Defeating the Runge phenomenon and replacing radial basis functions", *Applied Mathematics Letters*, vol. 26, págs. 995-997, 2013, DOI: 10.1016/j.aml.2013.05.011, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S089396591300147X>

[211] S. Ma, M. Jiang, P. Tao, C. Song, J. Wu, J. Wang, T. Deng and W. Shang, "Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review", *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 28, págs. 653-666, 2018, DOI: 10.1016/j.pnsc.2018.11.002, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1002007118307536>

[212] D. Anseán, V. M. García, M. González, J. C. Viera, C. Blanco and J. L. Antuña, "DC internal resistance during charge: Analysis and study on LiFePO₄ batteries", 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), págs. 1-11, 2013, DOI: 10.1109/EVS.2013.6914746, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6914746>

[213] D. Grahame Holmes and Thomas A. Lipo, "Pulse Width Modulation for Power Converters", John Wiley and Sons INC,

- [214] G. Li, G. Ma, C. Zhao and G. Li, "Research of nonlinear control strategy for VSC-HVDC system based on Lyapunov stability theory", 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, págs. 2187-2191, 2008, DOI: 10.1109/DRPT.2008.4523773, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4523773>
- [215] D. Rabie, T. Senjyu, S. Alkhalaf, Y.S. Mohamed and E.G. Shehata, "Study and analysis of voltage source converter control stability for HVDC system using different control techniques", Ain Shams Engineering Journal, vol. 12, págs. 2763-2779, 2021, DOI: 10.1016/j.asej.2020.12.013, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447921000927>
- [216] Z. Guo, D. Sha and X. Liao, "Voltage magnitude and frequency control of three-phase voltage source inverter for seamless transfer", IET Power Electronics, vol. 7, págs. 200-208, 2014, DOI: 10.1049/iet-pel.2012.0723, disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2012.0723>
- [217] N. Ikken, A. Bouknadel, A. Haddou, H. El Omari and H. El Omari, "A comparative Study and implementation of Single-Phase PLL techniques for Grid-Connected Inverters Systems", Journal of Electrical Systems, vol. 14, págs. 116-133, 2018, disponible en: <https://search.proquest.com/docview/2272186017>
- [218] F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, O. Lopez and E. Acha, "Tuning of Phase-Locked Loops for Power Converters Under Distorted Utility Conditions", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 45, págs. 2039-2047, 2009, DOI: 10.1109/TIA.2009.2031790, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5238582>
- [219] N. Mohan, T. M. Undeland and W. P. Robbins, "Power Electronics. Converters, applications and Design", John Wiley and Sons, INC., 2002,
- [220] Muhammad H. Rashid, "Power Electronics Handbook", Academic Press, 2011,
- [221] Mihail Hristov Antchev, "Technologies for Electrical Power Conversion, Efficiency and Distribution. Methods and Processes", Engineering Science Reference, 2010,
- [222] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez and F. Blaabjerg, "Evaluation of Current Controllers for Distributed Power Generation Systems", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, págs. 654-664, 2009, DOI: 10.1109/TPEL.2009.2012527, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4801680>
- [223] O.A. Giddani, A.Y.M. Abbas, G.P. Adam, O. Anaya-Lara and K.L. Lo, "Multi-task control for VSC–HVDC power and frequency control", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 53, págs. 684-690, 2013, DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.05.002, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513001944>

REFERENCIAS

- [224] X. Wang, Z. Pan, T.T.G. Hoang, L. Tian and Y. Chen, "New Repetitive Current Controller for PWM Rectifier", IFAC-PapersOnLine, vol. 51, págs. 154-159, 2018, DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.118, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896318304154>
- [225] S.B. Bashir and A.R. Beig, "An improved voltage balancing algorithm for grid connected MMC for medium voltage energy conversion", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 95, págs. 550-560, 2018, DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.09.002, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517309742>
- [226] Y. Zhou, D. Jiang, P. Hu, J. Guo, Y. Liang and Z. Lin, "A Prototype of Modular Multilevel Converters", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, págs. 3267-3278, 2014, DOI: 10.1109/TPEL.2013.2278338, disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6579716>
- [227] M. Ndreko, M. Popov and van der Meijden, Mart A. M. M., "Study on FRT compliance of VSC-HVDC connected offshore wind plants during AC faults including requirements for the negative sequence current control", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 85, págs. 97-116, 2017, DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.08.009, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151630758X>
- [228] Z. Yihua, L. Wei, G. Qi, C. Dongxu, L. Jianbo, W. Yu, L. Xueming, L. Zhaowei, L. Zhukun and L. Bijun, "Research on Security and Stability Characteristics and Control Strategies of Power Grid with VSC-HVDC", Energy Procedia, vol. 145, págs. 351-356, 2018, DOI: 10.1016/j.egypro.2018.04.063, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218300717>
- [229] Fully-Charged, "Electric Vehicle Database", EVdatabase-V4.5, 2024, disponible en: <https://ev-database.org/#sort:path~type~order=.rank~number~desc|rs-price:prev~next=10000~100000|rs-range:prev~next=0~1000|rs-fastcharge:prev~next=0~1500|rs-acceleration:prev~next=2~23|rs-topspeed:prev~next=110~350|rs-battery:prev~next=10~200|rs-towweight:prev~next=0~2500|rs-eff:prev~next=100~300|rs-safety:prev~next=-1~5|paging:currentPage=0|paging:number=9>
- [230] K. Sevdari, L. Calearo, B.H. Bakken, P.B. Andersen and M. Marinelli, "Experimental validation of onboard electric vehicle chargers to improve the efficiency of smart charging operation", Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 60, págs. 103512, 2023, DOI: 10.1016/j.seta.2023.103512, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138823005052>
- [231] K. Sevdari, L. Calearo, B.H. Bakken, P.B. Andersen and M. Marinelli, "Database of: Experimental validation of onboard electric vehicle chargers to improve the efficiency of smart charging operation", Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 60, págs. 103512, 2023, DOI: 10.1016/j.seta.2023.103512, disponible en: https://data.dtu.dk/articles/dataset/Experimental_validation_of_onboard_electric_veh

[icle chargers to improve the efficiency of smart charging operation - dataset/25425262](#)

[232] LG Chem, "Lithium Ion INR18650 HG2 3000mAh datasheet. Doc. N. BCY-PS-HG2-Rev0", 2014, disponible en: <https://www.orbtronic.com/content/LG-He2-Datasheet-18650-battery-specs.pdf>

[233] Landt instruments, "CT3001B battery module test system specifications", 2021, disponible en: <https://landtinst.com/>

[234] Memmert, "Constant climate chamber HPP110 datasheet", 2021,

[235] Endata, "UPS SM 3000-S User Manual", 2020,

[236] Fluke, "Manual de Usuario BT521 Battery Analyzer", 2014, disponible en: https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/bt521__umspa0100.pdf

[237] SeeSii, "Soldador por puntos See02", 2024, disponible en: <https://www.seesiius.com/es/collections/all>

[238] National Instruments, "Chasis NI CompactDAQ cDAQ-9172", 2024, disponible en: <https://www.ni.com/es-es/support/model.cdaq-9172.html>

[239] Anonymous "NI-9211 Entrada analógica diferencial y TC", 2024, disponible en: <https://www.ni.com/es-es/shop/model/ni-9211.html>

[240] BK precision-Farnell, "PVS60085MR", 2024, disponible en: https://es.farnell.com/b-k-precision/pvs60085mr/alimentaci-n-1-canal-600v-8-5a/dp/2532613?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwn7mwBhCiARIsAGoxjaKfPpxSQ T1X9QvuLsIu0O9WO4MZh0NEptqbHuPnYEeCn_fk8HI0-F0aAgoPEALw_wcB&mckv=s_dc|pcrid|517334248211|kword|pvs60085mr|match|p|plid|slid|product|pgrid|124190571289|ptaid|kwd-98447708339|&CMP=KNC-GES-GEN-SKU-MDC-TandT-Opt-LED-Test-OOSAndAudience-14-Feb-23

[241] Pasaban, "INF 50-10", 2024, disponible en: <https://parts.pasaban.com/en/modules/25-inf-50-10152025.html>

[242] LeCroy, "104 MXi", 2024, disponible en: <https://www.teledynelecroy.com/oscilloscope/>

[243] FLUKE, "434 Serie II", 2024, disponible en: <https://www.fluke.com/es-es/producto/comprobacion-electrica/calidad-de-la-energia-electrica/434-435>

[244] dSPACE, "PX10 Expansion Box", 2024, disponible en: https://www.dspace.com/en/pub/home/support/documentation.cfm?helpsetid=DS100x&externalid=Section_3df5613e-f527-41aa-9fd7-dfeb81b22758__&Language=en-us&Release=RLS2023-A

ANEXO A

SETUP EXPERIMENTAL PARA LOS ENSAYOS DEL MODELO DE LA BATERÍA

ANEXO A: SETUP EXPERIMENTAL PARA LOS ENSAYOS DE LA BATERÍA

En este anexo se muestran las características técnicas de los componentes utilizados para los ensayos experimentales, así como de los componentes para construir el BP y realizar mediciones en él. Estos ensayos se han desarrollado en el laboratorio de I+D de la sección de Eibar, de la Escuela de Ingeniería de Gipuzkoa de la Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea.

Primero, se mostrará la aparatamenta utilizada y, posteriormente, se mostrarán los montajes realizados.

A.1. Aparatamenta

A.1.1. CELDAS DE ION-LI LG INR 18650 HG2 3000MAH

Las celdas de ion-Li que se han utilizado han sido las del fabricante LG Chem, modelo LG INR 18650 HG2 3000mAh y química NMC con cátodo compuesto por níquel, manganeso y cobalto.

Las celdas tienen el formato 18650. Es decir, son cilíndricas con un diámetro de $18,3 \pm 0,2/-0,3$ mm y una altura de $65,0 \pm 0,2$ mm, tal y como se puede apreciar en la Figura A-1.

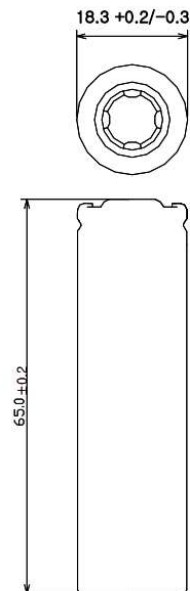


Figura A-1. Dimensiones de las celdas de ion-Li 18650 [232].

Respecto a las características técnicas de las celdas, en la Tabla A-1 se muestra un resumen con los datos más relevantes.

Tabla A-1. Características técnicas de las celdas LG INR 18650 HG2.

Capacity	Std. charge / discharge	3000 mAh
Nominal Voltage	Average for Std. discharge	3,60 V
Standard Charge	Constant current	1500 mA
	Constant voltage	4,2 V
	End condition (Cut off)	50 mA
Fast charge	Constant current	4000 mA
	Constant voltage	4,2 V
	End condition (Cut off)	100 mA
Max. Charge Voltage	-	4,2±0,05 V
Max. Charge Current	-	4000 mA
Standard Discharge	Constant current	600 mA
	End voltage (Cut off)	2,5 V
Fast Discharge	Constant current	10000 mA, 20000 mA
	End voltage (Cut off)	2,5 V
Max. Discharge Current	For continuous discharge	20000 mA
Weight	Max.	47,0 g
Operating Temperature (Cell Surface Temperature)	Charge	0 ~ 50°C
	Discharge	-20 ~ 75°C
Storage Temperature (for shipping state)	1 month	-20 ~ 60°C
	3 months	-20 ~ 45°C
	1 year	-20 ~ 20°C

A.1.2. CICLADORES

Para los ensayos de las celdas se ha utilizado el modelo de ciclador CT30001B, de la marca Landt Instruments, del fabricante Wuhan LAND Electronics Co. Ltd. Sus características técnicas son [233]:

- Corriente máxima: 20 A
- Tensión máxima: 5 V
- Modos de trabajo: carga a corriente constante (CCC), descarga a corriente constante (CCD), carga a tensión constante (CVC), descarga a potencia constante (CPD), descarga a resistencia constante (CRD), CC-Rate, DC-Rate, resistencia interna de corriente continua (DCIR), Rest
- Condiciones de parada: tiempo, tensión, corriente, capacidad, ΔV , etc. (hasta 20)
- Precisión de tensión: 0.05%RD±0.05%FS
- Precisión de corriente: 0.05%RD±0.05%FS
- Entrada: AC220 V 50 Hz/110 V 60 Hz 3000 W

El software utilizado, que se ejecuta en el sistema operativo Windows, se desglosa en 5 módulos principales, para controlar los cicladores y llevar a cabo los experimentos:

- LANDMon V7: para establecer el control de los cicladores.
- LANDProc V7: para el diseño de los ciclos.
- LANDdt V7: para la visualización de los resultados.
- LANDCali V7: para la calibración de los cicladores.
- LANDFind: para la búsqueda de ciclos y resultados.

En la Figura A-2 se aprecian los cicladores, junto con el ordenador para controlarlos.



Figura A-2. Cicladores CT3001B junto con el ordenador para su control.

A.1.3. CÁMARA CLIMÁTICA

La cámara climática utilizada es el modelo HPP110 del fabricante Memmert. Dispone de un rango de temperatura de trabajo de $+5^{\circ}\text{C}$ a $+70^{\circ}\text{C}$, bajo condiciones ambientales de 16°C a 40°C . Proporciona una exactitud de $0,1^{\circ}\text{C}$ y tiene una capacidad de 108 litros [234]. Su aspecto se puede apreciar en la Figura A-3.



Figura A-3. Cámara climática HPP110 [234]

A.1.4. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDO

El rango temporal de alguno de los experimentos es de meses, y cualquier parada provocaría tener que descartar automáticamente los ensayos que se estuvieran llevando a cabo en ese momento, así como las celdas afectadas. Para evitar paradas por cortes en el suministro eléctrico, bien por mantenimiento, bien por fallo en el sistema eléctrico, es necesaria la utilización de un SAI, y así asegurar la continuidad en la alimentación eléctrica de los cicladores y del ordenador que los controla. El modelo utilizado es el SM 3000-S de la marca Endata, cuyas características técnicas se muestran a continuación [235]:

- Capacidad: 3000 VA / 2700 W
- Entrada: 230 Vac; 50/60 Hz; 14,1 A; 1 Φ
- Salida: 230 Vac; 50/60 Hz; 13,6 A; 1 Φ
- Batería: 72 Vdc; 48 A

A.1.5. SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DE LAS CONEXIONES DEL BATTERY PACK

Para medir la resistencia de las conexiones se ha utilizado el equipo FLUKE BT521, mostrado en la Figura A- 4.



Figura A- 4. FLUKE BT521.

Sus características técnicas son las que se indican en la Tabla A-2 [236].

Tabla A-2. Especificaciones técnicas del FLUKE BT521.

	Rango	Resolución	Precisión
Resistencia de la batería	3 m Ω	0,001 m Ω	1% + 8
	30 m Ω	0,01 m Ω	0,8% + 6
	300 m Ω	0,1 m Ω	0,8% + 6
	3000 m Ω	1 m Ω	0,8% + 6

V_{DC}	6 V	0,001 V	0,9% + 5
	60 V	0,01 V	0,9% + 5
	600 V	0,1 V	0,9% + 5
	1000 V	1 V	0,9% + 5
V_{AC} (45 Hz a 500 Hz con filtro de paso bajo a 800 Hz)	600 V	0,1 V	2% + 10
Frecuencia	500 Hz	0,1 Hz	0,5% + 8
Rizado de V_{AC} (20 KHz max)	600 mV	0,1 mV	3% + 20
	6000 mV	1 mV	3% + 10
ADC/AAC (con accesorio Fluke i410)	400 A	1A	3,5% + 2
Temperatura	0°C a 60°C	1°C	2°C (4 °F)
Modo de medición	999 grabaciones por cada medición		
Modo de secuencia	Hasta 100 perfiles y 100 plantillas de perfiles (ca perfil con hasta 450 baterías)		

A.1.6. SOLDADOR POR PUNTOS

Para el montaje del BP y de sus módulos, se ha utilizado el soldador por puntos SEE02 de la marca SeeSii (ver Figura A-5), que tiene las siguientes características [237]:

- Batería NiMH de 11000m-Ah.
- USB-C para la recarga.
- Para tiras de níquel de 0,1-0,2 mm.
- Ajuste del tiempo de retardo del disparo de hasta 5 s.
- Ajuste de 8 niveles de potencia.
- Pantalla LCD con indicaciones de los ajustes (el tiempo de retardo, la temperatura de funcionamiento y el nivel de soldadura por puntos).
- Bloqueo automático para temperaturas superiores a los 60°C.
- Tamaño: 25,6 x 15,1 x 5,1 cm.
- Peso: 980 g.



Figura A-5. Soldador por puntos SEE02.

ANEXO A

A.1.7. DAQ PARA LA ADQUISICIÓN DE TEMPERATURAS

Para la toma de temperaturas en los ensayos térmicos se ha utilizado el chasis NI cDAQ-9172 (Figura A-6), de la empresa National Instruments [238], con el módulo Ni 9211 (Figura A-7) para el acoplamiento de los termopares tipo J. Este módulo tiene capacidad para albergar 4 canales de ± 80 mV, 14 S/s y 24 Bits [239].

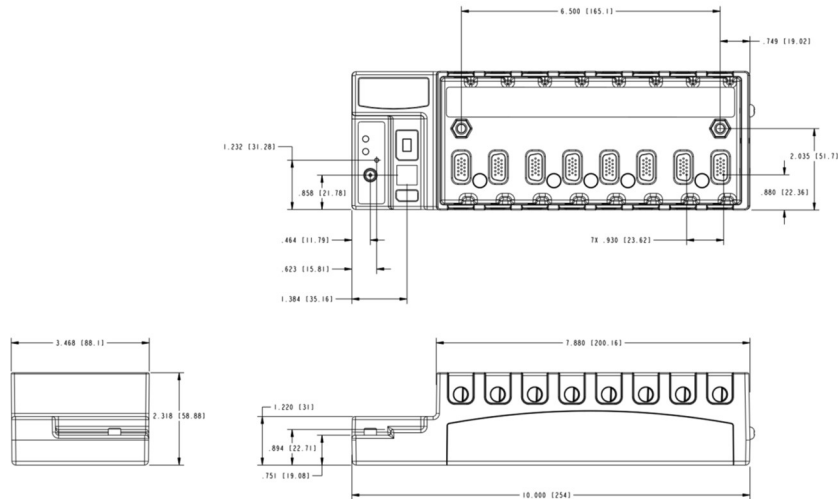


Figura A-6. NI cDAQ-917.



Figura A-7. Ni 9211.

A.2. Montajes

En la Figura A-8 se muestran las celdas colocadas en los racks de los cicladores y los racks cicladores dentro de la cámara climática. A su izquierda, los controladores de los cicladores.

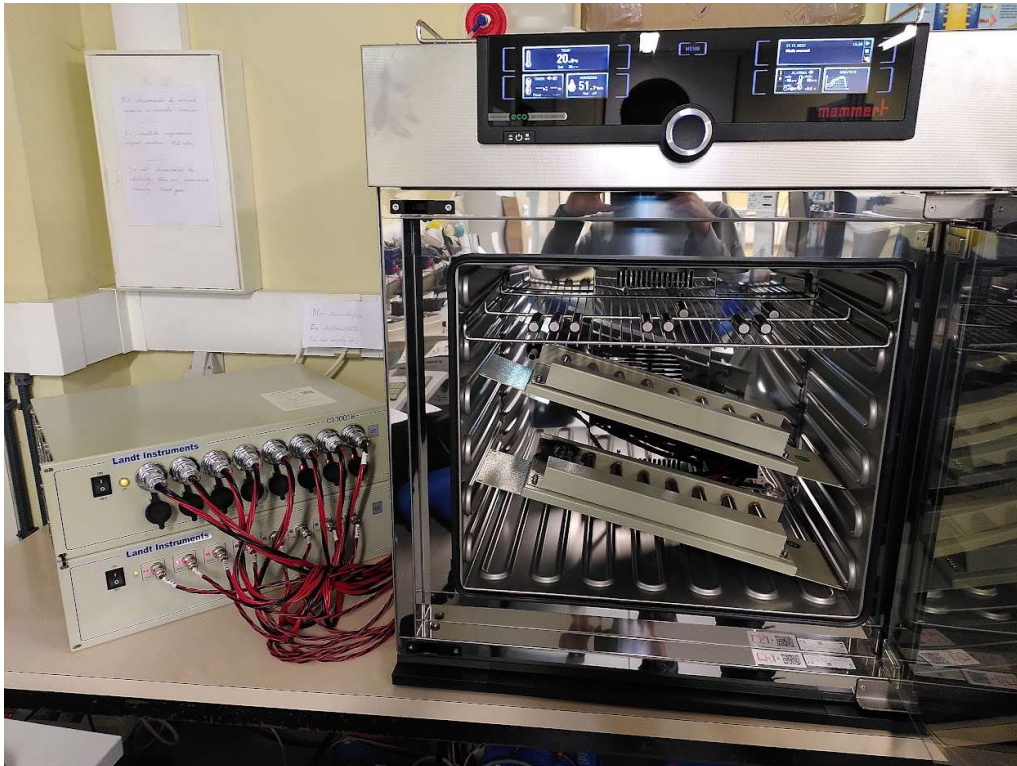


Figura A-8. Setup experimental para los ensayos de ciclado.

En la Figura A-9 se muestra el proceso de soldadura de un módulo del BP y en la Figura A-10 uno de los módulos finalizados.

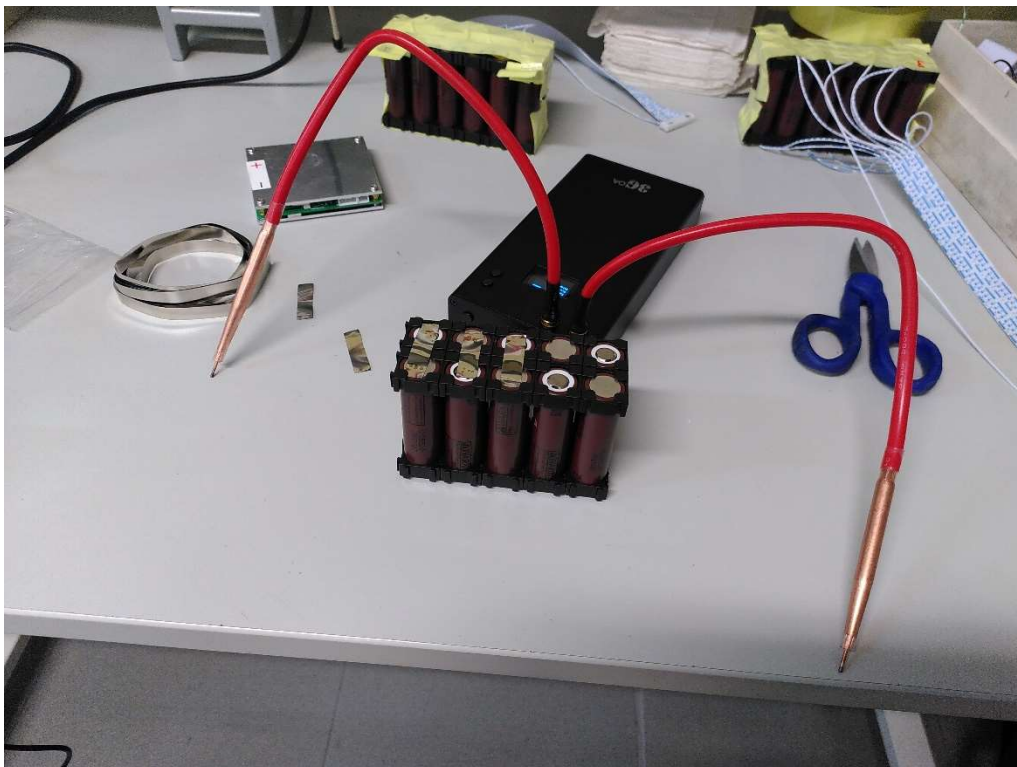


Figura A-9. Montaje de un módulo del BP.



Figura A-10. Un módulo del BP.

En la Figura A-11 se observa el montaje para la adquisición de la temperatura de las celdas, para el desarrollo del modelo térmico.

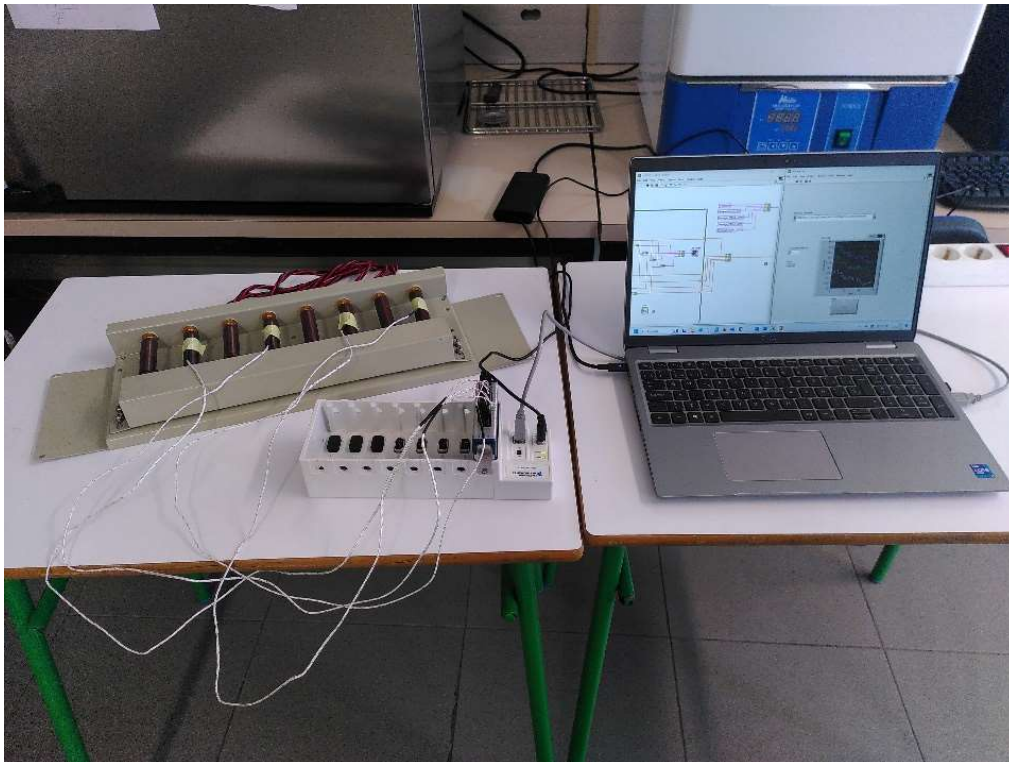


Figura A-11. Setup experimental para la realización de los ensayos térmicos.

ANEXO B

RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LOS ENSAYOS DE DEGRADACIÓN POR CICLADO

ANEXO B: RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LOS ENSAYOS DE DEGRADACIÓN POR CICLADO

Para analizar los resultados experimentales de los ensayos relativos, a la degradación de las celdas de las BIL, es necesario visualizarlos de manera adecuada. Dado que en las figuras del *Apartado 3.4.1 Cálculo de la degradación por ciclado* no se pueden apreciar todos los datos bien, en este anexo se muestran los resultados de otros dos formatos distintos:

- Comparación por nivel de corriente.
- Comparación por nivel de DoD.

Dentro de cada una de estas comparaciones, se pueden apreciar los datos tanto de la capacidad, como de las resistencias internas de carga y de descarga.

Para identificar de manera correcta cada ensayo, se ha asignado un código de color, marcador y tipo de línea a cada ensayo:

- Color:
 - Verde: I=1,39 A.
 - Azul: I=2,53 A.
 - Rojo: I=3,79 A.
 - Rosa: I=5,05 A.
- Marcador:
 - o: DoD=20%.
 - *: DoD=50%.
 - +: DoD=80%.
- Línea:
 - Discontinua: T=20°C.
 - Sólida: T=50°C.

B.1. Comparación por nivel de corriente

En la Figura B-1 se muestran las evoluciones de las capacidades, por niveles de corriente. Como se puede apreciar, a mayor corriente, mayor es la degradación. Lo mismo pasa con la capacidad normalizada.

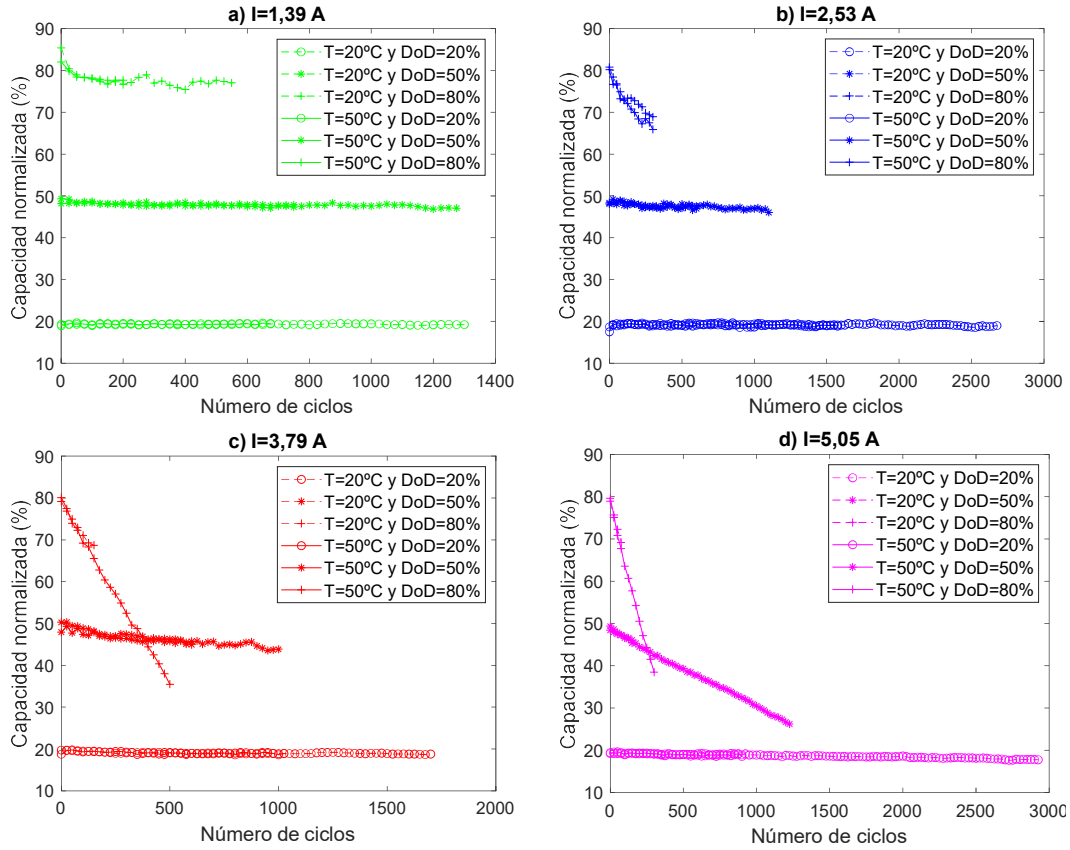


Figura B-1. Comparación de la capacidad por nivel de corriente. a) I=1,39 A, b) I=2,53 A, c) I=3,79 A y d) I=5,05 A.

En la Figura B-2 se muestran las evoluciones de las resistencias internas de carga, a distintas corrientes. Como se aprecia, a mayor corriente, mayor es la degradación.

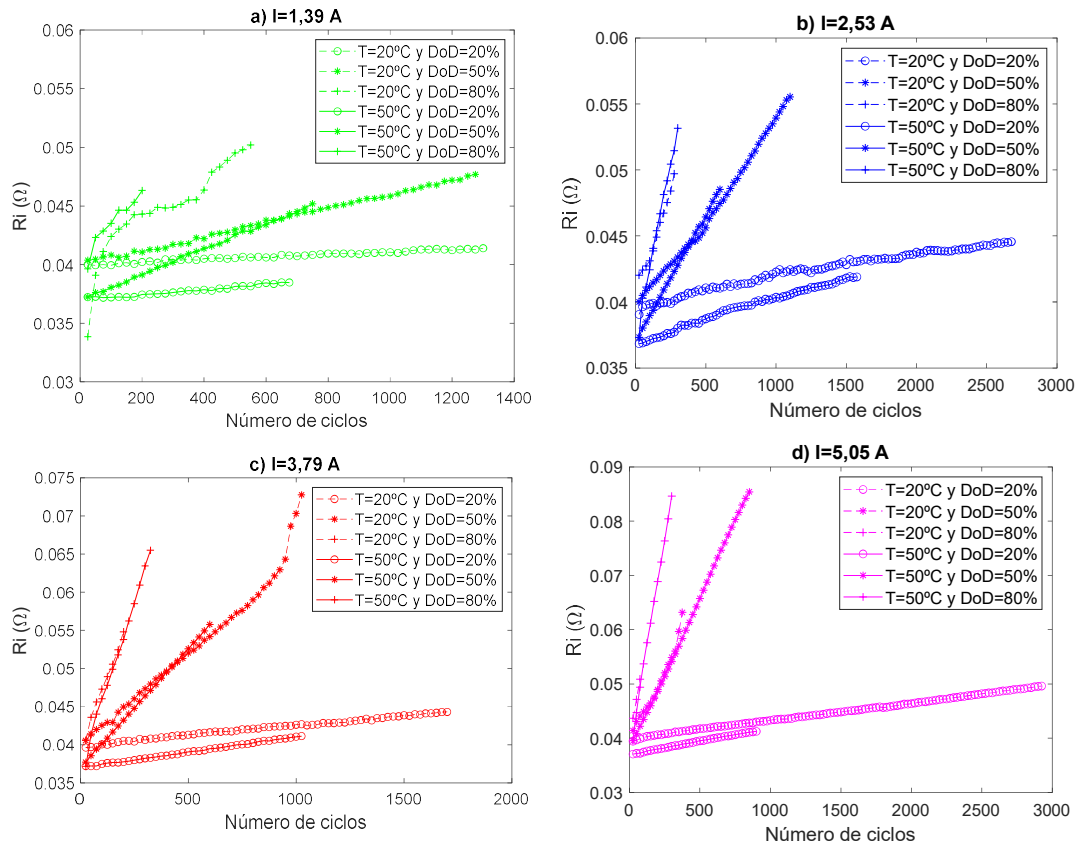


Figura B-2. Comparación de la resistencia interna de carga por nivel de corriente. a) $I=1,39$ A, b) $I=2,53$ A, c) $I=3,79$ A y d) $I=5,05$ A.

ANEXO B

En la Figura B-3 se muestran las evoluciones de las resistencias internas de descarga. En este caso también es apreciable el efecto de la corriente en la degradación.

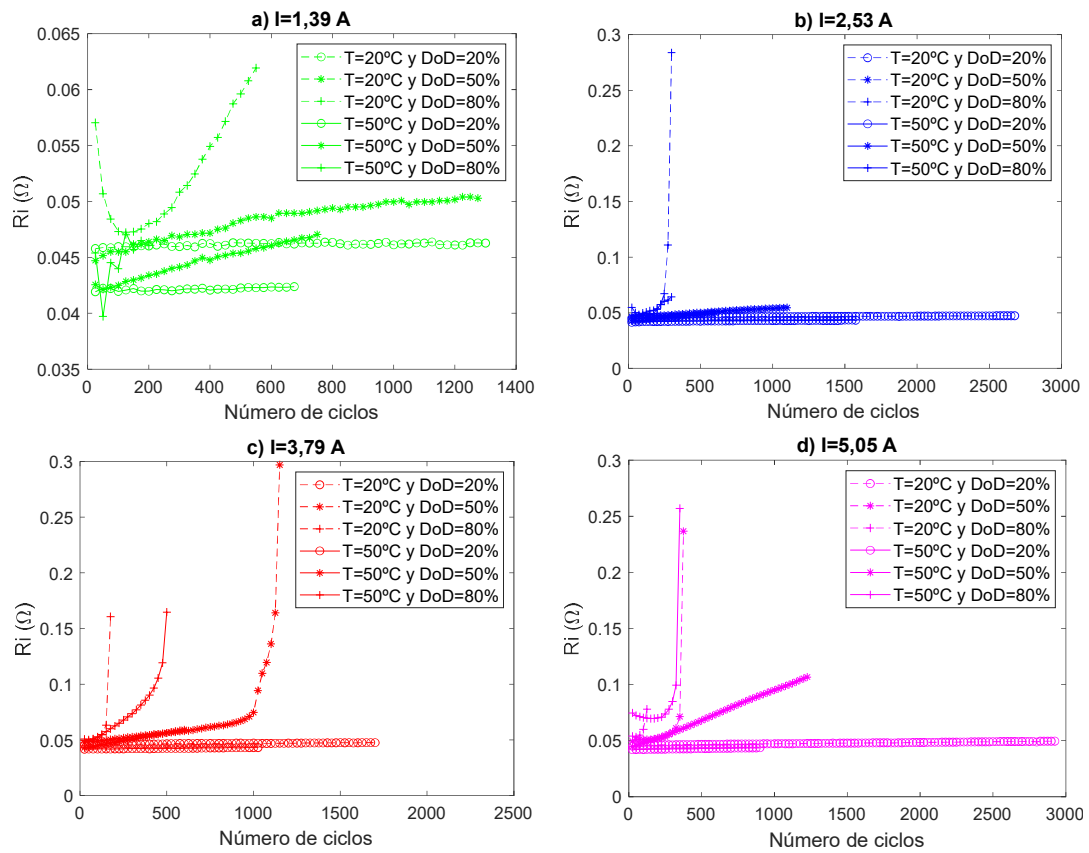


Figura B-3. Comparación de la resistencia interna de descarga por nivel de corriente. a) $I=1,39$ A, b) $I=2,53$ A, c) $I=3,79$ A y d) $I=5,05$ A.

B.2. Comparación por nivel de DoD

En la Figura B-4 se muestran las evoluciones de las capacidades por niveles de DoD. Se puede apreciar el efecto que tiene tanto el DoD como la temperatura: a medida que aumentan, aumenta también la degradación.

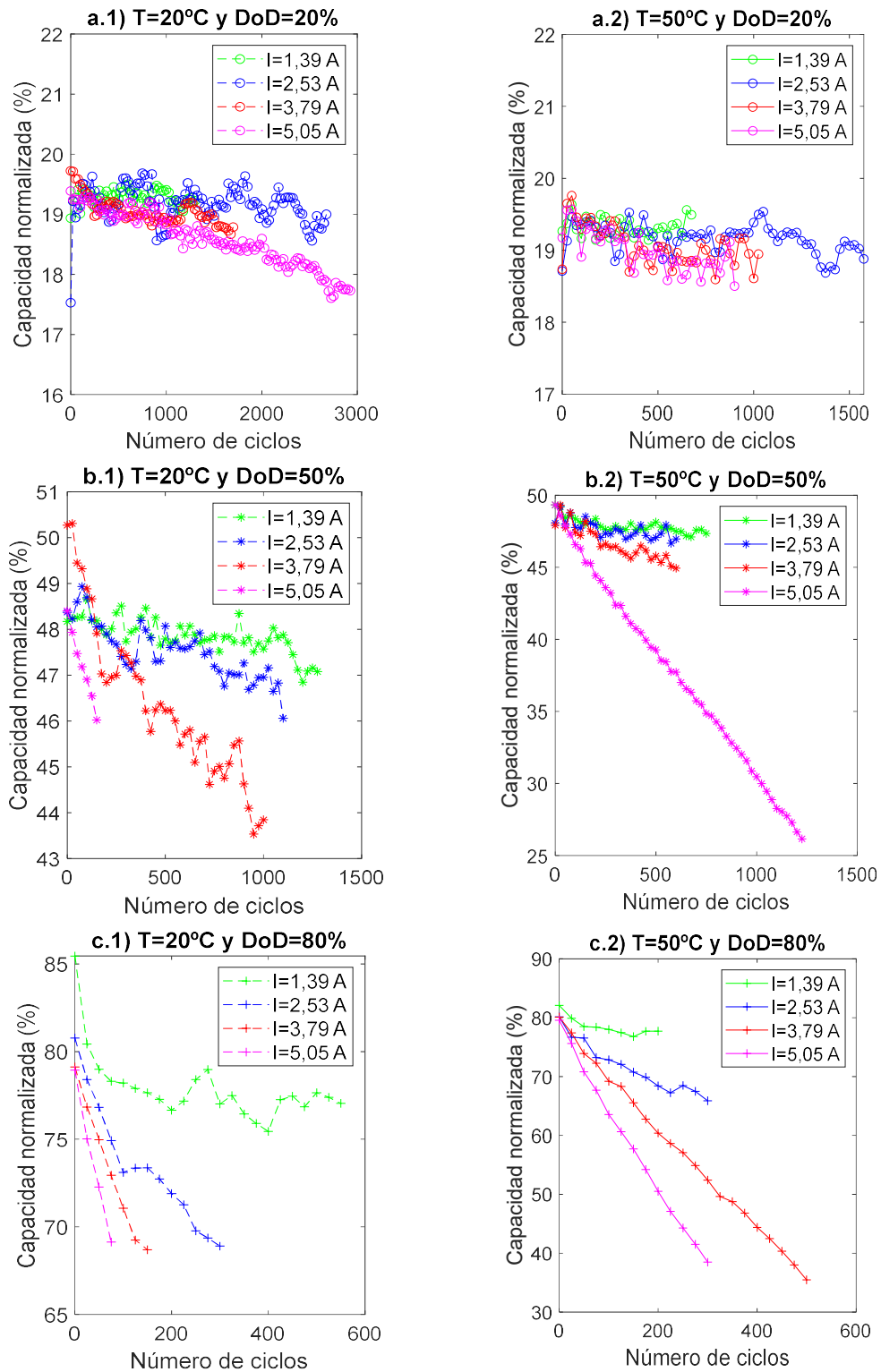


Figura B-4. Comparación de la capacidad por nivel de DoD. a) DoD=20%, b) DoD=50% y c) DoD=80%.

ANEXO B

En la Figura B-5 se muestran las evoluciones de las resistencias internas de carga. De estas gráficas se puede obtener la misma conclusión que en las gráficas de la capacidad.

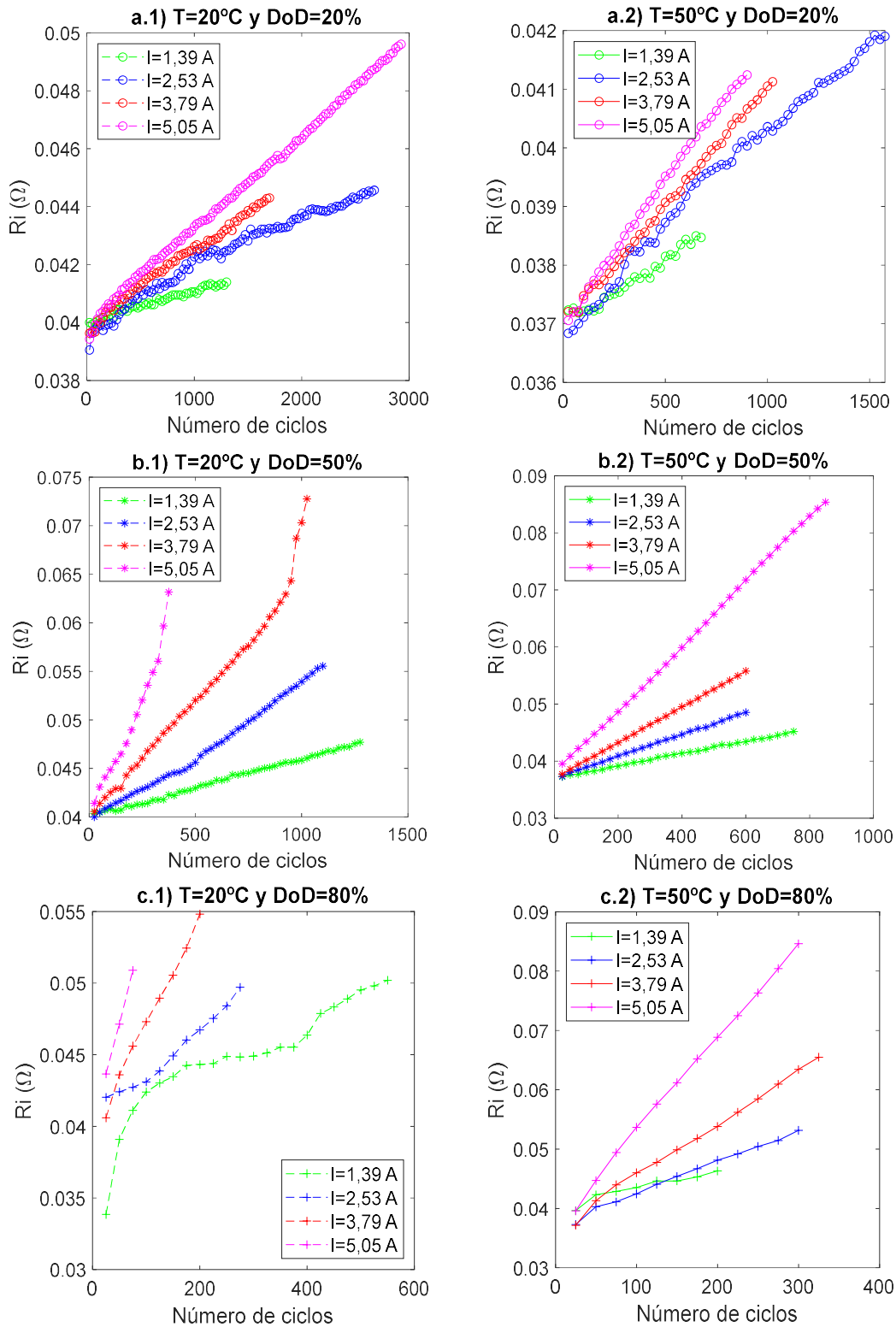


Figura B-5. Comparación de la resistencia interna de carga por nivel de DoD. a) DoD=20%, b) DoD=50% y c) DoD=80%.

En la Figura B-6 se muestran las evoluciones de las resistencias internas de descarga. De manera similar, a mayor temperatura y DoD, mayor es la degradación.

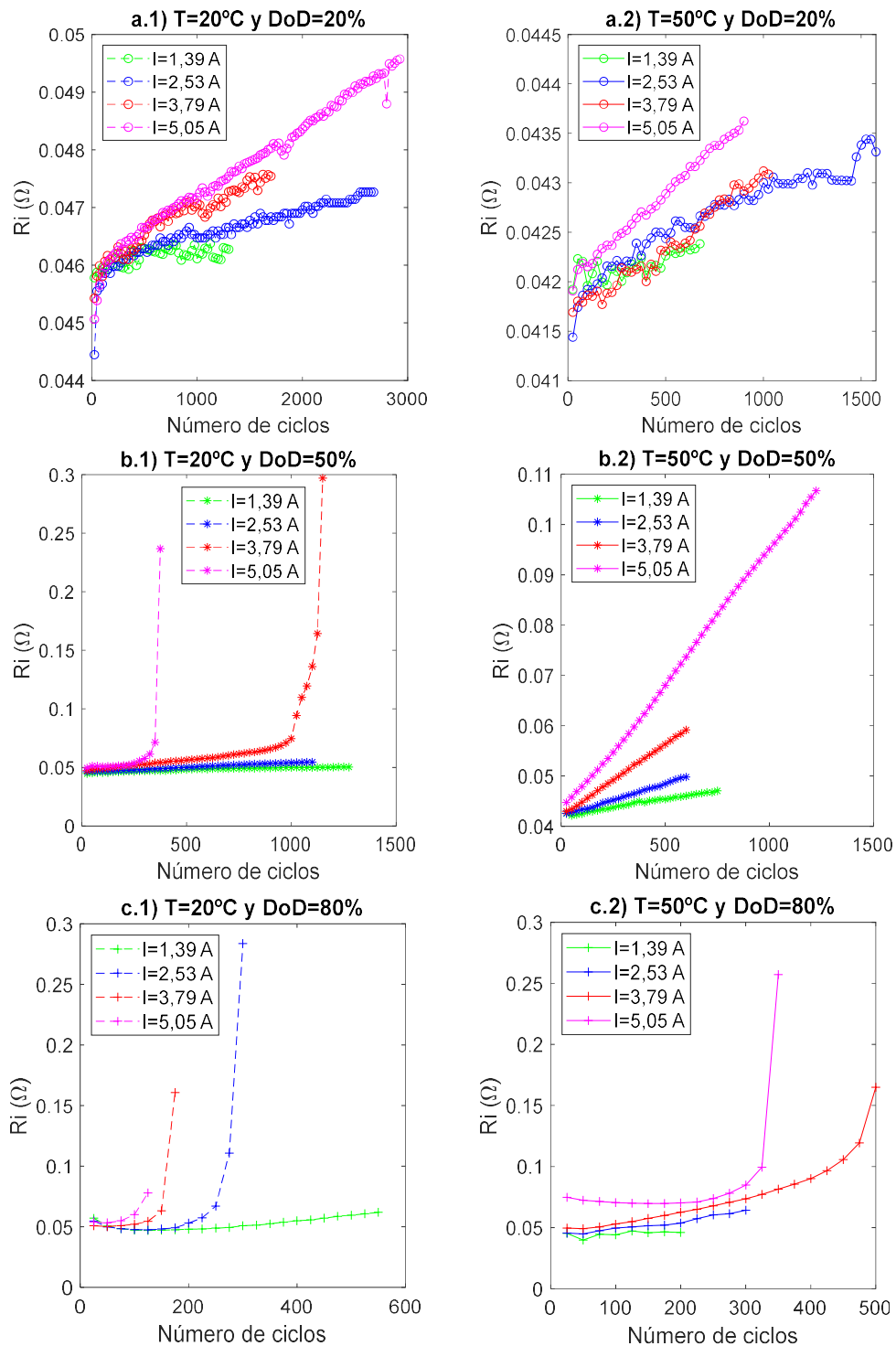


Figura B-6. Comparación de la resistencia interna de descarga por nivel de DoD. a) DoD=20%, b) DoD=50% y c) DoD=80%.

ANEXO C

FLOTA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

ANEXO C: FLOTA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En este anexo se presenta la información extendida sobre la flota de VEs utilizada (Tabla C-1).

Los encabezados de la Tabla C-1 significan lo siguiente:

- t_i : hora de llegada [h].
- t_o : 24 + hora de salida del día siguiente [h].
- SoC_i : Estado de carga a la llegada [pu].
- SoC_o : Estado de carga a la salida [pu].
- PR : Puntos de recarga al que está conectado el VE.
- V : tensión nominal de la batería [V].
- C : Coste de la batería [€].

Tabla C-1. Información extendida sobre la flota de VEs.

	Modelo	t_i	t_o	SoC_i	SoC_o	PR	V	C
EV1	Nissan Leaf 3	17	35	0.23	0.84	1	400	9000
EV2	Volkswagen e-Golf	17	34	0.52	0.86	1	400	13500
EV3	Chevrolet Bolt EV	16	34	0.61	0.86	2	400	22500
EV4	Peugeot e-208 11	16	33	0.77	0.86	2	400	22500
EV5	Nissan Leaf 3	17	37	0.16	0.86	3	400	9000
EV6	Volkswagen e-Golf	17	33	0.64	0.92	3	400	13500
EV7	Peugeot e-208 7	17	32	0.75	0.85	3	400	22500
EV8	Peugeot e-208 11	20	32	0.77	0.86	3	400	22500
EV9	Volkswagen e-Golf	19	34	0.54	0.83	4	400	13500
EV10	Peugeot e-208 7	16	32	0.75	0.94	4	400	22500
EV11	Peugeot e-208 7	16	33	0.72	0.91	4	400	22500
EV12	Peugeot e-208 11	18	34	0.53	0.93	4	400	22500
EV13	Nissan Leaf 6	19	33	0.64	0.86	5	400	15000
EV14	Volkswagen e-Golf	20	33	0.48	0.94	5	400	13500
EV15	Chevrolet Bolt EV	16	32	0.72	0.89	5	400	22500
EV16	Peugeot e-208 11	16	33	0.67	0.81	5	400	22500
EV17	Peugeot e-208 11	18	33	0.64	0.81	5	400	22500
EV18	Chevrolet Bolt EV	18	32	0.79	0.9	5	400	22500
EV19	Nissan Leaf 3	18	34	0.51	0.86	6	400	9000
EV20	Volkswagen e-Golf	18	33	0.63	0.82	6	400	13500
EV21	Chevrolet Bolt EV	17	33	0.78	0.83	6	400	22500
EV22	Peugeot e-208 11	16	32	0.75	0.89	6	400	22500
EV23	Nissan Leaf 3	17	35	0.35	0.83	6	400	9000
EV24	Volkswagen e-Golf	18	35	0.28	0.91	6	400	13500
EV25	Peugeot e-208 7	18	33	0.64	0.82	6	400	22500
EV26	Peugeot e-208 11	16	34	0.49	0.93	6	400	22500

ANEXO C

EV27	Volkswagen e-Golf	17	33	0.59	0.8	6	400	13500
EV28	Peugeot e-208 7	21	32	0.76	0.88	6	400	22500
EV29	Peugeot e-208 7	20	32	0.72	0.86	6	400	22500
EV30	Peugeot e-208 11	15	32	0.68	0.81	6	400	22500
EV31	Nissan Leaf 6	16	34	0.48	0.85	6	400	15000
EV32	Volkswagen e-Golf	19	34	0.49	0.92	6	400	13500
EV33	Chevrolet Bolt EV	21	33	0.72	0.93	6	400	22500
EV34	Peugeot e-208 11	17	33	0.70	0.9	6	400	22500
EV35	Peugeot e-208 11	18	31	0.77	0.91	6	400	22500
EV36	Chevrolet Bolt EV	20	32	0.77	0.83	6	400	22500
EV37	Volkswagen e-Golf	17	31	0.64	0.87	6	400	13500
EV38	Chevrolet Bolt EV	20	33	0.61	0.9	6	400	22500
EV39	Peugeot e-208 7	19	32	0.77	0.92	6	400	22500
EV40	Peugeot e-208 7	18	33	0.62	0.84	6	400	22500
EV41	Peugeot e-208 11	15	33	0.60	0.9	6	400	22500
EV42	Nissan Leaf 6	20	33	0.53	0.89	6	400	15000
EV43	Volkswagen e-Golf	18	33	0.64	0.83	6	400	13500
EV44	Peugeot e-208 7	17	33	0.75	0.87	6	400	22500
EV45	Peugeot e-208 11	17	35	0.38	0.91	6	400	22500
EV46	Nissan Leaf 6	17	34	0.48	0.8	6	400	15000
EV47	Volkswagen e-Golf	18	33	0.48	0.86	6	400	13500
EV48	Chevrolet Bolt EV	17	34	0.78	0.93	6	400	22500
EV49	Nissan Leaf 3	16	36	0.23	0.8	7	400	9000
EV50	Volkswagen e-Golf	19	33	0.63	0.81	7	400	13500
EV51	Chevrolet Bolt EV	18	34	0.74	0.94	7	400	22500
EV52	Peugeot e-208 11	18	31	0.75	0.85	7	400	22500
EV53	Nissan Leaf 3	20	35	0.49	0.86	7	400	9000
EV54	Volkswagen e-Golf	19	34	0.42	0.92	7	400	13500
EV55	Peugeot e-208 7	17	35	0.58	0.95	7	400	22500
EV56	Peugeot e-208 11	17	34	0.55	0.94	7	400	22500
EV57	Volkswagen e-Golf	16	33	0.55	0.95	7	400	13500
EV58	Peugeot e-208 7	17	33	0.76	0.92	7	400	22500
EV59	Peugeot e-208 7	16	33	0.75	0.8	7	400	22500
EV60	Peugeot e-208 11	18	36	0.21	0.87	7	400	22500
EV61	Nissan Leaf 6	19	32	0.60	0.94	7	400	15000
EV62	Volkswagen e-Golf	21	34	0.22	0.86	7	400	13500
EV63	Chevrolet Bolt EV	18	33	0.74	0.8	7	400	22500
EV64	Peugeot e-208 11	15	32	0.72	0.91	7	400	22500
EV65	Peugeot e-208 11	16	33	0.76	0.89	7	400	22500
EV66	Chevrolet Bolt EV	17	33	0.79	0.8	7	400	22500
EV67	Volkswagen e-Golf	17	33	0.58	0.82	7	400	13500
EV68	Chevrolet Bolt EV	19	33	0.70	0.93	7	400	22500

EV69	Peugeot e-208 7	19	32	0.71	0.93	7	400	22500
EV70	Peugeot e-208 7	16	33	0.70	0.91	7	400	22500
EV71	Peugeot e-208 11	17	31	0.78	0.91	7	400	22500
EV72	Nissan Leaf 6	18	33	0.66	0.83	7	400	15000
EV73	Volkswagen e-Golf	16	34	0.53	0.8	7	400	13500
EV74	Peugeot e-208 7	17	36	0.46	0.88	7	400	22500
EV75	Peugeot e-208 11	16	34	0.70	0.91	7	400	22500
EV76	Nissan Leaf 6	18	33	0.69	0.83	7	400	15000
EV77	Volkswagen e-Golf	17	32	0.65	0.86	7	400	13500
EV78	Chevrolet Bolt EV	20	33	0.75	0.95	7	400	22500
EV79	Nissan Leaf 3	17	36	0.41	0.86	8	400	9000
EV80	Volkswagen e-Golf	17	35	0.42	0.93	8	400	13500
EV81	Chevrolet Bolt EV	15	33	0.74	0.84	8	400	22500
EV82	Peugeot e-208 11	19	32	0.67	0.95	8	400	22500
EV83	Nissan Leaf 3	16	36	0.18	0.94	8	400	9000
EV84	Volkswagen e-Golf	18	32	0.58	0.83	8	400	13500
EV85	Peugeot e-208 7	16	35	0.41	0.84	8	400	22500
EV86	Peugeot e-208 11	17	33	0.72	0.9	8	400	22500
EV87	Volkswagen e-Golf	16	32	0.62	0.89	8	400	13500
EV88	Peugeot e-208 7	18	34	0.64	0.81	8	400	22500
EV89	Peugeot e-208 7	17	33	0.72	0.83	8	400	22500
EV90	Peugeot e-208 11	16	32	0.73	0.88	8	400	22500
EV91	Nissan Leaf 6	16	32	0.66	0.95	8	400	15000
EV92	Volkswagen e-Golf	19	33	0.51	0.92	8	400	13500
EV93	Chevrolet Bolt EV	17	34	0.72	0.92	8	400	22500
EV94	Nissan Leaf 3	16	35	0.38	0.94	9	400	9000
EV95	Volkswagen e-Golf	21	35	0.22	0.93	9	400	13500
EV96	Chevrolet Bolt EV	17	32	0.78	0.89	9	400	22500
EV97	Peugeot e-208 11	16	33	0.58	0.82	9	400	22500
EV98	Nissan Leaf 3	15	36	0.34	0.83	9	400	9000
EV99	Volkswagen e-Golf	17	33	0.57	0.87	9	400	13500
EV100	Peugeot e-208 7	17	35	0.64	0.83	9	400	22500
EV101	Peugeot e-208 11	19	32	0.71	0.88	9	400	22500
EV102	Volkswagen e-Golf	18	34	0.63	0.9	9	400	13500
EV103	Peugeot e-208 7	15	32	0.75	0.8	9	400	22500
EV104	Peugeot e-208 7	16	34	0.50	0.84	9	400	22500
EV105	Peugeot e-208 11	20	33	0.60	0.87	9	400	22500
EV106	Nissan Leaf 6	17	32	0.65	0.94	9	400	15000
EV107	Volkswagen e-Golf	20	32	0.47	0.94	9	400	13500
EV108	Chevrolet Bolt EV	17	33	0.63	0.85	9	400	22500
EV109	Peugeot e-208 11	21	33	0.66	0.93	10	400	22500
EV110	Peugeot e-208 11	17	32	0.67	0.93	10	400	22500

ANEXO C

EV111	Chevrolet Bolt EV	18	33	0.76	0.83	10	400	22500
EV112	Volkswagen e-Golf	17	32	0.60	0.82	10	400	13500
EV113	Chevrolet Bolt EV	18	35	0.52	0.82	10	400	22500
EV114	Peugeot e-208 7	15	31	0.76	0.86	10	400	22500
EV115	Peugeot e-208 7	18	32	0.73	0.92	10	400	22500
EV116	Peugeot e-208 11	20	34	0.58	0.85	10	400	22500
EV117	Nissan Leaf 6	17	34	0.60	0.82	10	400	15000
EV118	Volkswagen e-Golf	17	34	0.29	0.81	10	400	13500
EV119	Peugeot e-208 7	18	34	0.66	0.81	10	400	22500
EV120	Peugeot e-208 11	18	33	0.77	0.92	10	400	22500
EV121	Nissan Leaf 6	16	33	0.50	0.83	10	400	15000
EV122	Volkswagen e-Golf	17	33	0.49	0.85	10	400	13500
EV123	Chevrolet Bolt EV	17	34	0.78	0.81	10	400	22500
EV124	Peugeot e-208 11	16	31	0.74	0.9	10	400	22500
EV125	Peugeot e-208 11	18	33	0.60	0.9	10	400	22500
EV126	Chevrolet Bolt EV	17	33	0.72	0.87	10	400	22500
EV127	Volkswagen e-Golf	18	33	0.63	0.91	10	400	13500
EV128	Chevrolet Bolt EV	18	35	0.68	0.85	10	400	22500
EV129	Chevrolet Bolt EV	18	31	0.78	0.87	10	400	22500
EV130	Peugeot e-208 11	18	32	0.77	0.82	11	400	22500
EV131	Peugeot e-208 11	17	34	0.69	0.85	11	400	22500
EV132	Chevrolet Bolt EV	19	34	0.78	0.87	11	400	22500
EV133	Volkswagen e-Golf	18	32	0.52	0.86	11	400	13500
EV134	Chevrolet Bolt EV	17	35	0.44	0.92	11	400	22500
EV135	Peugeot e-208 7	15	32	0.76	0.83	11	400	22500
EV136	Peugeot e-208 7	20	34	0.77	0.91	11	400	22500
EV137	Peugeot e-208 11	17	33	0.61	0.85	11	400	22500
EV138	Nissan Leaf 6	20	33	0.65	0.8	11	400	15000
EV139	Volkswagen e-Golf	19	35	0.11	0.92	11	400	13500
EV140	Peugeot e-208 7	18	34	0.56	0.81	11	400	22500
EV141	Peugeot e-208 11	18	33	0.77	0.82	11	400	22500
EV142	Nissan Leaf 6	17	32	0.68	0.83	11	400	15000
EV143	Volkswagen e-Golf	20	34	0.39	0.85	11	400	13500
EV144	Chevrolet Bolt EV	18	32	0.75	0.82	11	400	22500
EV145	Peugeot e-208 11	15	32	0.71	0.84	11	400	22500
EV146	Peugeot e-208 11	15	32	0.74	0.95	11	400	22500
EV147	Chevrolet Bolt EV	18	32	0.79	0.92	11	400	22500
EV148	Volkswagen e-Golf	17	34	0.41	0.85	11	400	13500
EV149	Chevrolet Bolt EV	19	34	0.60	0.85	11	400	22500
EV150	Peugeot e-208 11	15	32	0.69	0.9	11	400	22500
EV151	Peugeot e-208 11	16	31	0.75	0.83	12	400	22500
EV152	Peugeot e-208 11	20	32	0.70	0.92	13	400	22500

EV153	Tesla S 11	17	32	0.77	0.95	14	400	31875
EV154	Tesla S 11	15	33	0.76	0.83	15	400	31875
EV155	Tesla S 11	18	32	0.72	0.93	16	400	31875
EV156	Volkswagen e-Golf	17	33	0.56	0.84	17	400	13500
EV157	Volkswagen e-Golf	15	32	0.54	0.82	18	400	13500
EV158	Volkswagen e-Golf	17	32	0.58	0.81	19	400	13500
EV159	Tesla S 11	20	32	0.80	0.84	20	400	31875
EV160	Chevrolet Bolt EV	17	35	0.44	0.92	20	400	22500
EV161	Nissan Leaf 3	17	35	0.23	0.84	1	400	9000
EV162	Volkswagen e-Golf	17	34	0.52	0.86	1	400	13500
EV163	Chevrolet Bolt EV	16	34	0.61	0.86	2	400	22500
EV164	Peugeot e-208 11	16	33	0.77	0.86	2	400	22500
EV165	Nissan Leaf 3	17	37	0.16	0.86	3	400	9000
EV166	Volkswagen e-Golf	17	33	0.64	0.92	3	400	13500
EV167	Peugeot e-208 7	17	32	0.75	0.85	3	400	22500
EV168	Peugeot e-208 11	20	32	0.77	0.86	3	400	22500
EV169	Volkswagen e-Golf	19	34	0.54	0.83	4	400	13500
EV170	Peugeot e-208 7	16	32	0.75	0.94	4	400	22500
EV171	Peugeot e-208 7	16	33	0.72	0.91	4	400	22500
EV172	Peugeot e-208 11	18	34	0.53	0.93	4	400	22500
EV173	Nissan Leaf 6	19	33	0.64	0.86	5	400	15000
EV174	Volkswagen e-Golf	20	33	0.48	0.94	5	400	13500
EV175	Chevrolet Bolt EV	16	32	0.72	0.89	5	400	22500
EV176	Peugeot e-208 11	16	33	0.67	0.81	5	400	22500
EV177	Peugeot e-208 11	18	33	0.64	0.81	5	400	22500
EV178	Chevrolet Bolt EV	18	32	0.79	0.9	5	400	22500
EV179	Nissan Leaf 3	18	34	0.51	0.86	6	400	9000
EV180	Volkswagen e-Golf	18	33	0.63	0.82	6	400	13500
EV181	Chevrolet Bolt EV	17	33	0.78	0.83	6	400	22500
EV182	Peugeot e-208 11	16	32	0.75	0.89	6	400	22500
EV183	Nissan Leaf 3	17	35	0.35	0.83	6	400	9000
EV184	Volkswagen e-Golf	18	35	0.28	0.91	6	400	13500
EV185	Peugeot e-208 7	18	33	0.64	0.82	6	400	22500
EV186	Peugeot e-208 11	16	34	0.49	0.93	6	400	22500
EV187	Volkswagen e-Golf	17	33	0.59	0.8	6	400	13500
EV188	Peugeot e-208 7	21	32	0.76	0.88	6	400	22500
EV189	Peugeot e-208 7	20	32	0.72	0.86	6	400	22500
EV190	Peugeot e-208 11	15	32	0.68	0.81	6	400	22500
EV191	Nissan Leaf 6	16	34	0.48	0.85	6	400	15000
EV192	Volkswagen e-Golf	19	34	0.49	0.92	6	400	13500
EV193	Chevrolet Bolt EV	21	33	0.72	0.93	6	400	22500
EV194	Peugeot e-208 11	17	33	0.70	0.9	6	400	22500

ANEXO C

EV195	Peugeot e-208 11	18	31	0.77	0.91	6	400	22500
EV196	Chevrolet Bolt EV	20	32	0.77	0.83	6	400	22500
EV197	Volkswagen e-Golf	17	31	0.64	0.87	6	400	13500
EV198	Chevrolet Bolt EV	20	33	0.61	0.95	6	400	22500
EV199	Peugeot e-208 7	19	32	0.77	0.92	6	400	22500
EV200	Peugeot e-208 7	18	33	0.62	0.84	6	400	22500

ANEXO D

SETUP EXPERIMENTAL PARA LA DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED REDUCIENDO EL QUINTO ARMÓNICO

ANEXO D: SETUP EXPERIMENTAL PARA LA DEVOLUCIÓN DE ENERGÍA A RED, REDUCIENDO EL QUINTO ARMÓNICO

Este anexo muestra las características técnicas de los componentes utilizados en los ensayos experimentales, para analizar el proceso de devolución de energía a red. Estos ensayos se han desarrollado en el laboratorio de Automática II de la sección de Eibar de la Escuela de Ingeniería de Gipuzkoa, de la Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea.

Primero, se muestra la aparamenta utilizada y, posteriormente, se muestra el montaje realizado.

B.1. Fuente de tensión DC

La fuente de tensión DC utilizada ha sido el modelo PVS60085MR de la empresa BK PRECISION (Figura D-1).



Figura D-1. Fuente de tensión DC [240].

En la Tabla D-1 se muestran las características técnicas de esta fuente de alimentación DC.

Tabla D-1. Características técnicas de la fuente de tensión DC.

Tensión máxima	600 V
Corriente máxima	8,5 A
Potencia máxima	3 kW

D.2. Inversor VSI

El inversor utilizado ha sido el modelo INF 50-10 de la empresa Pasaban. Sus características técnicas principales se exponen en la Tabla D-2 y el propio equipo en la Figura D-2.

Tabla D-2. Características técnicas del inversor.

Máxima tensión DC de entrada	800 V
Corriente máxima	30 A
Peso	6,5 kg
Dimensiones	255x165x240 mm



Figura D-2. Inversor [241].

D.3. Osciloscopio

El osciloscopio que se ha utilizado ha sido el WaveRunner 104 MXi de la empresa LeCroy. Con un ancho de banda de 1 GHz y una velocidad de muestreo de 10 GS/s (Figura D-3).



Figura D-3. Osciloscopio [242].

D.4. Analizador de armónicos

Para analizar el contenido de armónicos se ha utilizado el Analizador de calidad eléctrica y energía 434- Serie II de la empresa FLUKE (Figura D-4).



Figura D-4. Fluke 434-II [243].

D.5. DSP

El control y la adquisición de datos se han implementado en el procesador de señales digitales (DSP) modelo PX10 Expansion Box de la empresa dSPACE (Figura D-5).



Figura D-5. dSPACE PX10 Expansion Box [244].

D.6. Montaje de laboratorio

En la Figura D-6 se puede apreciar el montaje realizado en el laboratorio para llevar a cabo los experimentos.

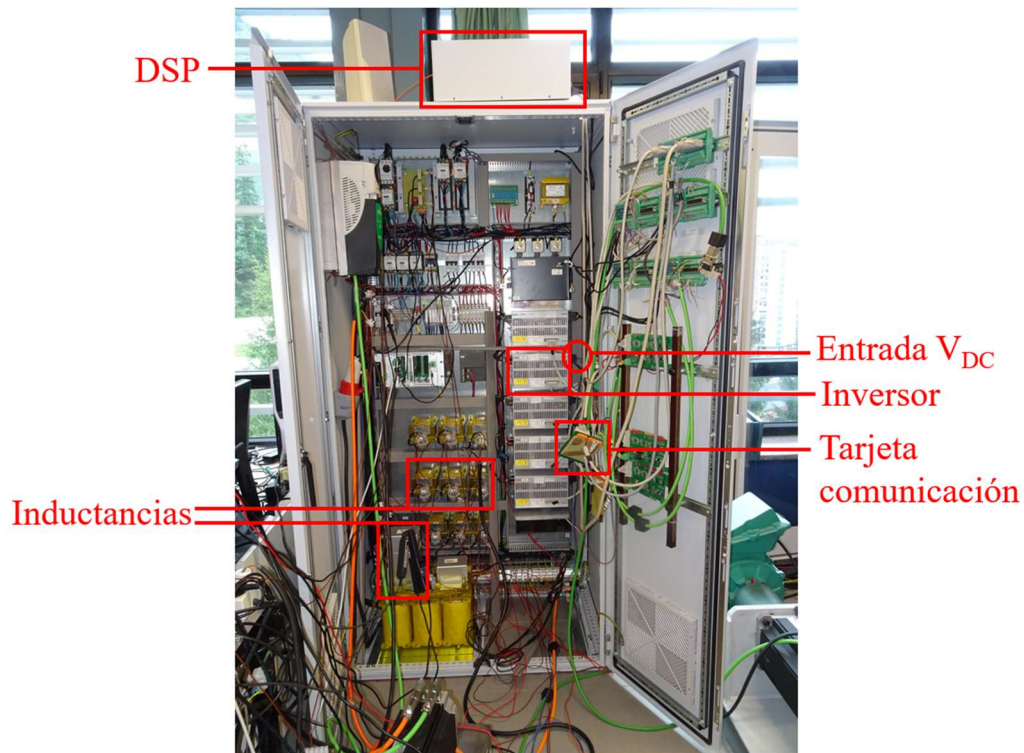


Figura D-6. Montaje del laboratorio.