

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
ESCUELA DE POSGRADO



TESIS:

**“MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE UNA BATERÍA DE LITIO
INDUSTRIAL, PARA ESTIMAR SU COMPORTAMIENTO
ELÉCTRICO DENTRO DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA,
MEDIANTE EL ANÁLISIS DE SU FUNCIONAMIENTO BAJO
CONDICIONES REALES DE OPERACIÓN”**

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN FÍSICA

ELABORADO POR:

VÍCTOR LUIS NAKAMA MARTÍNEZ

ASESOR:

Dr. JORGE NÁJERA ÁLVAREZ

CO-ASESOR:

Dr. MARCOS LAFOZ PASTOR

LIMA-PERÚ

2024

A mis padres, Enrique y Bertha,
así como a mi hermana Patty,
por su apoyo constante para
que pueda realizar de la mejor
manera mi programa de doctorado.

Agradecimientos

A mi asesor, el Dr. Jorge Nájera, investigador del CIEMAT, por transferir parte de sus conocimientos hacia mi persona, lo cual me servirá de mucho en mi vida profesional. Así como también agradecerle el tiempo dedicado para guiarme en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

A mi co-asesor, el Dr. Marcos Lafoz, investigador del CIEMAT, por sus aportes y participación activa durante el desarrollo de la tesis, siendo su experiencia profesional una gran contribución para el presente trabajo de investigación.

Al Dr. Damián Sal y Rosas, por tomarse el tiempo necesario para revisar mi tesis, quien a su vez es el responsable del proyecto: "Soluciones Innovadoras Eco-amigables y Energéticamente Eficientes basadas en paneles solares, baterías y luminaria LED-LiFi para aplicaciones urbanas y/o rurales" (Contrato: 096-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV), dentro del cual se obtuvo el equipamiento necesario para realizar el presente trabajo de investigación.

A Jessica, por una vez más, soportar mis extensos diálogos que giraron alrededor de mi tesis, siempre con su buen humor y tratando de entender mi trabajo para luego aportar al mismo con sus sugerencias más que acertadas.

Al CIEMAT, representado por sus autoridades, investigadores, personal administrativo, técnico y de servicio, por haberme permitido realizar una pasantía en sus instalaciones y hacer de esta una experiencia agradable y muy enriquecedora.

Al programa de Doctorado en Física con énfasis en Ambiente, Energía, Minería y su manufactura, financiado por el CONCYTEC - Banco Mundial, por medio del contrato 05-2018-FONDECYT/BM, a través del cual se me otorgó una beca de estudios para obtener el grado de doctor en física y dentro de la cual se realizó el presente trabajo de investigación.

Índice de contenidos

Agradecimientos	iii
Resumen	xix
Abstract	xxi
Prefacio	xxiii
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. General	4
1.3.2. Específicos	4
1.4. Hipótesis general	5
1.5. Hipótesis específicas	5
1.6. Metodología	6
2. Estado del Arte	9
2.1. Módulos fotovoltaicos	10
2.2. Baterías de litio	12
2.3. Análisis del estado del arte	22

3. Marco Teórico	24
3.1. Módulo fotovoltaico	24
3.1.1. Modelo matemático de una celda solar	24
3.1.2. Grafica de la curva <i>IV</i>	25
3.1.3. Traslación de la curva <i>IV</i>	26
3.2. Batería de litio	28
3.2.1. Modelo dinámico	28
3.2.2. Modelo térmico	29
3.2.3. Modelo de envejecimiento	30
4. La microrred fotovoltaica	33
4.1. Emulador de módulos fotovoltaicos	34
4.1.1. Determinación del punto de trabajo	35
4.2. Controlador de carga	37
4.3. Inversor/cargador	37
4.4. Batería de litio	38
4.5. Gestor de la microrred	39
4.6. Sensor de temperatura ambiente	40
4.7. Sistema de control y registro de datos	41
4.8. Resumen y conclusiones	42
5. Procedimiento experimental	44
5.1. Respuesta dinámica	44

5.1.1.	Curva de voltaje de circuito abierto	44
5.1.2.	Perfiles de carga y descarga con corriente constante	45
5.1.3.	Perfiles de carga y descarga con corriente pulsada	46
5.2.	Respuesta térmica	47
5.2.1.	Variación del voltaje de circuito abierto con respecto de la temperatura	47
5.2.2.	Transitorio de la temperatura	48
5.2.3.	Calibración del sensor de temperatura	50
5.3.	Resumen y conclusiones	50
6.	Desarrollo del modelo dinámico-térmico	52
6.1.	Análisis de los resultados experimentales	52
6.1.1.	Análisis de las curvas de carga y descarga con corriente constante	53
6.1.2.	Análisis de las curvas de carga y descarga con corriente pulsada	54
6.1.3.	Análisis del transitorio de la corriente	57
6.2.	Desarrollo del modelo propuesto	59
6.3.	Primer modelo propuesto	59
6.3.1.	Cálculo de la resistencia total	60
6.3.2.	Cálculo de las constantes de tiempo del transitorio del voltaje	64
6.3.3.	Procesamiento de la señal de corriente	67
6.4.	Segundo modelo propuesto	71
6.4.1.	Parametrización del primer diodo	72
6.4.2.	Parametrización del segundo diodo	74

6.4.3.	Cálculo de las constantes de tiempo del transitorio del voltaje	77
6.4.4.	Cálculo de la resistencia en serie y de polarización	81
6.4.5.	Procesamiento de la señal de corriente	84
6.5.	Comparación de los dos modelos propuestos	87
6.6.	Cálculo de los parámetros térmicos	88
6.6.1.	Cálculo de la constante de tiempo térmica	89
6.6.2.	Cálculo de la resistencia térmica	90
6.7.	Primera validación de los modelos desarrollado	91
6.7.1.	Curvas de carga y descarga con corriente constante	91
6.7.2.	Curvas de carga y descarga con corriente pulsada	92
6.8.	Error en la estimación del voltaje	93
6.9.	Resumen y conclusiones	94
7.	Estimación del envejecimiento de la batería	96
7.1.	Información relevante para la estimación del envejecimiento	96
7.2.	Consideraciones previas	98
7.3.	Cálculo del número máximo de ciclos	98
7.4.	Traslación hacia el DoD_R	101
7.5.	Cálculo del envejecimiento	101
7.6.	Comparación con un modelo existente	107
7.7.	Resumen y conclusiones	108
8.	Caso de estudio	110

8.1. Perfiles de potencia	110
8.1.1. Perfil de producción fotovoltaica	110
8.1.2. Perfil de potencia de consumo	111
8.1.3. Perfil de potencia de la batería	112
8.2. Simulación de la respuesta eléctrica de la batería	113
8.2.1. Simulación del perfil de corriente	113
8.2.2. Simulación del perfil de voltaje	114
8.2.3. Simulación del perfil de potencia	115
8.3. Simulación de la respuesta térmica de la batería	116
8.4. Simulación del envejecimiento de la batería	116
8.5. Resumen y conclusiones	118
9. Conclusiones generales	120
10. Trabajos futuros	123
Bibliografía	124
Anexos	137
A. Suavizado de los parámetros A, B y R_{op}	138
B. Modelamiento de las curvas de carga y descarga a corriente constante	141
C. Matriz de consistencia	146
D. Matriz de operacionalización de variables	147

Índice de figuras

3.1. Modelo simplificado de una celda solar. (Fuente: Elaboración propia)	24
3.2. Modelo equivalente de Thévenin con tres ramas RC . (Fuente: Elaboración propia)	28
3.3. Número de ciclos con respecto al DoD . (Fuente: Power Brick)	31
4.1. Microrred fotovoltaica monofásica instalada. (Fuente: Fotografía propia)	34
4.2. Esquema de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia) . .	34
4.3. Fuente de potencia utilizada como emulador fotovoltaico (Fuente: Keithley) . . .	35
4.4. Emulación del punto de máxima potencia. (Fuente: Elaboración propia)	36
4.5. Controlador de carga (Fuente: Victron)	37
4.6. Inversor/cargador de 3 kVA (Fuente: Victron)	38
4.7. Batería de litio (Fuente: Pylontech)	39
4.8. Gestor de la microrred fotovoltaica (Fuente: Victron)	39
4.9. (a) Sensor DS18B20, (b) placa Arduino Nano y sensor GSP-6 (Fuente: Master- tronic, ElectroPro y Elitech, respectivamente)	40
4.10. Monitoreo de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia) . .	41
4.11. Configuración, control y registro de datos de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia)	41
5.1. Voltaje de circuito abierto de la batería ensayada. (Fuente: Elaboración propia) .	45
5.2. Curvas de carga para diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia)	45
5.3. Curvas de descarga para diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia) . .	46

5.4. Proceso de carga pulsada. (Fuente: Elaboración propia)	46
5.5. Proceso de descarga pulsada. (Fuente: Elaboración propia)	47
5.6. Voltaje de circuito abierto para dos temperaturas diferentes. (Fuente: Elaboración propia)	48
5.7. Banco de pruebas para evaluar el estado transitorio de la temperatura de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	49
5.8. Transitorio de la temperatura interna de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	49
5.9. Curva de calibración del sensor de temperatura. (Fuente: Elaboración propia) . .	50
6.1. Curvas de carga (flechas rojas) y curvas de descarga (flechas moradas). (Fuente: Elaboración propia)	53
6.2. Diagrama esquemático de corriente y voltaje para una prueba HPPC. (Fuente: Yin Jin et al [116])	54
6.3. Respuesta en voltaje y corriente durante un proceso de descarga pulsada, al inicio del pulso (a) y al final del pulso (b). (Fuente: Elaboración propia)	56
6.4. Respuesta en voltaje y corriente durante un proceso de carga pulsada, al inicio del pulso (a) y al final del pulso (b). (Fuente: Elaboración propia)	57
6.5. Variación de τ_I con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	58
6.6. Esquema eléctrico del primer modelo propuesto, las líneas discontinuas encierran los elementos añadidos al modelo equivalente de Thévenin. (Fuente: Elaboración propia)	60
6.7. Resistencia total para las corrientes de carga. (Fuente: Elaboración propia) . . .	61
6.8. Resistencia total para las corrientes de descarga. (Fuente: Elaboración propia) .	61
6.9. Variación de la resistencia total con respecto a la magnitud de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	62

6.10. Variación del parámetro A con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia) . . .	63
6.11. Variación del parámetro B con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia) . . .	64
6.12. Variación del parámetro R_{op} con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia) . . .	64
6.13. Variación de R_o con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	66
6.14. Variación de τ_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	66
6.15. Variación de τ_2 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	67
6.16. Variación de τ_3 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	67
6.17. Diagrama de flujo. (Fuente: Elaboración propia)	69
6.18. Procesamiento de la señal de corriente a la entrada del primer modelo propues- to. (Fuente: Elaboración propia)	70
6.19. Esquema eléctrico del segundo modelo propuesto, las líneas discontinuas en- cierran los elementos añadidos al modelo equivalente de Thévenin. (Fuente: Elaboración propia)	71
6.20. Puntos que se utilizaron para calcular I_{s1} . (Fuente: Elaboración propia)	74
6.21. Valores calculados para I_{s1} . (Fuente: Elaboración propia)	74
6.22. Cálculo de la variación del voltaje debido a la resistencia total de la batería em- pleando un solo diodo. (Fuente: Elaboración propia)	75
6.23. Variación de la resistencia total con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	77
6.24. Valores calculados para I_{s2} . (Fuente: Elaboración propia)	77
6.25. Variación de τ_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	79
6.26. Variación de τ_2 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	80
6.27. Voltaje simulado luego de que la corriente se ha estabilizado en su valor final. (Fuente: Elaboración propia)	80

6.28. Variación de R_o con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	83
6.29. Variación de R_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)	83
6.30. Voltaje simulado durante el estado transitorio. (Fuente: Elaboración propia)	84
6.31. Cambio en el nivel de corriente. (Fuente: Elaboración propia)	85
6.32. Resultado de la discretización parcial de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	86
6.33. Resultado del modelamiento para el proceso de cambio en el nivel de corriente. (Fuente: Elaboración propia)	87
6.34. Comportamiento térmico de la batería de litio durante la etapa de enfriamiento. (Fuente: Elaboración propia)	90
6.35. Curvas de carga a diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia)	91
6.36. Curvas de descarga a diferentes corriente. (Fuente: Elaboración propia)	92
6.37. Curva de carga con una corriente pulsada. (Fuente: Elaboración propia)	92
6.38. Curva de descarga con una corriente pulsada. (Fuente: Elaboración propia)	93
7.1. Ciclos de vida vs DoD a diferentes temperaturas. (Fuente: Kaise)	97
7.2. Curvas de descarga a diferentes corrientes. (Fuente: Kaise)	97
7.3. Número máximo de ciclos con respecto al DoD y a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)	99
7.4. Variación de u_o con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)	99
7.5. Variación de u_1 con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)	100
7.6. Variación de u_2 con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)	100
7.7. Capacidad de la batería en relación a la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	100
7.8. Estimación del factor H para $T_a = 298,15 K$. (Fuente: Elaboración propia)	104

7.9. Estimación del factor H para $T_a = 308,15 K$. (Fuente: Elaboración propia)	104
7.10. Estimación del factor H para $T_a = 318,15 K$. (Fuente: Elaboración propia)	105
7.11. Dependencia de H con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)	105
7.12. Amperios-hora para $T = 298,15K$. (Fuente: Elaboración propia)	106
7.13. Amperios-hora para $T = 308,15K$. (Fuente: Elaboración propia)	106
7.14. Amperios-hora para $T = 318,15K$. (Fuente: Elaboración propia)	106
7.15. Número máximo de amperios-hora extraídos. (Fuente: Elaboración propia)	107
8.1. Perfil de producción fotovoltaica. (Fuente: Elaboración propia)	111
8.2. Perfil de consumo. (Fuente: Elaboración propia)	111
8.3. Perfil de potencia de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	112
8.4. Corriente simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	113
8.5. Voltaje simulado y medido de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	114
8.6. Potencia simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	115
8.7. Temperatura interna simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)	116
8.8. Pérdida de capacidad de la batería durante un día de ensayo. (Fuente: Elaboración propia)	117
8.9. Pérdida de capacidad de la batería hasta el final de su vida útil. (Fuente: Elaboración propia)	118
A.1. Suavizado del parámetro A para el proceso de carga.	138
A.2. Suavizado del parámetro A para el proceso de descarga.	138
A.3. Suavizado del parámetro B para el proceso de carga.	139
A.4. Suavizado del parámetro B para el proceso de descarga.	139

A.5. Suavizado del parámetro R_{op} para el proceso de carga.	140
A.6. Suavizado del parámetro R_{op} para el proceso de descarga.	140
B.1. Curva de carga de la batería para una corriente de 5 A.	141
B.2. Curva de carga de la batería para una corriente de 10 A.	141
B.3. Curva de carga de la batería para una corriente de 15 A.	142
B.4. Curva de carga de la batería para una corriente de 20 A.	142
B.5. Curva de carga de la batería para una corriente de 27 A.	143
B.6. Curva de descarga de la batería para una corriente de 5 A.	143
B.7. Curva de descarga de la batería para una corriente de 10 A.	144
B.8. Curva de descarga de la batería para una corriente de 15 A.	144
B.9. Curva de descarga de la batería para una corriente de 20 A.	145
B.10. Curva de descarga de la batería para una corriente de 28 A.	145

Lista de símbolos

$A(SoC)$: Valor máximo de R_L para un SoC dado (Ω).
AC	: Corriente alterna (Alternating Current).
α	: Coeficiente de temperatura para I_{sc} ($\%/^{\circ}C$).
Ah_{cic}	: Amperios-hora de ciclado reales (Ah).
$Ah_{cic,eq}$: Amperios-hora de ciclado equivalentes al DoD_R (Ah).
$Ah_{cic,tot}$: Amperios-hora totales perdidos durante el ciclado (Ah).
$Ah_{es,tot}$: Amperios-hora totales perdidos durante el tiempo que tardó el ciclado (Ah).
Ah_{max}	: Amperios-hora máximos que pueden atravesar la batería (Ah).
$B(SoC)$: Corriente a la cual R_L alcanza el 37% de su valor máximo para un SoC dado (A).
BMS	: Sistema de gestión de la batería (Battery Management System).
β	: Coeficiente de temperatura para V_{oc} ($\%/^{\circ}C$).
C_1	: Capacitancia de la rama RC_1 (F).
C_2	: Capacitancia de la rama RC_2 (F).
C_3	: Capacitancia de la rama RC_3 (F).
d_{actual}	: Amperios-hora reales durante el proceso de descarga (Ah).
D_{c1}	: Primer diodo para el proceso de carga.
D_{c2}	: Segundo diodo para el proceso de carga.
D_{d1}	: Primer diodo para el proceso de descarga.
D_{d2}	: Segundo diodo para el proceso de descarga.
d_{eff}	: Amperios-hora efectivos durante el proceso de descarga (Ah).
DC	: Corriente continua (Direct Current).
DoD	: Profundidad de descarga (Deep of Discharge).
DoD_A	: Profundidad de descarga real (%).
DoD_R	: Profundidad de descarga de referencia (%).
E	: Constante empírica (K).
G	: Irradiancia (W/m^2).
G_{NOCT}	: Irradiancia a NOCT ($800 W/m^2$).
G_{STC}	: Irradiancia a STC ($1000 W/m^2$).
γ	: Coeficiente de temperatura para P_{mpp} ($\%/^{\circ}C$).
Γ_R	: Carga total de referencia (Ah).
HPPC	: Caracterización de potencia de pulso híbrido (Hybrid Pulse Power Characterization).

I_b	: Corriente a través de la batería (A).
I_{bo}	: Corriente de la batería al inicio del estado transitorio (A).
I_{bf}	: Corriente final o deseada de la batería (A).
I_D	: Corriente a través del diodo (A).
I_{ph}	: Corriente fotogenerada (A).
I_{pv}	: Corriente de salida de la celda fotovoltaica (A).
I_{mpp}	: Corriente en el punto de potencia máxima (A).
$I_{mpp,STC}$: Corriente en el punto de máxima potencia a STC (A).
I_R	: Corriente de referencia dada por el fabricante (A).
I_s	: Corriente de saturación inversa del diodo (A).
I_{s1}	: Corriente de saturación inversa del primer diodo (A).
I_{s2}	: Corriente de saturación inversa del segundo diodo (A).
I_{sc}	: Corriente de cortocircuito (A).
$I_{sc,STC}$: Corriente de cortocircuito a STC (A).
k	: Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).
L	: Número de ciclos reales (-).
L_R	: Número de ciclos de referencia (-).
L_v	: Tiempo de vida (años).
m	: Factor de idealidad del diodo, entre 1 y 2.
MPPT	: Seguidor de punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker).
n	: Número de ciclos en el periodo T_{ev} (-).
NOCT	: Temperatura nominal de operación de la celda solar (Nominal Operating Cell Temperature)
P_{loss}	: Potencia perdida en forma de calor al interior de la batería (W).
$P_{loss}(s)$: Transformada de Laplace del calor generado al interior de la batería (W).
P_{mpp}	: Potencia máxima (W).
$P_{mpp,STC}$: Potencia máxima a STC (W).
q	: Carga del electrón ($1,6021 \times 10^{-19} \text{ C}$).
Q_A	: Capacidad real a la corriente de trabajo (Ah).
Q_R	: Capacidad a la corriente de referencia (Ah).
Q_s	: Porcentaje de capacidad perdida (%).
RC	: Resistencia-Capacitor.
RL	: Resistencia-Inductor.
R_L	: Resistencia de la rama RL (Ω).

R_o	: Resistencia ohmica (Ω).
$R_{op}(SoC)$: Suma de R_o , R_1 , R_2 y R_3 para un SoC dado (Ω).
R_{pol}	: Resistencia de polarización de cada rama RC (Ω).
R_s	: Resistencia en serie (Ω).
R_T	: Resistencia total de la batería (Ω).
$R_T(I_b, SoC)$: Resistencia total para una corriente y SoC dados (Ω).
R_{th}	: Resistencia térmica de la batería ($^{\circ}C/W$).
R_1	: Resistencia de polarización de la rama RC_1 (Ω).
R_2	: Resistencia de polarización de la rama RC_2 (Ω).
R_3	: Resistencia de polarización de la rama RC_3 (Ω).
SoC	: Estado de carga (State of Charge).
SoH	: Estado de salud (State of Health).
STC	: Condiciones estándar de medida (Standard Test Conditions).
t	: Tiempo (s o $día$).
t_{eq}	: Tiempo equivalente a un proceso bajo el DoD_R ($hora$).
t_r	: tiempo de referencia (s).
t_{real}	: Tiempo medido real ($hora$).
T_a	: Temperatura ambiente ($^{\circ}C$ o K).
$T_{a,NOCT}$: Temperatura ambiente a NOCT ($^{\circ}C$).
$T_a(s)$: Transformada de Laplace de la temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
T_b	: Temperatura interna de la batería (K).
T_c	: Temperatura de la celda solar (K).
$T_{c,STC}$: Temperatura de la célula a STC ($^{\circ}C$).
T_{ev}	: Periodo de evaluación ($años$).
T_o	: Temperatura interna inicial de la batería (K).
T_{ref}	: Temperatura de referencia la interior de la batería (K).
τ_I	: Constante de tiempo para el transitorio de la corriente (s).
τ_c	: Constante de tiempo térmica de la batería (s).
τ_1	: Constante de tiempo de la rama RC_1 (s).
τ_2	: Constante de tiempo de la rama RC_2 (s).
τ_3	: Constante de tiempo de la rama RC_3 (s).
u_o, u_1, u_2	: Parámetros empíricos ($-$).
U_b	: Voltaje de salida de la batería (V).

U_i	:	Voltaje en cada rama RC al inicio del estado transitorio (V).
U_o	:	Voltaje de la batería al inicio del estado transitorio (V).
U_{oc}	:	Voltaje de circuito abierto de la batería.
$U_{oc,ref}$:	Voltaje de circuito abierto a la temperatura de referencia (V).
U_r	:	Voltaje de referencia (V).
U_1	:	Voltaje de la rama RC_1 (V).
U_{10}	:	Voltaje inicial de la rama RC_1 (V).
U_2	:	Voltaje de la rama RC_2 (V).
U_{20}	:	Voltaje inicial de la rama RC_2 (V).
U_3	:	Voltaje de la rama RC_3 (V).
U_{30}	:	Voltaje inicial de la rama RC_3 (V).
V_d	:	Voltaje del diodo (V).
V_D	:	Voltaje total en los diodos ($V_{D1} + V_{D2}$) (V).
V_{Df}	:	Voltaje total en los diodos a la corriente final (V).
V_{D1}	:	Voltaje en el primer diodo (V).
V_{D2}	:	Voltaje en el segundo diodo (V).
V_{mpp}	:	Voltaje en el punto de potencia máxima (V).
$V_{mpp,STC}$:	Voltaje en el punto de máxima potencia a STC (V).
V_{oc}	:	Voltaje de circuito abierto (V).
$V_{oc,STC}$:	Voltaje a circuito abierto a STC (V).
V_{pv}	:	Voltaje de salida de la celda fotovoltaica (V).
V_t	:	Voltaje térmico (V).
z	:	Constante adimensional generalmente igual a 0.5 ($-$).

Resumen

En el presente trabajo de investigación se proponen dos modelos matemáticos capaces de simular de una manera adecuada y con un sentido físico correcto, la respuesta dinámica y térmica de una batería de litio industrial cuando esta se encuentra integrada en una microrred fotovoltaica. Debido a la integración de la batería de litio en la microrred fotovoltaica, el comportamiento eléctrico que se observa de la misma no se debe solamente a la batería como elemento electroquímico, sino que también representa el sistema de potencia que lo conecta con la microrred, el control y la instrumentación. Los modelos desarrollados parten de un modelo conocido, el cual es modificado para integrar en este, los efectos que generan los componentes de la microrred sobre el comportamiento eléctrico de la batería, teniendo una mayor influencia el efecto del inversor/cargador. En ese sentido, el desarrollo de estos nuevos modelos conlleva a desarrollar un método propio de parametrización para cada uno de ellos, para lo cual se identifican una serie de ensayos a realizarse, así como el correspondiente tratamiento de datos, con la finalidad de estimar los parámetros requeridos. Asimismo, se propone un modelo de envejecimiento para estimar la degradación de la batería partiendo de la información disponible en las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes.

Los modelos desarrollados para representar el comportamiento dinámico-térmico de la batería de litio, son modelos sencillos, basados en un modelo de circuito equivalente, lo que implica varias ventajas con respecto a otros modelos de la literatura, donde se puede destacar una parametrización más directa (menor número de parámetros y más fáciles de obtener que en otro tipo de modelos), un menor tiempo de computación debido a las expresiones matemáticas que modelan los diferentes comportamientos de la batería, mayor facilidad y aplicabilidad del modelo, y todo ello manteniendo un error muy razonable. Por otro lado, el modelo propuesto para la estimación del envejecimiento de la batería de litio, se basa en la cantidad de carga eléctrica y el número de ciclos que es capaz de entregar dicha batería a una determinada corriente y temperatura ambiente de trabajo, lo cual es información que generalmente se encuentra disponible en las fichas técnicas de los fabricantes. Así, con dicha información, se pueden estimar el envejecimiento estacionario y el envejecimiento por ciclado, que ocurren bajo unas determinadas condiciones de trabajo.

Este trabajo inicia con el estudio del comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico y de una batería de litio, así como de los factores que afectan el desempeño de cada uno de ellos.

El estudio de un sistema de almacenamiento completo basado en baterías de litio ha servido para determinar una serie de ensayos de laboratorio que permiten parametrizar el modelo de la batería. Por otro lado, el estudio del comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico ha servido para implementar un emulador de módulos fotovoltaicos y que de esta manera se pueda controlar el perfil de producción fotovoltaica, lo cual generará una respuesta en potencia por parte de la batería, ya que en una microrred el generador fotovoltaico (emulador para este caso) y el banco de baterías, trabajan en conjunto para poder satisfacer la demanda de energía requerida por dicha microrred.

Para este trabajo se ha puesto en marcha, programado y utilizado una microrred fotovoltaica con capacidad de conectarse a la red eléctrica en algún momento, con la finalidad de someter a la batería de litio a un entorno de trabajo muy próximo a la realidad. El proceso de carga de la batería de litio se realiza mediante la energía entregada por los módulos fotovoltaicos y si esta fuese insuficiente, recibe energía proveniente de la red eléctrica. Asimismo, para validar el modelo dinámico-térmico desarrollado en el presente trabajo de investigación, se ha establecido la presencia de una carga de consumo ficticia, que consiste en la implementación de un perfil de consumo basado en datos recopilados de publicaciones previas donde se han medido consumos domésticos, lo cual permite realizar un proceso programado de inyección de energía a la red eléctrica, donde la prioridad es el uso de la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos, y de ser necesario, se emplea la energía almacenada en la batería de litio para poder satisfacer la demanda de energía. En otras palabras, la microrred fotovoltaica trabaja como si entregase energía a una carga de consumo, pero como esta no existe (ficticia), lo que en realidad hace es inyectar energía a la red eléctrica de una manera controlada y programada siguiendo lo indicado por un perfil de consumo establecido y debido a que la cantidad de energía que entrega la microrred es muy inferior al consumo real de la red a la cual se conecta, se asegura que siempre se pueda inyectar energía a la misma.

Abstract

In the present research work, two mathematical models are proposed capable of simulating in an adequate way and with a correct physical sense, the dynamic and thermal behavior of an industrial lithium battery when it is part of a photovoltaic microgrid. Due to the integration of the lithium battery in the photovoltaic microgrid, the electrical behavior observed is not only due to the battery as an electrochemical element, but also represents the power system that connects it to the microgrid, the control and instrumentation. The developed models are based on a known model, which is modified to integrate into it the effects generated by the components of the microgrid on the electrical behavior of the battery, with the effect of the inverter/charger having a greater influence. In this sense, the development of these new models entails developing its own parameterization method for each of them, for which a series of tests to be carried out are identified, as well as the corresponding data processing, with the purpose of estimating the required parameters. Likewise, an aging model is proposed to estimate battery degradation based on the information available in the datasheets provided by the manufacturers.

The models developed to represent the dynamic-thermal behavior of the lithium battery are simple models, based on an equivalent circuit model, which implies several advantages over other models in the literature, where a more direct parameterization can be highlighted. (fewer number of parameters and easier to obtain than in other types of models), less computing time due to the mathematical expressions that model the different behaviors of the battery, greater ease and applicability of the models, and all this while maintaining an error level very reasonable. On the other hand, the model proposed for estimating the aging of the lithium battery is based on the amount of electrical charge and the number of cycles that the battery is capable of delivering at a certain current and ambient temperature, which is information that is generally available in the datasheets of the manufacturers. Thus, with this information, stationary aging and cycling aging, which occur under certain working conditions, can be estimated.

This work begins with the study of the electrical behavior of a photovoltaic module and a lithium battery, as well as the factors that affect the performance of each of them. The study of a complete storage system based on lithium batteries has served to determine a series of laboratory tests that allow the battery model to be parameterized. On the other hand, the study of the electrical behavior of a photovoltaic module has served to implement a photovoltaic module emulator and in this way the photovoltaic production profile can be controlled, which

will generate a power response from the battery, since that in a microgrid the photovoltaic generator (emulator in this case) and the battery bank work together to satisfy the energy demand required by the microgrid.

For this work, a photovoltaic microgrid with the capacity to connect to the electrical grid has been launched, programmed and used, with the aim of subjecting the lithium battery to a work environment very close to reality. The charging process of the lithium battery is carried out using the energy delivered by the photovoltaic modules and if this is insufficient, it receives energy from the electrical grid. Likewise, to validate the dynamic-thermal model developed in this research work, the presence of a fictitious consumption load has been established, which consists of the implementation of a consumption profile based on data collected from previous publications where domestic consumption been measured, which allows a scheduled process of energy injection into the electrical grid, where the priority is the use of the energy from the photovoltaic modules, and if necessary, the energy stored in the lithium battery is used to be able to satisfy the energy demand. In other words, the photovoltaic microgrid works as if it were delivering energy to a consumption load, but since this does not exist (fictitious), what it actually does is inject energy into the electrical grid in a controlled and programmed manner following what is indicated by a established consumption profile and because the amount of energy delivered by the microgrid is much lower than the real consumption of the network to which it is connected, it is ensured that energy can always be injected into it.

Prefacio

Durante del septuagésimo período de sesiones de la Asamblea General de las Naciones Unidas, se aprobaron 17 objetivos para el desarrollo sostenible¹, siendo el séptimo de estos el “*Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos*”, para lo cual, se estableció como una de las metas a cumplir “*de aquí al 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas*”. Una de las acciones para alcanzar dicha meta es el aumento de la penetración de las energías renovables en las redes eléctricas, lo cual a su vez incluye la necesidad de acompañarlas de un sistema de almacenamiento para garantizar la flexibilidad de los sistemas de potencia y su estabilidad.

La naturaleza variable de la producción de energía a través de fuentes renovables, es uno de los problemas que limita el crecimiento de la penetración de las energías renovables en la red eléctrica. En ese sentido, el incremento de la capacidad de almacenamiento de energía, mejorará la flexibilidad de los sistemas basados en energías renovables porque aumentará el alineamiento entre la variabilidad de las energías renovables y la demanda [1], lo que a su vez favorecerá la integración de los sistemas de energías renovables a las otras fuentes de energía.

El incremento de la necesidad de aumentar la flexibilidad de los sistemas de energías renovables, junto con la constante reducción en los precios de las baterías, hacen de estas una buena opción para emplearlas en un sistema de almacenamiento de energía [2]. Asimismo, el nivel de madurez tecnológica, su grado de escalabilidad y el empuje que están teniendo de la mano con el desarrollo de los vehículos eléctricos, hacen que las baterías tengan un mayor despliegue en el mercado, siendo el uso de las baterías de litio una tendencia a nivel mundial, debido a sus ventajas frente a otras tecnologías existentes de baterías recargables de alta calidad, tales como [3]: una alta densidad de energía, son adecuadas para aplicaciones de alta potencia, son de muy bajo mantenimiento y no requieren ser ecualizadas, no tienen efecto memoria, tienen una baja tasa de autodescarga y no contienen elementos tóxicos como el Plomo o Cadmio.

De acuerdo a lo descrito hasta ahora, se puede afirmar que un correcto análisis del des-

¹Resolución A/RES/70/1 de la Asamblea General de las Naciones Unidas, de 21 de octubre de 2015

empeño eléctrico de una batería litio durante su tiempo de vida útil, ayudará a mejorar las estimaciones técnicas y económicas que implican el implementar un sistema de almacenamiento conformado por baterías de esta tecnología, lo que a su vez contribuirá a la penetración de los sistemas de energías renovables en la red eléctrica.

Por otro lado, la importancia de desarrollar un buen modelo matemático para una batería de litio, radica en que permite evaluar su comportamiento eléctrico bajo diferentes condiciones de operación y además, permite dimensionar un sistema de almacenamiento basado en baterías de litio, partiendo de un perfil de funcionamiento esperado para una aplicación determinada.

Capítulo 1

Introducción

El estudio de los factores que influyen en el desempeño eléctrico de una batería de litio es un tema de interés que viene captando la atención de muchos investigadores, debido a que un correcto análisis de estos puede ayudar a predecir el tiempo de vida útil de la batería de litio, así como sus condiciones de operación más favorables, con las consecuentes ventajas de ello.

Los modelos matemáticos existentes para el análisis de las baterías de litio han sido desarrollados a través del estudio de una sola celda o teniendo acceso a cada una de las celdas que conforman un paquete de estas, a partir de lo cual se simula una batería industrial, luego se estima la respuesta eléctrica de cada celda y se modela el conjunto utilizando, por ejemplo, una celda representativa [4], aunque en la mayoría de los casos lo que se estudia es el comportamiento térmico del paquete de celdas.

En el presente trabajo de investigación se estudia el desempeño eléctrico de una batería de litio industrial integrada a una microrred fotovoltaica, considerando además el sistema de potencia que la integra con la red, su control y monitorización, así como su régimen de trabajo (modelo dinámico), temperatura interior (modelo térmico) y la pérdida de capacidad durante su funcionamiento (modelo de envejecimiento). En el laboratorio del Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER-UNI), se dispone de una microrred fotovoltaica y de una batería de litio industrial, sin embargo, no se tiene acceso a los componentes internos de la batería, tales como celdas, sensores, reguladores de carga, filtros, etc. cuya sensibilidad y precisión afectan el desempeño de esta y que habitualmente no son considerados por los modelos matemáticos existentes para baterías, tal y como se puede observar en los modelos descritos en [5]. En ese sentido, se estudia la batería de litio industrial como si fuese un solo elemento, modificando un modelo matemático ya existente para baterías de litio de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio, lo cual incluye la influencia que tienen los componentes de la microrred sobre la respuesta eléctrica de la batería, en especial del inversor/cargador, esto se hace con la finalidad de lograr una mejor estimación o modelamiento del desempeño eléctrico de las baterías.

También se han desarrollado dos métodos para el procesamiento de la señal de corriente que tienen en cuenta el ruido producido por los convertidores DC/DC que afectan la respuesta en corriente de la batería de litio, con lo cual se obtiene un mejor modelamiento de la respuesta en voltaje, y en consecuencia, un mejor modelamiento del comportamiento térmico.

1.1. Planteamiento del problema

El modelamiento matemático de la respuesta eléctrica de una batería de litio industrial, cuando esta se encuentra integrada a una microrred fotovoltaica, implica el modelamiento de todos los componentes internos de la batería (sensores, sistema de control, etc.), así como de los elementos de la microrred, los cuales pueden afectar la forma en que la batería responde ante un determinado requerimiento de energía. Este hecho conlleva a plantear un modelo matemático para la microrred entera o la mayor parte de ella, lo cual trae consigo muchos elementos y parámetros a determinar, así como un elevado coste computacional, lo cual lo hace inadecuado para la mayoría de aplicaciones prácticas, donde lo que se busca es un menor tiempo de procesamiento y ahorro de memoria (del procesador), como por ejemplo, en los sistemas de monitoreo a tiempo real, sistemas embebidos, etc. En ese sentido, se encuentra la necesidad de desarrollar un modelo matemático sencillo, con un coste computacional bajo y que represente de una manera adecuada el comportamiento eléctrico de la batería, así como los efectos que sobre esta genera toda la instrumentación con la que interactúa. Esto implica además, establecer un método propio para la estimación del valor de los parámetros del modelo desarrollado.

Haciendo referencia solo al modelamiento de las baterías de litio, en la literatura existente se pueden encontrar modelos con procedimientos muy complejos y con un coste computacional muy alto, pero con una gran exactitud entre los valores simulados y los medidos, asimismo, también se pueden encontrar modelos con procedimientos sencillos, como el utilizado en [6] y [7], con un coste computacional bajo, pero con una menor exactitud. Los modelos sencillos, a pesar de su menor exactitud, tienen mayores aplicaciones que los modelos complejos, debido a que pueden ser utilizados, por ejemplo, en sistemas embebidos, donde la capacidad de procesamiento y de memoria es limitada. En ese sentido, el presente trabajo de investigación opta por mejorar un modelo sencillo ya existente, al cual se le incluyen los efectos que la instrumentación de la microrred genera sobre la respuesta eléctrica de la batería, con la finalidad

de aumentar su exactitud, pero sin elevar de manera significativa el coste computacional.

Por otro lado, la parametrización de los modelos matemáticos existentes que estiman el envejecimiento de las baterías, pasa por una serie de ensayos que degradan la misma, lo cual no es conveniente desde el punto de vista económico, ya que las baterías de litio de uso industrial tienen un precio elevado, en ese sentido, se hace necesario desarrollar un modelo de envejecimiento de la batería que se pueda parametrizar con la información disponible en las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes, para que de esta manera se evite degradar las baterías hasta un punto en donde no sean adecuadas para futuras investigaciones, un ejemplo de esto se puede encontrar en [8]. Cabe mencionar que los ensayos de envejecimiento se realizan sobre varias baterías del mismo tipo sometidas a diferentes condiciones de trabajo (corriente, temperatura ambiente, estado de carga, etc.), hasta llegar aun nivel de degradación medible o al final de su vida útil, por esta razón, realizar ensayos de envejecimiento requiere de un presupuesto muy elevado, si se desea realizar utilizando baterías de litio industriales.

1.2. Justificación

Una estimación adecuada del funcionamiento de una microrred fotovoltaica, lo cual incluye a todos sus componentes, hará que se promueva su uso, debido a que aumentará el nivel de confianza para invertir en este tipo de sistemas. Entre todos los equipos que componen una microrred fotovoltaica, la batería es el elemento que más atención merece, ya que es el que sufre un mayor deterioro durante el funcionamiento de la microrred. Por lo tanto, es de suma importancia lograr una buena estimación de su comportamiento eléctrico cuando funciona bajo un determinado régimen de trabajo. En ese sentido, la elección del modelo matemático adecuado para tal fin es esencial para el objetivo planteado. Sin embargo, desde el punto de vista dinámico y térmico, no existen modelos en la literatura que representen fielmente el comportamiento eléctrico de una batería de litio industrial, ya que sólo suelen haber modelos a nivel de celda, lo que hace que surja la necesidad de desarrollar un modelo matemático que subsane esta carencia.

Asimismo, la respuesta térmica de la batería es una consecuencia de su comportamiento dinámico, es decir, de su regimen de trabajo, en consecuencia, un buen modelamiento dinámico de la batería de litio ayudará a establecer un buen modelamiento térmico y viceversa, ya

que la temperatura de la batería también afecta su respuesta dinámica.

Así también, el desarrollar un modelo matemático para una batería de litio que incluya los efectos que tiene la microrred fotovoltaica sobre la misma, sin la necesidad de modelar los demás componentes, disminuirá en gran medida la complejidad de los cálculos y, por lo tanto, el tiempo de procesamiento de la información, lo cual hará que este modelo pueda ser implementado en muchas aplicaciones donde se tienen recursos computacionales limitados. De igual manera, al ser un modelo sencillo, es fácil de comprender y, en consecuencia, podrá ser utilizado por aquellos investigadores que están interesados en el estudio de las baterías de litio, pero que tiene pocos conocimientos sobre la electrónica que envuelve este tipo de sistemas. Además, si bien en el presente trabajo de investigación, en entorno bajo el cual funciona la batería es una microrred fotovoltaica, un procedimiento similar se puede emplear para analizar el comportamiento de la batería bajo un entorno diferente como, por ejemplo, dentro de un vehículo eléctrico.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

- Desarrollar un modelo matemático sencillo y con un coste computacional bajo, que represente de manera fiable y con un correcto sentido físico, el comportamiento dinámico-térmico de una batería de litio industrial integrada a una microrred fotovoltaica, incluida la instrumentación, el sistema de control y el sistema de potencia que la conecta a la microrred.

1.3.2. Específicos

- Instalar una microrred fotovoltaica, reemplazando el generador fotovoltaico con un emulador (fuente de potencia) para poder establecer un perfil controlado de producción fotovoltaica. Asimismo, desarrollar el software de monitoreo y control para la microrred.
- Realizar ensayos experimentales sobre la microrred instalada con la finalidad de observar el comportamiento eléctrico de la batería de litio y en base a esto desarrollar un modelo

dinámico-térmico para la batería, donde se tome en cuenta los conceptos teóricos y los datos experimentales obtenidos.

- Desarrollar los procedimientos respectivos para poder estimar los parámetros del modelo dinámico-térmico desarrollado para la batería de litio.
- Desarrollar un método de suavizado para el ruido que se genera en la señal de corriente de la batería de litio.
- Mediante la revisión de la información disponible en las fichas técnicas de las baterías de litio, proponer un modelo matemático que estime el envejecimiento de las mismas.
- Validar el modelo dinámico-térmico desarrollado para la batería de litio haciendo funcionar la microrred bajo unos perfiles determinados de producción fotovoltaica y de consumo, a fin de comparar los datos medidos sobre la respuesta eléctrica de la batería con los valores estimados utilizando el modelo desarrollado.

1.4. Hipótesis general

Modificando el modelo básico para una batería de litio a partir de su equivalente de Thévenin, se puede conseguir un modelo matemático que represente de una manera adecuada el comportamiento dinámico-térmico de una batería de litio cuando esta se encuentra integrada a una microrred fotovoltaica, incluyendo todos sus elementos de potencia y auxiliares, que sea parametrizable y con un sentido físico correcto, lo cual hará que se pueda estimar el comportamiento eléctrico de la batería sin aumentar de manera significativa el coste computacional.

1.5. Hipótesis específicas

- a) Añadir una resistencia adicional al circuito equivalente de Thévenin hará que los niveles de voltaje simulados se acerquen más a los datos experimentales. Asimismo, añadir un inductor hará que se modele mejor el estado transitorio de la batería.
- b) Integrando dos pares de diodos (un par para el proceso de carga y otro par para el proceso de descarga) al circuito equivalente de Thévenin hará que mejore la exactitud de

los valores simulados para el voltaje, con respecto a los datos experimentales. Asimismo, integrar un capacitor mejorará el modelamiento del estado transitorio de la batería.

1.6. Metodología

El presente trabajo de investigación fue desarrollado siguiendo los pasos descritos a continuación:

- **Búsqueda bibliográfica** .- Se empezó con una revisión bibliográfica acerca de los trabajos que estudian el comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos y en especial de las baterías de litio, así como de los factores que influyen en el desempeño de estos. Luego se procedió a elegir los modelos matemáticos más adecuados para los objetivos del presente trabajo de investigación.
- **Implementación de un emulador de módulos fotovoltaicos** .- Con la finalidad de trabajar con un perfil de producción fotovoltaica controlado y que no varíe durante los ensayos, se implementó un emulador de módulos fotovoltaicos, el cual consiste en una fuente de potencia, cuya potencia de salida corresponde a un módulo fotovoltaico real. La ventaja de usar un emulador es que la potencia producida por este, no se ve afectada por las condiciones meteorológicas, lo que sí sucedería con un módulo fotovoltaico real. De este modo se pudo trabajar con el mismo perfil de producción fotovoltaica diaria durante todos los meses de ensayo, lo cual hizo más fácil analizar la respuesta eléctrica de la batería de litio, ya que la producción de energía de esta es una respuesta a la generación fotovoltaica y a la demanda de consumo.
- **Instalación de una microrred fotovoltaica** .- La microrred fotovoltaica sirve para establecer un ambiente de trabajo real sobre la batería de litio industrial y está compuesta por un sistema de generación (módulos o emulador fotovoltaico), un sistema de almacenamiento (batería de litio) y un sistema de distribución o inyección de energía (convertidor de potencia actuando en modo DC/AC). La microrred fotovoltaica instalada también es capaz de recibir energía desde la red eléctrica para cargar las baterías (convertidor de potencia actuando en modo AC/DC) en caso la producción fotovoltaica fuese insuficiente para ello. Por otro lado, se estableció la presencia de una carga de consumo ficticia, que consiste en la inyección controlada de energía hacia la red eléctrica, simulando una

demanda de energía de acuerdo a un perfil de consumo basado en datos recopilados de publicaciones previas donde se han medido consumos domésticos.

- **Desarrollo del software de monitoreo y control de la microrred fotovoltaica** .- La microrred fotovoltaica trabaja en respuesta a un determinado perfil de consumo y producción fotovoltaica, los cuales son ingresados al sistema mediante un software diseñado para tal fin. El emulador fotovoltaico genera una salida en potencia similar a la de un módulo fotovoltaico trabajando bajo unos perfiles de irradiancia y temperatura ambiente medidos para un día determinado. Con la energía proveniente del emulador se intenta satisfacer la demanda de energía requerida por la carga de consumo ficticia y el excedente se utiliza para cargar las baterías. En los momentos en que la producción fotovoltaica es insuficiente para satisfacer el requerimiento de energía, la batería entrega la energía faltante. Al final del día la batería termina descargada y por tanto, durante la madrugada esta es cargada a la menor corriente posible para empezar el día de trabajo a un nivel de carga del 80%. El software desarrollado registra información sobre la respuesta eléctrica de todos los dispositivos que componen la microrred fotovoltaica (emulador, batería, controlador de carga y convertidor de potencia) y establece los parámetros de seguridad para el funcionamiento de la misma.
- **Desarrollo de un método de suavizado de la señal de corriente** .- Uno de los problemas que se detectó al momento de realizar las simulaciones, es que la batería presentaba una oscilación significativa en su respuesta en corriente, el cual es un dato de entrada para los modelos dinámico-térmico desarrollados, por lo tanto, se tuvo que desarrollar un método que pudiera reproducir el comportamiento de la señal de corriente atenuando el ruido de la misma, debido a que los algoritmos existentes para el suavizado de una señal, no producían los resultados esperados.
- **Desarrollo de dos modelos dinámico-térmico para la batería de litio industrial** .- Analizando los datos experimentales de la respuesta dinámica y térmica de la batería de litio, se pudo determinar que los modelos matemáticos existentes no eran capaces de reproducir de una manera adecuada el comportamiento eléctrico de la batería bajo ensayo, por lo tanto, se debía modificar algún modelo existente para adecuarlo al comportamiento observado, ya que era evidente que existían fenómenos físicos adicionales que no estaban siendo modelados. En ese sentido, finalmente se proponen dos modelos matemáticos para modelar el comportamiento eléctrico de la batería de litio integrada a

la microrred fotovoltaica, donde cada uno tiene sus propias ventajas y desventajas.

- **Estimación de los parámetros de los modelos dinámico-térmico de la batería de litio** .- Para hallar los parámetros de los modelos dinámicos desarrollados se realizaron una serie de ensayos que consistieron en procesos de carga y descarga de la batería de litio realizados a una corriente constante a diferentes magnitudes. También se realizaron procesos de carga y descarga mediante una corriente pulsada. Para el caso del modelo térmico, un ensayo realizado fue el calentar la batería hasta unos 40 °C, aproximadamente, para luego dejarla enfriar. Asimismo, se analizó la respuesta térmica de la batería durante su funcionamiento dentro de la microrred.
- **Estimación del envejecimiento de la batería de litio** .- Luego de realizar una revisión sobre la información que comparten los fabricantes de baterías en las fichas técnicas, se propone un modelo matemático para la estimación del envejecimiento de la batería bajo ensayo, el cual se basa en uno ya existente y que se puede parametrizar a partir de la información disponible sobre la cantidad de carga eléctrica y el número de ciclos que es capaz de proporcionar la batería a una corriente y temperatura ambiente de trabajo dadas. En ese sentido, se asume como cierta la información entregada por el fabricante y a partir de allí se estima el envejecimiento total de la batería de litio.
- **Validación de los modelos dinámico-térmico desarrollados mediante el análisis de un caso de funcionamiento real** .- La validación de los modelos dinámico-térmico desarrollados se llevó a cabo configurando la microrred fotovoltaica instalada de tal manera que funcionara bajo unas condiciones de trabajo deseadas y luego se simuló las respuestas dinámica y térmica de la batería empleando cada uno de los modelos dinámico-térmico desarrollados. Finalmente se compararon los resultados de las simulaciones con los datos experimentales.

Capítulo 2

Estado del Arte

Una microrred es un sistema de producción de energía en el cual el punto de generación se encuentra cerca al punto de consumo y pueden ser construidas para trabajar a baja o media tensión. Una microrred puede trabajar en conjunto con el sistema eléctrico nacional o independiente de este mediante el uso de baterías de respaldo. Una microrred se emplea para satisfacer una determinada cantidad de demanda de energía, ya sea esta una parte o el total de la consumida por los usuarios.

En una microrred fotovoltaica la generación de energía se realiza a través de un arreglo o generador fotovoltaico. Este sistema se encarga de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su inyección a la red eléctrica o de almacenarla en forma de energía en las baterías de respaldo.

En los últimos años, se ha venido estudiando las ventajas de implementar un sistema de almacenamiento de energía en una microrred, a pesar de que esto aumenta significativamente el costo de la instalación. Entre las ventajas se encuentra la compensación de picos de demanda que son requeridos por los usuarios en determinados momentos, así como amortiguar el costo de la energía que se consume de las empresas eléctricas, cargando las baterías (comprar energía de la red) en las horas donde la electricidad es más barata y descargando las baterías (vender energía a la red) en las horas donde la electricidad es más cara.

Una buena predicción del funcionamiento de una microrred fotovoltaica pasa por una buena estimación del comportamiento eléctrico de cada uno de sus componentes, principalmente del sistema de generación (módulos fotovoltaicos) y del sistema de almacenamiento (baterías). En ese sentido, en una primera etapa, este estudio hace una búsqueda bibliográfica sobre la respuesta eléctrica de los módulos fotovoltaicos trabajando bajo unas determinadas condiciones ambientales, para que luego dicha información pueda ser ingresada a un emulador de módulos fotovoltaicos y tener un perfil controlado de producción de energía, con la finalidad de evitar las variaciones que se producen trabajando bajo condiciones reales. En una segunda etapa, se hace una búsqueda bibliográfica de la respuesta eléctrica de las baterías de litio,

que es el punto principal del presente trabajo de investigación, con la finalidad de predecir su comportamiento hasta el final de su vida útil.

2.1. Módulos fotovoltaicos

La producción de energía de un módulo fotovoltaico depende de las condiciones ambientales bajo las cuales se encuentre trabajando, así como de su tecnología de fabricación y material de composición, en ese sentido se han desarrollado diversos métodos basados en modelos matemáticos que sirven para estimar la potencia y energía que producirán dichos módulos.

Los modelos más utilizados para representar un módulo fotovoltaico son aquellos denominados: *Modelo de un diodo* y *Modelo de dos diodos*, cuyos circuitos equivalentes se componen de una fuente de corriente constante conectada en paralelo con un diodo o dos diodos (dependiendo del modelo), este conjunto a su vez está conectado con una resistencia en paralelo (que representa las pérdidas de corriente) y otra en serie (que representa las pérdidas de tensión). El modelo de un diodo es el más utilizado por su sencillez, sin embargo, el modelo de dos diodos ofrece mayor precisión [9]. También existe una variante denominada *Modelo de un diodo simplificado* [10], que se basa en el *Modelo de un diodo* y en cuyo circuito equivalente se ha eliminado la resistencia en paralelo; esta aproximación es válida debido a que el valor de dicho elemento varía muy poco con el tiempo.

La curva característica *IV* (corriente-voltaje) de un módulo fotovoltaico representa la dependencia de la corriente de salida con respecto al voltaje en sus terminales, esta curva *IV* cambiará de forma de acuerdo a los parámetros meteorológicos del enclave y es ligeramente diferente para diferentes materiales con los que se fabrican la celda solar, por lo tanto, el predecir la forma de dicha curva *IV* bajo situaciones reales, donde los parámetros meteorológicos cambian constantemente, es el primer problema a resolver. El proceso de estimar la forma de la curva *IV* a partir de unas condiciones meteorológicas iniciales a otras finales, se conoce como “traslación de la curva *IV*”.

Existen varios métodos desarrollados para lograr la traslación de la curva *IV* o para calcular directamente la potencia producida por un módulo fotovoltaico. Entre los métodos de traslación de la curva *IV* de un módulo fotovoltaico se encuentran [11] :

- Método de Sandstrom.
- Método del Estándar IEC 60891.
- Método de Anderson.
- Método de Blasser y Rossi.
- Método de Marion.
- Método de Interpolación Bilineal.
- Métodos basados en redes neuronales.

En cuanto a los métodos que calculan directamente la potencia producida por un módulo fotovoltaico se pueden mencionar los siguientes:

- Método de Araujo-Green.
- Método de Kroposki.
- Método de Hiyama y Kitabayashi.
- Métodos empíricos.

Mayor información sobre trabajos realizados en el tema de la traslación de curvas *IV* de módulos fotovoltaicos se encuentra en [9].

Un problema adicional que se presenta al momento de predecir la forma de la curva *IV* de un módulo fotovoltaico es el sombreado ocasional que se puede producir sobre este debido a algún objeto cercano, donde la pérdida de energía está relacionada con la dirección de la sombra [12], la configuración del arreglo fotovoltaico y la posición del sol [13]. Los investigadores vienen realizando esfuerzos para encontrar técnicas que mitiguen los efectos del sombreado en la producción de energía, tales esfuerzos pasan por proponer sistemas reconfigurables, en los cuales la interconexión entre los módulos que componen el generador fotovoltaico va cambiando de acuerdo a la zona sombreada, con la finalidad de “distribuir” la sombra a lo largo del arreglo fotovoltaico. Dentro de los sistemas reconfigurables el tipo “Sudoku” [14, 15] ofrece mejores resultados, sin embargo, la aplicación de sistemas reconfigurables debe pasar por una evaluación económica para que sean utilizados solo en los casos donde el incremento

del costo económico debido a los cambios estructurales y dispositivos electrónicos adicionales en la instalación se vea justificado por la ganancia de energía [16]. Otros investigadores están trabajando en mejorar la forma como se integran los diodos de bypass a los módulos fotovoltaicos [12, 17]. También se han realizado esfuerzos por mejorar los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia considerando la deformación que sufre la curva IV durante el sombreado [18–20].

2.2. Baterías de litio

En los últimos años el uso de baterías de litio viene ganando interés en mercados tales como el fotovoltaico y el de la movilidad eléctrica, donde dada la mayor densidad de energía por peso que poseen, la ausencia del efecto memoria, la no necesidad de ser ecualizadas para alargar su tiempo de vida y una autodescarga en menos de la mitad que la de las baterías convencionales [21] las hacen adecuadas para dichos mercados.

En cuanto a las investigaciones realizadas sobre el desempeño de las baterías de litio dentro de una microrred fotovoltaica, por lo general estos se encuentran enfocados en el estudio de la capacidad de almacenamiento y eficiencia [22], establecer un método de dimensionamiento y gestión [23], implementar un sistema de monitoreo [24] o control [25], así como su rentabilidad económica [26, 27]. En ese sentido, el modelamiento de la respuesta dinámica de la batería no es un aspecto muy relevante, por lo que se emplean los bloques implementados en la plataforma Matlab/Simulink [25] así como modelos eléctricos simples consistentes en una fuente de voltaje variable dependiente del SoC (State of Charge: Estado de carga) conectada en serie con una resistencia [23] o añadiendo además, una rama RC (resistencia-capacitor) [27]; asimismo, el empleo de un modelo sencillo de envejecimiento puede ser suficiente para los fines propuestos [26, 27]. En el caso de solo analizar la variación de la capacidad de almacenamiento de la batería, es suficiente con realizar la comparación de las curvas de carga y descarga [22], sin necesidad de emplear un modelo dinámico. Por otro lado, cabe resaltar la falta de trabajos de investigación sobre baterías de uso industrial, ya que la gran mayoría de estos se realizan a nivel de celda, siendo una batería industrial no sólo un conjunto de celdas, sino que también incluye el sistema de potencia que la integra a la microrred, así como el sistema de protección y control, por lo tanto, el comportamiento eléctrico de una batería industrial y el de una celda, tienen algunas diferencias que no son representadas

en los modelos existentes para baterías de litio.

Si bien el uso del litio como acumulador de energía presenta muchas ventajas, aún existen algunos problemas por resolver, los cuales se describen a continuación:

- a) Mitigación de los efectos de la temperatura .- Las temperaturas muy altas o muy bajas afectan el desempeño de la batería, su seguridad y el número de ciclos. El calor producido por la propia batería durante el proceso de carga y descarga, si bien aumenta la degradación de esta, mejora su desempeño [28, 29]. A bajas temperaturas, la capacidad de carga y descarga se ve disminuida debido al aumento significativo de la resistencia interna [29]. El proceso de carga es más delicado que el de descarga y se debe tener especial cuidado. El frío extremo y el calor elevado reducen la aceptación de la carga, por lo que la batería debe ponerse a una temperatura moderada antes de cargarla. La batería de Li-ion no permite cargas por debajo de la temperatura de congelación [28].

Se han realizado estudios sobre la distribución no uniforme de la temperatura dentro de la batería, donde se observa que el incremento de la corriente de trabajo aumenta la no homogeneidad de la temperatura dentro de la batería. Asimismo, se observa un mayor calentamiento en el cátodo, con un decrecimiento gradual de la temperatura en dirección al ánodo. Una temperatura alta incrementa los picos de temperatura dentro de la batería y la diferencia de voltaje; por el contrario, una baja temperatura genera una mayor homogeneidad de la distribución de la temperatura dentro de la batería, sin embargo, acelera la pérdida de capacidad [30].

Si bien la corriente de trabajo aumenta la temperatura de la batería [31], esto puede ser aprovechado para realizar un pre-calentamiento de esta cuando se trabaja en un entorno frío, este calentamiento puede realizarse mediante pulsos de descarga los cuales logran un calentamiento adecuado de la batería en un tiempo menor que si el pre-calentamiento se realizase mediante una corriente de descarga constante [32].

Para lograr el control de la temperatura de la batería, se han utilizado placas de enfriamiento con diferentes números de canales y un fluido de transferencia [33, 34]. También se ha empleado la ventilación forzada en paquetes de baterías cilíndricas, donde un ordenamiento en filas y columnas de estas ofrecen una mejor eficiencia de enfriamiento y uniformidad de temperatura [35], sin embargo, el aire no es el fluido adecuado para el enfriamiento [36]. Existen dos inconvenientes al momento de estudiar el comportamiento

térmico de una batería [37]:

- i. El calor generado por la batería es extremadamente difícil de medir.
- ii. La temperatura superficial medida no es la adecuada para reflejar el comportamiento térmico global de la batería.

Los dos inconvenientes arriba mencionados hacen que sea aún más necesario el desarrollo de modelos que reflejen de manera precisa el comportamiento eléctrico de las baterías debido a que el calentamiento Joule es una de las dos principales fuentes de calor, siendo la otra el calor de entropía. Se observa que el calentamiento Joule irreversible y el calor de entropía reversible tienen magnitudes similares [38]. El calor reversible está determinado por el coeficiente de entropía, el cual está relacionado con el voltaje de circuito abierto a diferentes temperaturas; mientras que el calor irreversible está determinado por la resistencia interna. El calor reversible contribuye en menos del 10% de la generación total de calor y el calor generado en el proceso de carga es menor que en el proceso de descarga [39]. Las tasas de generación de calor reversible e irreversible durante la carga son casi iguales a las de la descarga con el mismo *SoC* y la misma tasa de corriente, pero el efecto del calor reversible sobre la temperatura de la batería es opuesto [40]. Los métodos convencionales para el análisis del desempeño térmico de una batería son [41]:

- i. El principio de superposición de resistencias térmicas en serie.
- ii. El método del promedio ponderado del calor específico de la mezcla (entendiéndose la batería como una mezcla de sus componentes).

El estudio del comportamiento térmico de una batería también se ha realizado mediante el análisis de la inercia térmica de esta. Se observa que la temperatura al interior de la batería es mayor que la exterior. Bajo una descarga de $40C^2$, la diferencia de temperatura máxima entre un modelo sin inercia y un modelo con inercia puede alcanzar los $15.1\text{ }^\circ\text{C}$, lo cual es un indicador de una inercia térmica que debe ser considerada en el modelamiento térmico de las baterías [42].

Se han reportado datos experimentales del comportamiento térmico de una batería donde se concluye que la generación de puntos calientes es independiente de la forma y

² $1C$ indica la corriente a la cual la batería se descarga en una hora

tamaño de esta, en lugar de eso, la edad e historial de la misma son los principales factores que determinan la aparición de puntos calientes, ya sea debido al almacenamiento o al ciclo de trabajo, dichos puntos calientes pueden ser responsables de la degradación de la eficiencia de la batería y del establecimiento de condiciones peligrosas durante el funcionamiento [36]. Del mismo modo también se han reportado trabajos basados en simulaciones donde se aprecia que en el uso de un sistema de disipación de calor y el aumento del flujo másico del fluido refrigerante, reducen efectivamente la temperatura de la batería y que las placas frías deben colocarse lo más cerca posible al centro de la misma, ya que este es el lugar donde más se calienta y por lo tanto, los canales de enfriamiento deben aparecer en mayor número por esa zona [43]. Otros resultados muestran que cuando el coeficiente de disipación de calor de la batería alcanza los $10 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, se puede controlar de manera efectiva la aparición de fugas térmicas en esta, pero la uniformidad de la distribución de temperatura de la superficie del separador empeora [44].

- b) Modelamiento .- Los modelos actuales que se emplean para describir el comportamiento eléctrico de una batería de litio carecen de la precisión deseada, especialmente hacia finales de su vida útil, lo que conlleva a un cálculo optimista de su rendimiento, generando quejas y/o devoluciones tempranas por el no cumplimiento de la garantía que ofrece el fabricante [45]. Un mal modelamiento también puede traer consecuencias como un menor tiempo de vida útil y una menor eficiencia [46], debido a que el modelo podría sobreestimar el desempeño de la batería cuando esta se encuentra funcionando bajo condiciones reales.

La batería de litio es un sistema electroquímico complejo que consiste en varias reacciones químicas, incluyendo algunas importantes como la intercalación y desintercalación de los iones de litio, el proceso de difusión de los iones de litio en el electrolito y en el electrodo, etc., también incluye reacciones secundarias como la generación de la interface de electrolito sólido, el proceso de autodescarga, etc. [47]. Para el estudio del comportamiento eléctrico de una batería se han desarrollado modelos que se clasifican en [5]:

- i. Modelos electroquímicos: Están basados en los procesos químicos que tienen lugar en la batería. Estos modelos describen dichos procesos en gran detalle, lo cual los convierten en los más precisos. Sin embargo, la descripción detallada hace que los modelos sean complejos y difíciles de configurar.

- ii. Modelos eléctricos: Se basan en un circuito eléctrico, teniendo cosas en común para los diferentes tipos de baterías como:
 - Un capacitor que representa la capacidad de la batería.
 - Un normalizador de velocidad de descarga que determina la capacidad perdida a altas corrientes de descarga.
 - Un circuito para descargar la batería.
 - Una tabla de U_{oc} (Voltaje de circuito abierto) vs SoC .
 - Una resistencia que representa la resistencia interna de la batería.
- iii. Modelos analíticos: Describen la batería en un nivel de abstracción más alto en comparación con el modelo electroquímico y eléctrico. Las principales propiedades de la batería son modeladas utilizando solamente unas cuantas ecuaciones. Esto hace que este tipo de modelos sea mucho más fácil de emplear que los modelos electroquímico y eléctrico.
- iv. Modelos estocásticos: Describen la batería de una manera abstracta, así como el modelo analítico. Sin embargo, la descarga y el proceso de recuperación se describen como procesos estocásticos.

Asimismo, existe el llamado modelo térmico, el cual se aplica en conjunto con alguno de los modelos anteriores [48] y se emplea para analizar los efectos de la temperatura sobre el desempeño eléctrico de la batería [34, 40]. Su combinación con los otros modelos origina los llamados modelos electro-térmico [31, 49], electroquímico-térmico [50], etc.

También se encuentran otros métodos que predicen el comportamiento eléctrico de una batería pero que no están basados en algún tipo de modelo sino en métodos de aprendizaje tales como machine learning, redes neuronales, etc. o una combinación de estos [51, 52], este tipo de métodos tienen la ventaja de que no necesitan entender los diversos tipos de procesos físico-químicos que se llevan a cabo dentro de la batería, sin embargo, necesitan de una gran cantidad de datos para entrenamiento, por lo que la precisión de los resultados dependerá del número y calidad de dichos datos, en consecuencia, se presenta un proceso muy laborioso de recolección y tratamiento de datos [53]. Además de la precisión, la poca calidad de los datos y de la distribución de estos, junto con un método de entrenamiento inapropiado puede generar un sobreajuste del modelo [54].

Los modelos eléctricos representan las principales reacciones que ocurren en la batería, dejando de lado las reacciones secundarias por su baja influencia, lo cual reduce en gran medida la complejidad del modelo [47], por lo tanto, ofrecen una manera sencilla, aunque poco precisa, de modelar una batería, sin embargo, el proceso para la identificación de sus parámetros es complejo [53]; en el extremo opuesto se encuentran los modelos electroquímicos, los cuales modelan una batería con una gran precisión, pero los procedimientos matemáticos complejos que emplean los hacen inadecuados para su implementación en un sistema de control, como por ejemplo, en un BMS (Battery Management System: Sistema de gestión de la batería), además que se requiere de un conocimiento previo de las características de la batería, razón por lo cual consume mucho tiempo [53]. Debido a lo anterior los investigadores vienen desarrollando nuevos tipos de modelos a partir de la combinación los dos modelos anteriores [52, 55, 56]. También se hacen trabajos para mejorar la precisión del modelo eléctrico [57–61] y la velocidad de cálculo del modelo electro-químico, esto último mediante la simplificación de sus operaciones [62–65]. A su vez también se han reportado intentos por mejorar la precisión de los modelos analíticos [6, 66] y la creación de nuevos modelos basados en el modelo térmico [67].

El modelo eléctrico tiene una gran acogida entre los investigadores que desean un modelo con un tiempo de respuesta rápido, por ejemplo, para la implementación de un BMS o cuando se analiza un conjunto de baterías conectadas entre sí [68], ya que un modelo complejo de batería producirá un desgaste computacional indeseado. En este tipo de modelo, por lo general existen bloques RC , los cuales modelan el estado transitorio del fenómeno de transferencia de carga [69] y cuyo número determina la complejidad para resolver las ecuaciones derivadas de dicho modelo, por lo que se establecen de acuerdo al grado de precisión que se necesita, por ejemplo, se necesita un mínimo de tres bloques RC para obtener resultados aceptables en el estudio de envejecimiento de la batería [70]. Una de las técnicas más utilizadas para hallar el valor de los parámetros de este tipo de modelo es mediante una señal de excitación que consiste en pulsos de carga y de descarga [71], otros investigadores emplean métodos matemáticos para hallar dichos parámetros tales como mínimos cuadrados [72], algoritmos genéticos [73], filtro extendido de Kalman [74], etc. o mediante el uso de los mencionados métodos en determinadas etapas de un proceso más complejo [75]. También se han implementado modelos adaptativos en los cuales se considera que los parámetros del modelo irán

cambiando de acuerdo a la dinámica del sistema [47, 76].

Los parámetros del modelo pueden cambiar notablemente a medida que la batería envejece, dependiendo de la química de la celda, el historial de envejecimiento y las condiciones operativas. Sin embargo, se pueden derivar fácilmente utilizando un ajuste de mínimos cuadrados no lineales, incluso cuando la batería funciona en condiciones de trabajo severas [77], aun así, la mayoría de modelos presentan errores en la estimación del *SoC* y del *SoH* (State of Health: Estado de salud) para una batería vieja [69].

- c) Cálculo del Estado de Carga .- El análisis del *SoC* sirve para estimar la capacidad que tiene una batería de almacenar energía y por lo tanto sirve para estimar el tiempo de vida útil que le queda, ello con la finalidad de que sea reemplazada antes de que produzca daños en el sistema dentro del cual se encuentra instalada [78]. La observación en el cambio del *SoC* también se utiliza para analizar la generación de calor reversible e irreversible, ya que tiene un efecto significativo sobre el primero, pero casi no tiene influencia en el segundo [40]. Los procedimientos para el cálculo del *SoC* de una batería de litio presentan los siguientes problemas [79]:

- i. Un tiempo de relajación muy alto para alcanzar el U_{oc} .
- ii. Histéresis en la curva carga/descarga dependiente de la temperatura, tiempo y *SoC*.
- iii. Una curva U_{oc} vs *SoC* muy plana para la mayoría de los valores del *SoC*.

Los métodos tradicionales para calcular el *SoC* tienen dificultades debido a la calidad o cantidad de datos y a la complejidad de los cálculos matemáticos, por lo que se estudian combinaciones de estos métodos para lograr resultados más precisos [80].

Para una buena estimación del *SoC* se necesita de un buen modelo [72], también existen investigadores que consideran que el valor del *SoC* es una consecuencia de los valores cambiantes de los parámetros del modelo utilizado [76], dichos parámetros tienen una variación relativamente rápida, por lo que se ha desarrollado la idea de convertir estos parámetros en una combinación de otros cuya variación es más lenta [81]. Otra idea desarrollada para poder trabajar con las constantes variaciones que presentan los parámetros del modelo elegido, es emplear un algoritmo que busca dentro de su librería el modelo matemático más adecuado para estimar el *SoC* de acuerdo a la carga conectada y a las condiciones de operación [82]. Asimismo, otros investigadores diseñan circuitos

que modelan de una mejor manera el *SoC* sobre otras características de la batería [83]. Los métodos tradicionales para el cálculo del *SoC* son los siguientes [84]:

- i. El método Ampere-hora .- Se calcula la carga que se viene acumulando en la batería de acuerdo a la integral de la corriente sobre el tiempo. Tiene la desventaja de que se necesita conocer el valor inicial del *SoC*.
- ii. El método U_{oc} .- Se calcula el *SoC* a partir del valor medido del U_{oc} , sin embargo, esto requiere que la batería permanezca en reposo durante mucho tiempo previo a la medición del U_{oc} , lo cual lo hace inútil para estimaciones del *SoC* en tiempo real.
- iii. Métodos basados en filtros .- Son rápidos y adecuados para aplicaciones en tiempo real, pero dependen en gran medida de la calidad del trabajo.
- iv. Métodos basados en Machine Learning.- Dependen de la cantidad y calidad de los datos recopilados y a mayor cantidad de estos se requiere mayor tiempo de procesamiento. Algunos de estos métodos son: redes neuronales artificiales, lógica difusa, máquinas de soporte de vectores, etc.

Debido a los problemas que presenta cada método tradicional de estimación del *SoC*, se realizan combinaciones de estos métodos para mejorar la precisión y velocidad de los cálculos [84–86] o simplemente se intenta mejorar los ya existentes [87,88]. La tendencia de utilizar filtros Kalman para los métodos de estimación del *SoC* se debe a su capacidad de encontrar soluciones para fenómenos no lineales [52].

Para el caso de los vehículos eléctricos se ha reportado la imposibilidad de registrar toda la curva de carga o descarga de la batería trabajando bajo condiciones reales, debido a que estas no son descargadas en su totalidad por parte de los usuarios [85], lo que dificulta su análisis de envejecimiento y por lo tanto la estimación del *SoC*. Este fenómeno de estar cargando constantemente la batería del vehículo eléctrico se conoce como “range anxiety” que se refiere a la preocupación que tienen los conductores por quedarse sin energía, razón por la cual se encuentran cargando sus vehículos con mayor frecuencia. Se ha demostrado que el hecho de mantener la batería a carga completa o a un valor alto del *SoC*, es aún más perjudicial que la carga rápida [89].

- d) Estado de salud .- El estado de salud de una batería se emplea para estimar la velocidad de envejecimiento de esta. Los métodos tradicionales de cálculo del *SoH* necesitan ciclos completos de carga y descarga, lo cual raramente ocurre, especialmente la descarga

completa [90]. El *SoH* se estima a partir de la capacidad, vida útil restante, la resistencia interna, etc., donde la estimación a partir de la capacidad es la más empleada [91], esto hace que el *SoC* y el *SoH* estén muy relacionados entre sí, y a su vez, estos dos parámetros no pueden ser medidos directamente, sino que deben ser calculados a partir de parámetros medibles tales como la corriente, el voltaje y la temperatura [77]. Puede realizarse un estudio del *SoH* mediante la curva de carga/descarga, ya sea en la etapa de voltaje constante [90] o en la etapa de corriente constante [77].

Para estimar el *SoH* se emplean tres tipos de métodos [91]:

- i. Método basado en mecanismos .- Para esto hay que emplear el modelo electroquímico de la batería. La espectroscopia de impedancia electroquímica se utiliza con frecuencia para el diagnóstico y la estimación del *SoH* [92].
- ii. Métodos adaptativos .- Para los cuales el filtro de Kalman y el filtro de partícula, son teorías representativas.
- iii. Métodos basados en datos .- El método basado en datos se ha convertido en los últimos años en un punto caliente para la investigación de la estimación del *SoH*, ya que no requiere de un estudio en profundidad del mecanismo de la batería y, en general, se puede obtener una mayor precisión que con los métodos de adaptativos. Este tipo de métodos incluye principalmente redes neuronales artificiales, regresión del proceso gaussiano y máquinas de soporte de vectores, entre otros.

El estudio del *SoH* ha determinado que altas corrientes de carga/descarga dañan las características de la batería, así como que una menor *DoD* (Deep of Discharge: Profundidad de descarga) aumenta el número de ciclos de esta [93]. Del mismo modo, operaciones en condiciones extremas tales como: sobrecarga, sobredescarga, alto voltaje, altas y bajas temperaturas, aceleran el envejecimiento de la batería [78].

- e) Proceso de carga de la batería .- Las baterías de litio, en comparación con las baterías de plomo-ácido, tienen tolerancias de voltaje más estrictas y ausencia de carga de flotación. Si bien las baterías de plomo-ácido ofrecen cierta flexibilidad en términos de corte de voltaje, los fabricantes de celdas de litio son muy estrictos en la configuración correcta porque los iones de litio no pueden aceptar una sobrecarga [28]. Para evitar los efectos dañinos de la sobrecarga algunas baterías contienen un sistema de alivio de presión (placa de retención y cortes en los empaques) junto con una buena disipación de calor,

lo cual hace que además puedan soportar una mayor temperatura antes del descontrol térmico [94]. El paso de corriente para el proceso de carga aumenta la temperatura de la batería, razón por la cual dicha corriente es limitada y monitoreada para evitar temperaturas extremas [21]. Se han realizado trabajos donde se calcula la corriente de carga máxima permisible a partir de la temperatura de la batería y el SoC , aumentando el tiempo de carga para enfriar la batería si fuese necesario [95]. La pérdida de capacidad y de energía de la batería influyen en la estimación de la corriente de carga [96].

Se vienen estudiando métodos de carga basados en pulsos, en lugar de emplear una corriente constante, con la finalidad de evitar la degradación temprana de la batería sin comprometer mucho la velocidad de carga [97], sin embargo, se han reportado investigaciones donde se observa un ligero aumento de la capacidad durante la descarga, pero que a largo plazo empeora la respuesta en el ciclado [98].

Un método de carga adecuado debe tener en cuenta los parámetros cambiantes de la batería debido al envejecimiento [99].

Para baterías que son utilizadas constantemente, como es el caso de los vehículos eléctricos, se plantea el dilema de esperar a que la batería se cargue completamente antes de hacerla trabajar nuevamente o realizar varias cargas parciales [100], este dilema se origina por el hecho de que el tiempo de carga de la batería se extiende cada vez más conforme va llegando a su estado de carga máxima.

Se demuestra que los métodos de carga optimizados pueden reducir el tiempo de carga, mejorar el rendimiento de carga y extender el ciclo de vida de la batería en comparación con los métodos de carga convencionales [99].

A pesar de que los modelos electroquímicos, no son los más adecuados para generar un algoritmo de control que sea computacionalmente más eficiente, se suelen emplear para modelar el proceso de carga de una batería [97].

- f) Proceso de carga rápida de la batería .- El objetivo más reciente de los métodos de carga rápida es el minimizar el tiempo de carga y reducir los daños causados a la batería [101], ya que es conocido que la carga rápida aumenta la velocidad de degradación de esta [102, 103] y la generación de calor [103], lo cual puede desencadenar un descontrol térmico.

La carga rápida solo se realiza hasta el 80% del SoC , ya que una carga total aumenta el tiempo de carga desproporcionalmente [89]. Una alta corriente, además de calentar la

batería, genera una alta polarización y esto último hace posible la aparición de deposiciones de litio a un alto nivel del SoC [50]. Al reducirse el aumento de temperatura aumenta la eficiencia en el almacenamiento de la energía, ya que esta no se disipa en forma de calor. La temperatura óptima de carga está relacionada con el crecimiento de la capa SEI (Solid Electrolyte Interphase) y la deposición de litio, por lo que resulta ser una función importante de la corriente de carga y la densidad de energía [104].

El problema de la carga rápida no solo abarca los daños que pueda generar a la batería, sino también los daños que puede ocasionar a la red eléctrica que la abastece. En simulaciones realizadas se demuestra que tan solo seis vehículos eléctricos en carga rápida llevan a la red eléctrica más allá de los límites de voltaje seguro de operación [105], por lo tanto, hay que considerar los efectos de cargar varias baterías a la vez.

Entre los esfuerzos para mejorar el proceso de carga rápida se encuentra la búsqueda de nuevos tipos de materiales para el electrolito [106], electrodos [107, 108], etc., ya que, por ejemplo, se ha demostrado que el ánodo de grafito es el electrodo limitador para una carga rápida en celdas NMC (cátodo compuesto por Níquel, Manganeso y Cobalto), debido a que dicho ánodo mostró una capacidad de desvanecimiento rápido por encima de 1C [109]. Otros investigadores han decidido apostar por mejorar los protocolos de carga optimizando las fases del proceso [110] o añadiendo un pulso negativo a los procesos de carga que se realizan mediante pulsos, con lo cual se minimiza la pérdida de capacidad [111] (dominada por la pérdida de litio [102]) y se reduce la formación de las deposiciones de litio [103], las cuales limitan la carga rápida [102, 112], por lo tanto, el proceso de carga debe considerar la corriente máxima posible a la cual no se formen deposiciones de litio [112].

2.3. Análisis del estado del arte

De acuerdo a los objetivos del presente trabajo de investigación, queda claro que lo más conveniente es utilizar modelos matemáticos sencillos para representar tanto la respuesta eléctrica del módulo fotovoltaico y como de la batería de litio.

Si bien los modelos sencillos son menos exactos, para el caso del emulador de módulos fotovoltaicos a implementar, esta menor exactitud no es ningún inconveniente debido a que el

emulador se emplea solo para someter a la batería a un entorno de trabajo lo más real posible, por tanto, lo que se requiere del emulador es un tiempo de respuesta similar al de un módulo fotovoltaico, pasando la potencia entregada a un segundo plano, ya que esta depende de la tecnología de cada módulo fotovoltaico y el emulador no intenta reproducir el comportamiento de alguna tecnología en particular, sino que procura representar las variaciones de la potencia de salida con respecto a la variación de la temperatura ambiente e irradiancia, tal y como lo haría un módulo fotovoltaico real. En ese sentido y de acuerdo a los objetivos planteados, en el presente trabajo de investigación se emplean los métodos de traslación que calculan directamente la potencia del módulo fotovoltaico.

Luego de analizar los procedimientos implicados en cada tipo de modelo matemático que representa a una batería de litio, así como los factores que afectan su desempeño, queda claro que mejorar un modelo matemático sencillo (como es el caso de los modelos eléctricos) ya existente, sin aumentar demasiado la complejidad del mismo, es la mejor opción para los objetivos del presente trabajo de investigación. En ese sentido, se ha elegido al circuito equivalente de Thévenin como base para la propuesta de un nuevo modelo.

Los ensayos a realizar sobre la batería de litio para la extracción de los parámetros del modelo, deben ser cortos en duración y en poca cantidad, para que de esta manera se puedan calcular los parámetros a un grado similar de envejecimiento de la batería, el cual aumenta con mayor velocidad durante los primeros ciclos de trabajo. Una de las ventajas de emplear un modelo sencillo es que los ensayos de laboratorio para determinar los parámetros del modelo también tienen un bajo grado de dificultad. La sencillez del modelo a implementar hará que este no sea capaz de representar con la misma exactitud la respuesta eléctrica de la batería para todos los niveles del SoC , por lo tanto, lo que se busca es que el modelo pueda representar con la mayor exactitud posible un determinado rango de interés, que para el presente trabajo de investigación se encuentra entre el 20% y 80% del SoC . El método a implementar para estimar la producción de potencia de la batería, debe contener la menor cantidad de pasos o cálculos posibles, lo cual se traduce a operaciones matemáticas con un bajo grado de dificultad y algunas suposiciones, esto en vista de futuras aplicaciones a tiempo real.

Capítulo 3

Marco Teórico

3.1. Módulo fotovoltaico

En esta sección se detallan los conceptos necesarios para programar el software que controlará al emulador de módulos fotovoltaicos. La descripción del hardware, implementación y funcionamiento del emulador de módulos fotovoltaicos se realiza en la sección 4.1.

3.1.1. Modelo matemático de una celda solar

A continuación se describe el modelo simplificado de un diodo [10], cuyo circuito equivalente se muestra en la figura 3.1 y que, debido a su simplicidad, es utilizado por el emulador de módulos fotovoltaicos de la marca Chroma serie 62000H, en cuyo manual se describe el mencionado modelo matemático [113], así como el método empleado para la traslación de la curva IV a diferentes condiciones de operación considerando los efectos de la temperatura y la irradiancia.

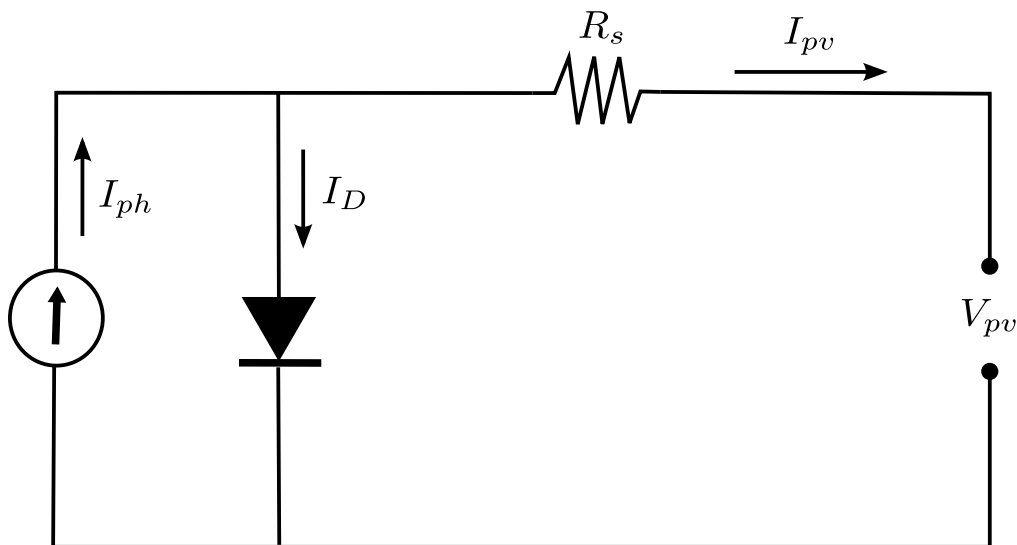


Figura 3.1: Modelo simplificado de una celda solar. (Fuente: Elaboración propia)

Al ser este un modelo matemático simple, el procesamiento de la información necesaria para calcular el punto de trabajo del emulador de módulos fotovoltaicos (voltaje y corriente de salida) tiene un costo computacional menor comparado con el uso de otros modelos matemáticos, lo cual se traduce en una mayor velocidad en el tiempo de respuesta del emulador ante las variaciones de la carga de consumo. Las ecuaciones que representan el modelo utilizado se muestran a continuación:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_s \cdot \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.1)$$

$$V_t = \frac{m \cdot k \cdot T_c}{q} \quad (3.2)$$

$$I_s = \frac{I_{ph}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - 1} \quad (3.3)$$

Donde:

- I_{pv} : Corriente de salida de la celda fotovoltaica (A).
- I_{ph} : Corriente fotogenerada (A).
- I_D : Corriente a través del diodo (A).
- I_s : Corriente de saturación inversa del diodo (A).
- V_{pv} : Voltaje de salida de la celda fotovoltaica (V).
- R_s : Resistencia en serie (Ω).
- V_t : Voltaje térmico (V).
- m : Factor de idealidad del diodo, entre 1 y 2.
- k : Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K).
- q : Carga del electrón ($1,6021 \times 10^{-19}$ C).
- T_c : Temperatura de la celda solar (K).

En las fichas técnicas otorgadas por los fabricantes de módulos fotovoltaicos, no se especifica el valor de I_{ph} , sino el de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y debido a que los valores de ambas cantidades son muy cercanos, en el presente trabajo se ha utilizado I_{sc} en lugar de I_{ph} .

3.1.2. Grafica de la curva IV

Para la gráfica de la curva característica corriente-voltaje (curva IV) se analizó el método descrito en [113, sec. 8.1]. Para este caso, se grafica la curva IV de un módulo fotovoltaico a partir de tres pares de puntos conocidos que pertenecen a la curva IV deseada, sin embargo,

se ha podido observar que este método tiene un error en la posición del punto de máxima potencia de dicha curva IV , ya que si bien el modelo asegura que la curva IV trazada pase por los puntos $(0, I_{sc})$, $(V_{oc}, 0)$ y (V_{mpp}, I_{mpp}) , el punto de máxima potencia de la mencionada curva IV , calculado como el valor máximo del producto $V \times I$ para cada par de puntos que la conforman, no coincide con el par (V_{mpp}, I_{mpp}) del módulo fotovoltaico que se desea emular. Por otro lado, el método descrito en [113, sec. 8.2], que también se emplea para graficar la curva IV de un módulo fotovoltaico utiliza parámetros predefinidos para módulos de Silicio cristalino y de película delgada, lo cual limita su aplicación para otras tecnologías. Un mejor procedimiento para graficar la curva IV es descrito en [114], donde se empieza por calcular los valores de I_s , m y R_s , para luego graficar la curva IV empleando la ecuación 3.1. Para hallar el valor de I_s se emplea la ecuación 3.3 y para calcular los valores de m y R_s se emplean las siguientes relaciones:

$$R_s = \frac{V_t - \ln \left[\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{ph}} \right) \cdot \exp \left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right) + \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right] - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.4)$$

$$\left. \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \right|_{V=V_{oc}} = - \frac{\frac{I_s}{V_t} \cdot \exp \left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{V_t} \right)}{1 + \frac{I_s \cdot R_s}{V_t} \cdot \exp \left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{V_t} \right)} \quad (3.5)$$

Donde:

- I_{mpp} : Corriente en el punto de potencia máxima (A).
- V_{mpp} : Voltaje en el punto de potencia máxima (V).
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto (V).

Los valores de m y R_s se obtienen luego de minimizar la siguiente expresión:

$$\left[\left. \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \right|_{V=V_{oc}} + \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right] \quad (3.6)$$

3.1.3. Traslación de la curva IV

Para la traslación de la curva IV se emplearon expresiones matemáticas que se encuentran listadas en las tablas 2 y 3 de [11], donde se utiliza la información proporcionada por los fabricantes de módulos fotovoltaicos. Para el cálculo de T_c (ec. 3.7) y la traslación de V_{oc} (ec. 3.9), se ha utilizado el método de Araujo-Green. Para la traslación de I_{sc} (ec. 3.8) se trabajó con el método de Blaesser-Rossi y para la traslación de P_{mpp} (ec. 3.10) se hizo lo propio con

el método de Green. Las ecuaciones 3.11 y 3.12 son propuestas considerando la dependencia lineal que existe entre I_{sc} y I_{mpp} y entre P_{mpp} con el producto $V_{mpp} \times I_{mpp}$. Las expresiones matemáticas mencionadas se muestran a continuación:

$$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \cdot (NOCT - T_{a,NOCT}) \right) \quad (3.7)$$

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \cdot \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) \cdot [1 + \alpha \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.8)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.9)$$

$$P_{mpp} = P_{mpp,STC} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.10)$$

$$I_{mpp} = I_{mpp,STC} \cdot \left(\frac{I_{sc}}{I_{sc,STC}} \right) \quad (3.11)$$

$$V_{mpp} = \frac{P_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.12)$$

Donde:

- T_c : Temperatura de la célula ($^{\circ}C$).
- $T_{c,STC}$: Temperatura de la célula a STC³ ($^{\circ}C$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- $T_{a,NOCT}$: Temperatura ambiente a NOCT⁴ ($^{\circ}C$).
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito (A).
- $I_{sc,STC}$: Corriente de cortocircuito a STC (A).
- $I_{mpp,STC}$: Corriente en el punto de máxima potencia a STC (A).
- $V_{oc,STC}$: Voltaje a circuito abierto a STC (V).
- $V_{mpp,STC}$: Voltaje en el punto de máxima potencia a STC (V).
- P_{mpp} : Potencia máxima (W).
- $P_{mpp,STC}$: Potencia máxima a STC (W).
- G : Irradiancia (W/m^2).
- G_{STC} : Irradiancia a STC ($1000 W/m^2$).
- G_{NOCT} : Irradiancia a NOCT ($800 W/m^2$).
- α : Coeficiente de temperatura para I_{sc} ($\%/^{\circ}C$).
- β : Coeficiente de temperatura para V_{oc} ($\%/^{\circ}C$).
- γ : Coeficiente de temperatura para P_{mpp} ($\%/^{\circ}C$).

³Condiciones estándar de medida (Standard Test Conditions)

⁴Temperatura nominal de operación de la celda solar (Nominal Operating Cell Temperature)

3.2. Batería de litio

En esta sección se describen los tres modelos matemáticos que describen el comportamiento eléctrico de una batería de litio, los cuales son: el modelo dinámico, el modelo térmico y el modelo de envejecimiento.

3.2.1. Modelo dinámico

El modelo dinámico es aquel que representa la respuesta eléctrica inmediata de la batería cuando esta se encuentra sometida a la influencia de una determinada corriente de trabajo, la cual puede ser positiva (carga), negativa (descarga) o igual a cero (circuito abierto). Uno de los modelos más utilizados es el modelo equivalente de Thévenin, el cual consiste en una fuente de voltaje (que representa voltaje en circuito abierto) conectada en serie con una resistencia (que equivale a la resistencia interna) y una o más ramas RC (que modelan el estado transitorio). Este modelo se emplea en [57, 58, 115, 116] y se muestra en la figura 3.2.

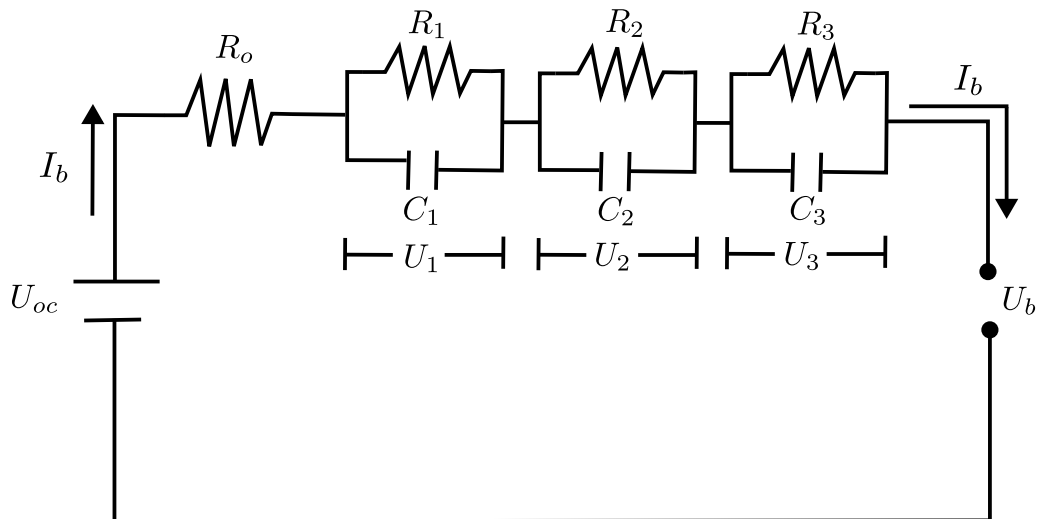


Figura 3.2: Modelo equivalente de Thévenin con tres ramas RC . (Fuente: Elaboración propia)

Las siguientes ecuaciones, adaptadas de [116], son la expresión matemática del modelo equivalente antes mencionado:

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_o + U_1 + U_2 + U_3 \quad (3.13)$$

$$I_b = \frac{U_1}{R_1} + C_1 \cdot \frac{dU_1}{dt} = \frac{U_2}{R_2} + C_2 \cdot \frac{dU_2}{dt} = \frac{U_3}{R_3} + C_3 \cdot \frac{dU_3}{dt} \quad (3.14)$$

$$U_1 = U_{10} \cdot \exp(-t/\tau_1) + I_b \cdot R_1 \cdot [1 - \exp(-t/\tau_1)] \quad (3.15)$$

$$U_2 = U_{20} \cdot \exp(-t/\tau_2) + I_b \cdot R_2 \cdot [1 - \exp(-t/\tau_2)] \quad (3.16)$$

$$U_3 = U_{30} \cdot \exp(-t/\tau_3) + I_b \cdot R_3 \cdot [1 - \exp(-t/\tau_3)] \quad (3.17)$$

Donde:

- U_b : Voltaje de salida (V).
- U_{oc} : Voltaje de circuito abierto (V).
- I_b : Corriente a través de la batería (A).
- t : Tiempo (s).
- R_o : Resistencia ohmica (Ω).
- U_1 : Voltaje de la rama RC_1 (V).
- U_{10} : Voltaje inicial de la rama RC_1 (V).
- R_1 : Resistencia de polarización de la rama RC_1 (Ω).
- C_1 : Capacitancia de la rama RC_1 (F).
- τ_1 : Constante de tiempo de la rama RC_1 (s).
- U_2 : Voltaje de la rama RC_2 (V).
- U_{20} : Voltaje inicial de la rama RC_2 (V).
- R_2 : Resistencia de polarización de la rama RC_2 (Ω).
- C_2 : Capacitancia de la rama RC_2 (F).
- τ_2 : Constante de tiempo de la rama RC_2 (s).
- U_3 : Voltaje de la rama RC_3 (V).
- U_{30} : Voltaje inicial de la rama RC_3 (V).
- R_3 : Resistencia de polarización de la rama RC_3 (Ω).
- C_3 : Capacitancia de la rama RC_3 (F).
- τ_3 : Constante de tiempo de la rama RC_3 (s).

3.2.2. Modelo térmico

El paso de corriente a través de la batería durante los procesos de carga o descarga generan calor dentro de esta, por lo que la temperatura al interior de la batería siempre será mayor o igual a la temperatura ambiente. El calor generado dentro de la batería se calcula empleando las ecuaciones 3.18 (adaptada de [117]) y 3.19 (adaptada de [38, 43]).

$$U_{oc} = U_{oc,ref} + \frac{\partial U_{oc}}{\partial T_b} \cdot (T_b - T_{ref}) \quad (3.18)$$

$$P_{loss} = I_b \cdot \left[(U_{oc} - U_b) + T_b \cdot \frac{\partial U_{oc}}{\partial T_b} \right] \quad (3.19)$$

Donde:

- $U_{oc,ref}$: Voltaje de circuito abierto a la temperatura de referencia (V).
- P_{loss} : Potencia perdida en forma de calor al interior de la batería (W).
- T_{ref} : Temperatura de referencia la interior de la batería (K).
- T_b : Temperatura interna de la batería (K).

La temperatura al interior de la batería se relaciona con el calor generado dentro de esta y con la temperatura ambiente de acuerdo a la ecuación 3.20 [117].

$$T_b(t) = \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{1}{1 + s \cdot \tau_c} \cdot (R_{th} \cdot P_{loss}(s) + T_a(s)) \right) \quad (3.20)$$

Donde:

- R_{th} : Resistencia térmica de la batería ($^{\circ}C/W$).
- τ_c : Constante de tiempo térmica de la batería (s).
- $T_a(s)$: Transformada de Laplace de la temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- $P_{loss}(s)$: Transformada de Laplace del calor generado al interior de la batería (W).

La ecuación anterior se puede desarrollar y escribir de la siguiente manera:

$$T_b = T_o \cdot \exp(-t/\tau_c) + (R_{th} \cdot P_{loss} + T_a) \cdot [1 - \exp(-t/\tau_c)] \quad (3.21)$$

Donde:

- T_o : Temperatura interna inicial de la batería (K).
- T_a : Temperatura ambiente (K).

3.2.3. Modelo de envejecimiento

Durante el tiempo de vida útil de la batería se presenta una disminución gradual en su capacidad de almacenar carga, lo cual se conoce como degradación o envejecimiento de la batería, una reducción de aproximadamente un 20% de la capacidad inicial marca el final del ciclo de vida. Los constantes procesos de carga y descarga de la batería, junto con la temperatura al interior de la misma, son los dos principales factores que envejecen a la batería, siendo este fenómeno conocido como “envejecimiento cíclico”. Asimismo, existe otro tipo de envejecimiento que depende de la edad de la batería y está influenciado por la temperatura de esta y el nivel de SoC al cual se encuentre, conocido como “envejecimiento estacionario”.

Teniendo en cuenta la mayoría de modelos semi-empíricos mostrados en [118], se puede establecer que el envejecimiento estacionario tiene la forma de la ecuación 3.22.

$$Q_s = f(SoC, T_a, t) = f(SoC) \cdot \exp\{E/T_a\} \cdot t^z \quad (3.22)$$

Donde:

- Q_s : Porcentaje de capacidad perdida (%).
- t : Tiempo (día).
- E : Constante empírica (K).
- z : Constante adimensional generalmente igual a 0.5 (-).

La mayoría de fabricantes indican en las fichas técnicas de las baterías el envejecimiento como el número de ciclos (un proceso de descarga seguido de un proceso de carga) que puede realizar la batería antes de llegar al final de su vida útil. En la figura 3.3 se muestra un ejemplo de envejecimiento donde se relaciona el número de ciclos que puede alcanzar la batería dependiendo del *DoD*.

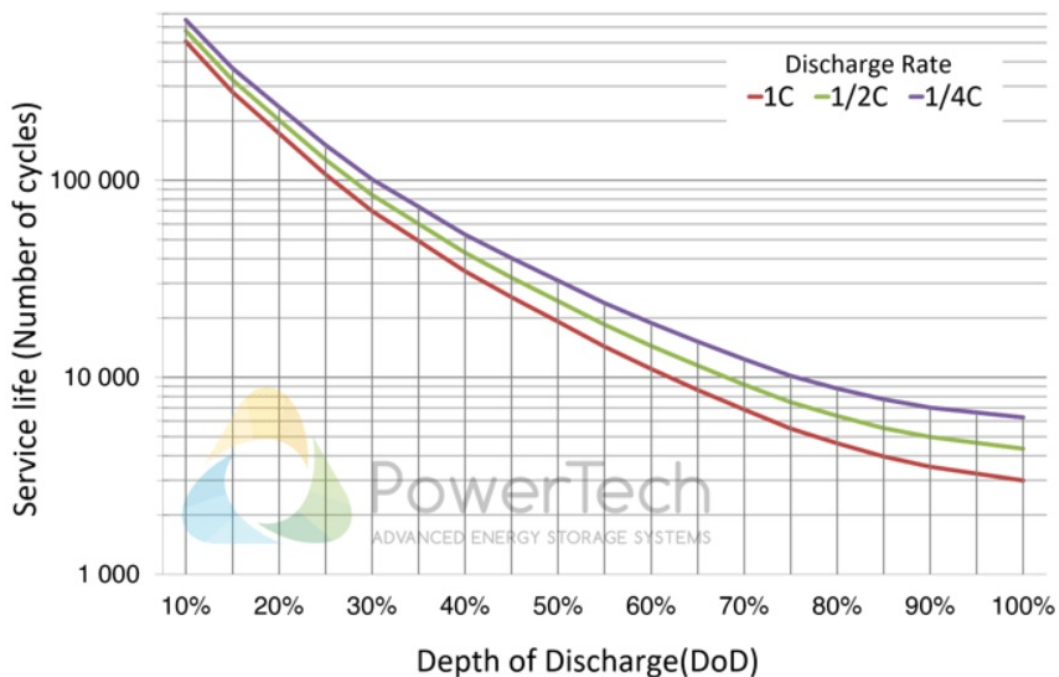


Figura 3.3: Número de ciclos con respecto al *DoD*. (Fuente: Power Brick)

En [119] se presenta un modelo que estima el número de ciclos máximos que puede alcanzar una batería, el cual depende de la profundidad de descarga y de la corriente aplicada. Este modelo también es utilizado en [120–122] añadiendo algunas modificaciones. La ecuación 3.23 estima el número de amperios-hora que pueden circular a través de la batería

antes de alcanzar el final de su tiempo de vida útil. Los parámetros u_0, u_1 y u_2 de la ecuación 3.24 se obtienen a partir de la curva de envejecimiento proporcionada por el fabricante. La ecuación 3.25 se emplea para estimar la cantidad de amperios-hora efectivos⁵ que atraviesan la batería en cada ciclo y que sirve para estimar el número total de ciclos que se obtendrá de la batería aplicando la ecuación 3.27. La ecuación 3.26 establece que los ciclos de referencia con respecto a los ciclos reales se encuentran en la misma proporción que los amperios-hora reales y los efectivos.

$$\Gamma_R = L_R \cdot DoD_R \cdot Q_R \quad (3.23)$$

$$L = u_2 \cdot \left(\frac{DoD_R}{DoD_A} \right)^{u_0} \cdot \exp \left(u_1 \cdot \left[1 - \frac{DoD_A}{DoD_R} \right] \right) \quad (3.24)$$

$$d_{eff} = \left(\frac{DoD_A}{DoD_R} \right)^{u_0} \cdot \exp \left(u_1 \cdot \left[\frac{DoD_A}{DoD_R} - 1 \right] \right) \cdot \left(\frac{Q_R}{Q_A} \right) \cdot d_{actual} \quad (3.25)$$

$$\frac{L_R}{L} = \frac{d_{eff}}{d_{actual}} \quad (3.26)$$

$$L_v = \frac{L_R \cdot DoD_R \cdot Q_R}{\sum_{i=1}^n d_{eff}} \cdot T_{ev} \quad (3.27)$$

Donde:

- Γ_R : Carga total de referencia (Ah).
- L_R : Número de ciclos de referencia (-).
- DoD_R : Profundidad de descarga de referencia (%).
- Q_R : Capacidad a la corriente de referencia (Ah).
- L : Número de ciclos reales (-).
- u_0, u_1, u_2 : Parámetros empíricos (-).
- d_{eff} : Amperios-hora efectivos durante el proceso de descarga (Ah).
- d_{actual} : Amperios-hora reales durante el proceso de descarga (Ah).
- DoD_A : Profundidad de descarga real (%).
- Q_A : Capacidad real a la corriente de trabajo (Ah).
- L_v : Tiempo de vida (años).
- T_{ev} : Periodo de evaluación (años).
- n : Número de ciclos en el periodo T_{ev} (-).

⁵Cantidad real de amperios-hora que se han perdido de la carga total nominal.

Capítulo 4

La microrred fotovoltaica

Para el presente trabajo de investigación se implementó una microrred fotovoltaica monofásica, la cual en lugar de emplear módulos fotovoltaicos como sistema de generación de energía, utiliza una fuente de potencia programable, la cual se encuentra configurada para que trabaje a modo de emulador de módulos fotovoltaicos, esto con la finalidad de garantizar una producción de potencia fotovoltaica que no se vea afectada por las condiciones meteorológicas y que, por lo tanto, fuera similar para todos los ensayos.

La microrred fotovoltaica ha sido instalada con el propósito de realizar ensayos experimentales sobre la batería de litio variando el modo de funcionamiento de la microrred, estos ensayos permiten estimar el valor de los parámetros del modelo dinámico-térmico desarrollado para la batería de litio. Asimismo, como se verá más adelante, luego de terminar con los ensayos experimentales, la microrred permanece funcionando bajo un determinado perfil de producción fotovoltaica y de consumo, ambos elaborados apartir de datos reales, con el objetivo de registrar el comportamiento eléctrico de la batería bajo ciertas condiciones de trabajo, para después comparar los datos medidos con los valores estimados por el modelo desarrollado.

La microrred fotovoltaica también cuenta con un sistema propio de monitoreo y control, el cual registra toda la información proveniente del comportamiento eléctrico de cada uno de sus componentes y a la vez establece los límites seguros de funcionamiento. El único parámetro sobre el cual no se ha tenido control durante los trabajos en el laboratorio, ha sido la temperatura ambiente, lo cual influye directamente sobre la temperatura interna de la batería.

La microrred fotovoltaica fue instalada en el laboratorio del “Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía de la Universidad Nacional de Ingeniería” (CER-UNI), una imagen de esta se observa en la figura 4.1, y en la figura 4.2 se muestra el esquema respectivo, donde se resaltan los diferentes protocolos de comunicación que existen dentro de la microrred. Los componentes de la microrred fotovoltaica instalada se describen en las secciones siguientes.

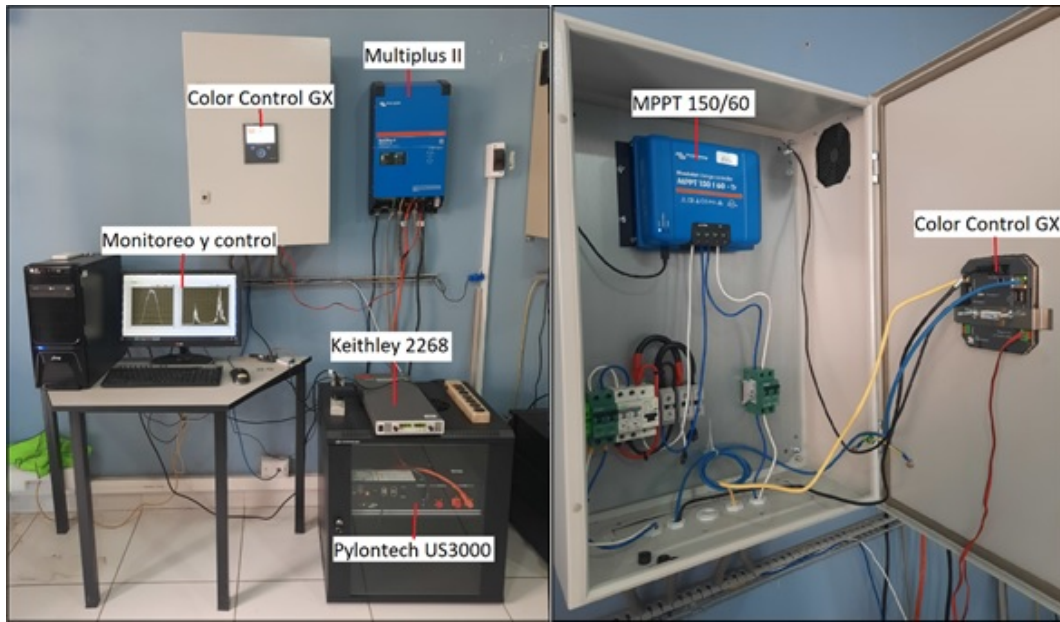


Figura 4.1: Microrred fotovoltaica monofásica instalada. (Fuente: Fotografía propia)

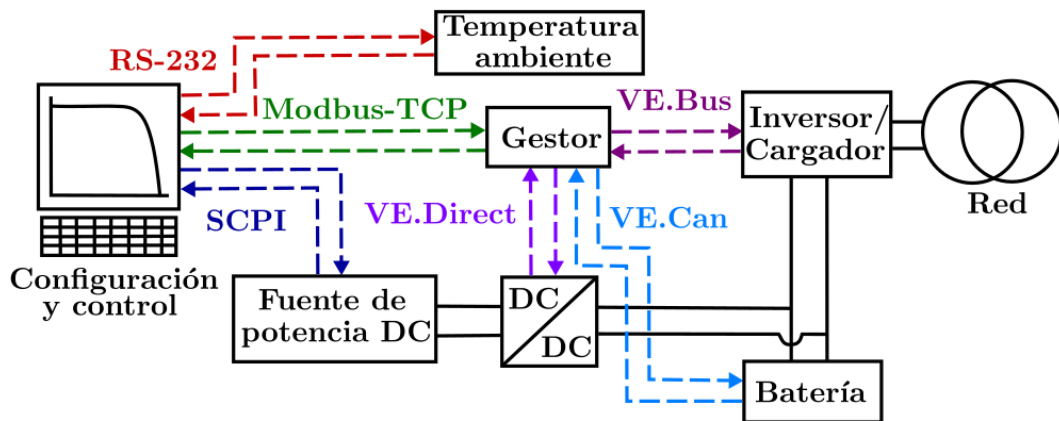


Figura 4.2: Esquema de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia)

4.1. Emulador de módulos fotovoltaicos

El emulador de módulos fotovoltaicos es un dispositivo electrónico que genera una salida de voltaje y de corriente similar a la que produciría un módulo o arreglo fotovoltaico funcionando bajo ciertas condiciones deseadas de irradiancia y temperatura ambiente y cuya potencia de salida es igual al valor de la potencia máxima que puede generar el arreglo fotovoltaico que se desea emular.. El emulador de módulos fotovoltaicos implementado se basa en una fuente de potencia DC, de la marca Keithley, modelo 2268-150-5⁶ (figura 4.3), que permite una salida máxima de 150 V y 5 A.

⁶<https://download.tek.com/datasheet/2268%20DataSheet.0.pdf>



Figura 4.3: Fuente de potencia utilizada como emulador fotovoltaico (Fuente: Keithley)

4.1.1. Determinación del punto de trabajo

El emulador de módulos fotovoltaicos genera la respuesta eléctrica de una conexión en serie de dos módulos de la marca Sharp, modelo NA-F128GK⁷, cuya potencia nominal de salida es de 128 W. En la tabla 4.1, se pueden observar las características eléctricas y térmicas del módulo fotovoltaico de referencia bajo las condiciones estándar de medida.

Tabla 4.1: Parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico emulado a STC

Parámetro	Valor
Potencia máxima	128.0 W
Corriente de corto circuito	3.45 A
Voltaje de circuito abierto	59.8 V
Corriente en el punto de máxima potencia	2.82 A
Voltaje en el punto de máxima potencia	45.4 V
Coefficiente de temperatura para la potencia máxima	-0.24 %/°C
Coefficiente de temperatura para la corriente de corto circuito	0.07 %/°C
Coefficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto	-0.30 %/°C
Temperatura de operación nominal de la celda solar	44 °C

Teniendo en cuenta que el algoritmo MPPT (seguidor del punto de máxima potencia) del controlador de carga hace que se extraiga la máxima potencia posible del emulador y debido a que este último tiene un comportamiento lineal (el voltaje es directamente proporcional a la corriente), entonces, la máxima potencia que entregará el emulador, se puede ajustar de tal manera que tanto el voltaje máximo como la corriente máxima permitidos por la fuente programable coincidan con el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico emulado. Este punto de trabajo varía según las condiciones de irradiancia y

⁷<https://www.energymatters.com.au/images/sharp/sharp-na-f128gk.pdf>

temperatura ambiente, por lo cual, la potencia de salida del emulador es calculada para cada segundo del período de ensayo, de acuerdo a los parámetros eléctricos y térmicos del módulo fotovoltaico de referencia.

En la figura 4.4 se puede observar que a pesar de que el emulador es un dispositivo lineal y un módulo fotovoltaico no, es posible emular el punto de máxima potencia de un arreglo fotovoltaico cuando las variaciones de las condiciones deseadas de irradiancia y temperatura son muy lentas, que es como generalmente ocurre en un caso real. Por lo tanto, conociendo la variación temporal de la irradiancia y de la temperatura ambiente, se puede calcular la potencia de salida del emulador para el período de ensayo, de tal manera que esta sea igual a la que se esperaría de un arreglo fotovoltaico.

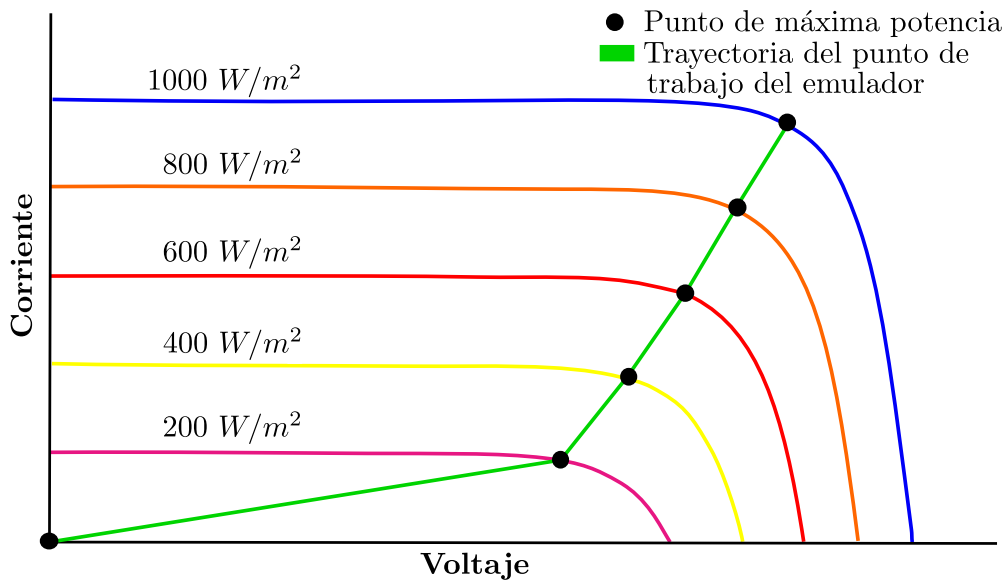


Figura 4.4: Emulación del punto de máxima potencia. (Fuente: Elaboración propia)

Para calcular el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico emulado se emplean las ecuaciones 3.7 a la 3.12, las cuales son escritas nuevamente aquí:

$$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \cdot (NOCT - T_{a,NOCT}) \right) \quad (3.7)$$

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \cdot \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) \cdot [1 + \alpha \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.8)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.9)$$

$$P_{mpp} = P_{mpp,STC} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.10)$$

$$I_{mpp} = I_{mpp,STC} \cdot \left(\frac{I_{sc}}{I_{sc,STC}} \right) \quad (3.11)$$

$$V_{mpp} = \frac{P_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.12)$$

4.2. Controlador de carga

El controlador de carga es el dispositivo encargado de proteger a la batería de sobrecargas, limitando la corriente que proviene desde el arreglo fotovoltaico hacia esta. En algunos modelos también se encuentra presente la protección contra sobredescargas, por la que se limita la corriente que sale desde la batería hacia la carga de consumo. Además, realiza la conversión DC/DC, adecuando el nivel de voltaje del arreglo fotovoltaico al del banco de baterías. Asimismo, mediante la implementación de un algoritmo MPPT, es capaz de hacer que el arreglo fotovoltaico, al cual se encuentra conectado, trabaje en el punto de máxima generación de potencia. El controlador de carga empleado en la microrred fotovoltaica es de la marca Victron, modelo BlueSolar 150/60⁸ (figura 4.5), el cual admite un máximo de 150 V y 60 A de entrada.



Figura 4.5: Controlador de carga (Fuente: Victron)

4.3. Inversor/cargador

El inversor/cargador es un dispositivo bidireccional que se encarga de transformar la corriente continua proveniente del arreglo fotovoltaico (pasando a través del controlador de carga) y/o de la batería, en corriente alterna para su inyección a la red eléctrica; así como de transformar la corriente alterna proveniente de la red eléctrica, en corriente continua para cargar la batería cuando sea necesario. El inversor/cargador también se encarga de proteger la batería de sobrecargas y sobredescargas, configurando los valores adecuados dependiendo del tipo de batería instalada, para el presente trabajo esta función de protección no fue

⁸<https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-BlueSolar-charge-controller-MPPT-150-45-up-to-150-70-ES.pdf>

necesaria utilizarla ya que es realizada por la propia batería como se verá más adelante. El inversor/cargador instalado en la microrred fotovoltaica es de la marca Victron, modelo MultiPlus II 230V 48/3000/35-32⁹ (figura 4.6), el cual tiene un voltaje nominal de 230 V, permite trabajar con un banco de baterías de hasta 48 V, puede generar una potencia constante de salida de 3000 VA y acepta una corriente máxima de 35 A del lado de el banco de baterías y de 32 A del lado de la red eléctrica.



Figura 4.6: Inversor/cargador de 3 kVA (Fuente: Victron)

4.4. Batería de litio

El sistema de almacenamiento de la microrred instalada consiste en una batería LFP (Li-FePO₄) de la marca Pylontech, modelo US3000¹⁰ (figura 4.7) de 48 V, 3500 Wh, una corriente nominal de 37 A y más de 6000 ciclos de vida útil (a 25 °C). Esta batería a través de un BMS incorporado controla el buen funcionamiento de la misma, evitando situaciones que puedan dañarla, tales como: sobrecarga, sobredescarga, altas corrientes y altas o bajas temperaturas. Asimismo, controla el nivel de carga dentro de cada celda que compone la batería para que este sea aproximadamente el mismo en cada una de ellas, evitando así el envejecimiento prematuro de alguna de estas y por lo tanto, extendiendo la vida útil de la batería. Los límites permitidos para los parámetros de funcionamiento de la batería, vienen establecidos de fábrica y no pueden ser modificados por el usuario, solo se puede hacer la lectura de estos.

⁹<https://www.victronenergy.com/es/upload/documents/Datasheet-MultiPlus-II-inverter-charger-ES.pdf>

¹⁰<https://autosolar.es/pdf/US3000-Product-Manual-18BQSV0801.pdf>



Figura 4.7: Batería de litio (Fuente: Pylontech)

4.5. Gestor de la microrred

La microrred fotovoltaica instalada contiene un dispositivo de control y monitoreo de la marca Victron, modelo Color Control GX¹¹ (figura 4.8), el cual establece comunicación con todos los equipos que integran la microrred, permitiendo de esta manera la gestión de cada uno de estos, a través de la configuración y lectura de los respectivos parámetros de funcionamiento. El acceso a las funciones del gestor se puede realizar a través de la pantalla del propio dispositivo, del portal VRM (Victron Remote Management) o mediante una comunicación ethernet.

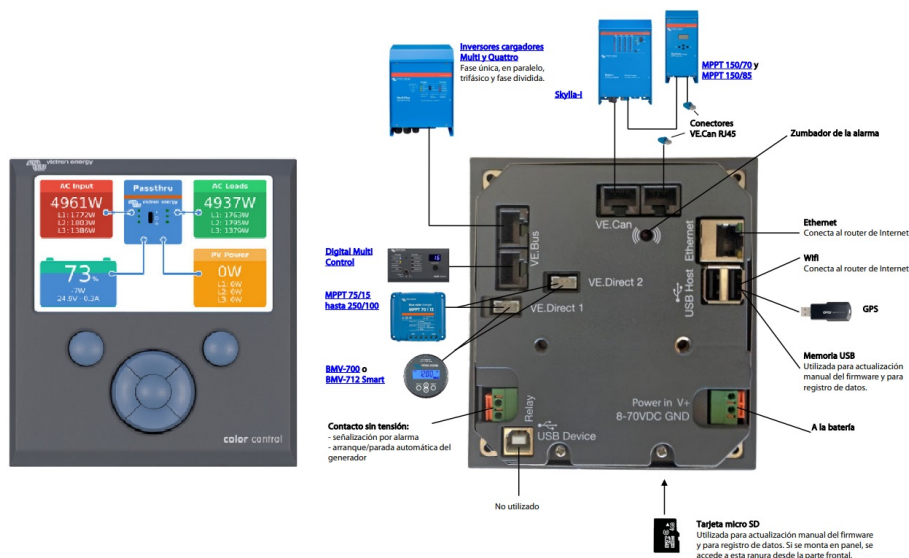


Figura 4.8: Gestor de la microrred fotovoltaica (Fuente: Victron)

El gestor de la microrred se comunica con los dispositivos que la componen a través de diferentes protocolos de comunicación, dependiendo del equipo con el cual se enlace. En la tabla 4.2 se muestran los protocolos de comunicación empleados en la microrred fotovoltaica instalada.

¹¹ <https://www.victronenergy.com/es/upload/documents/Datasheet-Color-Control-GX-ES.pdf>

Tabla 4.2: Protocolos de comunicación empleados por el gesto

Dispositivo	Protocolo de comunicación
Controlador de carga	VE.Direct
Inversor/cargador	VE.Bus
Batería	VE.Can

4.6. Sensor de temperatura ambiente

La temperatura ambiente ha sido medida utilizando el sensor DS18B20¹², junto con una placa Arduino Nano¹³ para la comunicación con el software de control explicado en la siguiente sección; la calibración del sensor DS18B20 se realizó utilizando el sensor de temperatura y humedad relativa de la marca Elitech, modelo GSP-20¹⁴, estos tres componentes se muestran en la figura 4.9.

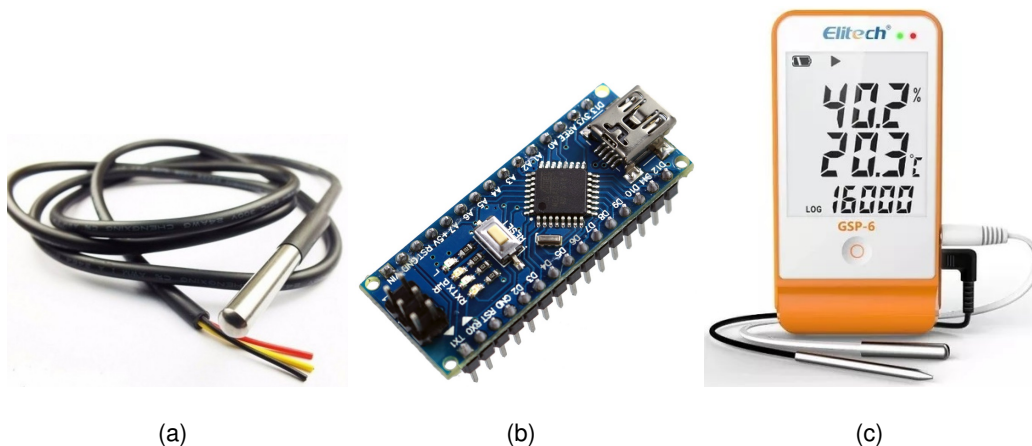


Figura 4.9: (a) Sensor DS18B20, (b) placa Arduino Nano y sensor GSP-6 (Fuente: Mastertronic, ElectroPro y Elitech, respectivamente)

El sensor de temperatura DS18B20 tiene un rango de trabajo que va desde los $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta los $+125\text{ }^{\circ}\text{C}$, teniendo una precisión de $\pm 0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el rango comprendido entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo cual es suficiente para los objetivos del presente trabajo de investigación.

¹²<https://cdn.sparkfun.com/datasheets/Sensors/Temp/DS18B20.pdf>

¹³<https://store-usa.arduino.cc/products/arduino-nano?selectedStore=us>

¹⁴<https://www.elitechlog.com/wp-content/manuals/GSP-6-instructions.pdf>

4.7. Sistema de control y registro de datos

El control y registro de datos de la microrred fotovoltaica instalada se realiza mediante un software propio desarrollado en la plataforma Labview (figuras 4.10 y 4.11) y ejecutado en una computadora con conexión a internet, por lo cual se puede realizar un monitoreo remoto del sistema. Asimismo, los datos registrados son almacenados en una carpeta creada en la plataforma BOX, por lo que esta información es accesible desde cualquier lugar con conexión a internet.

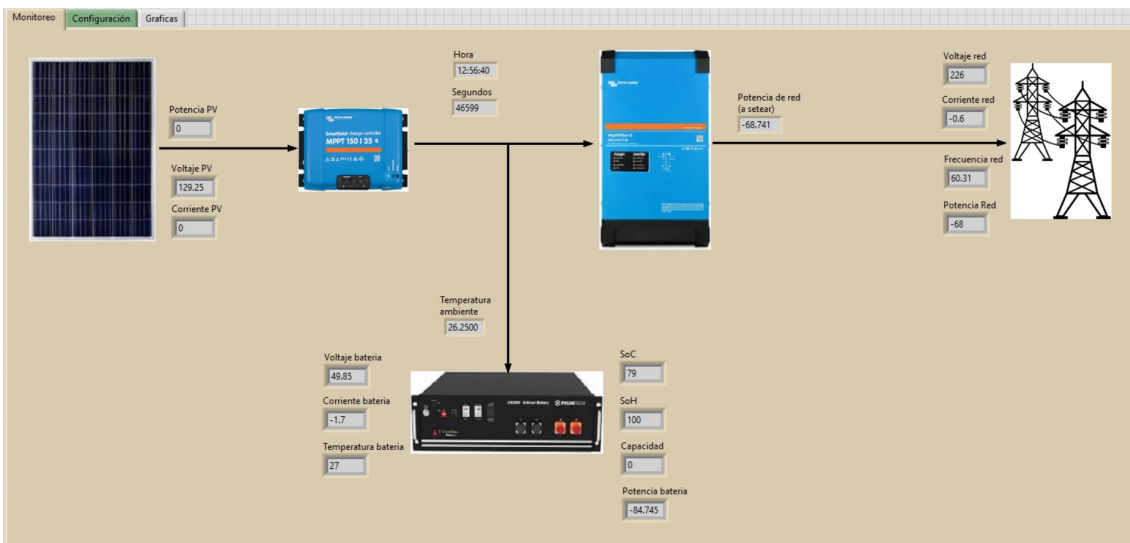


Figura 4.10: Monitoreo de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia)

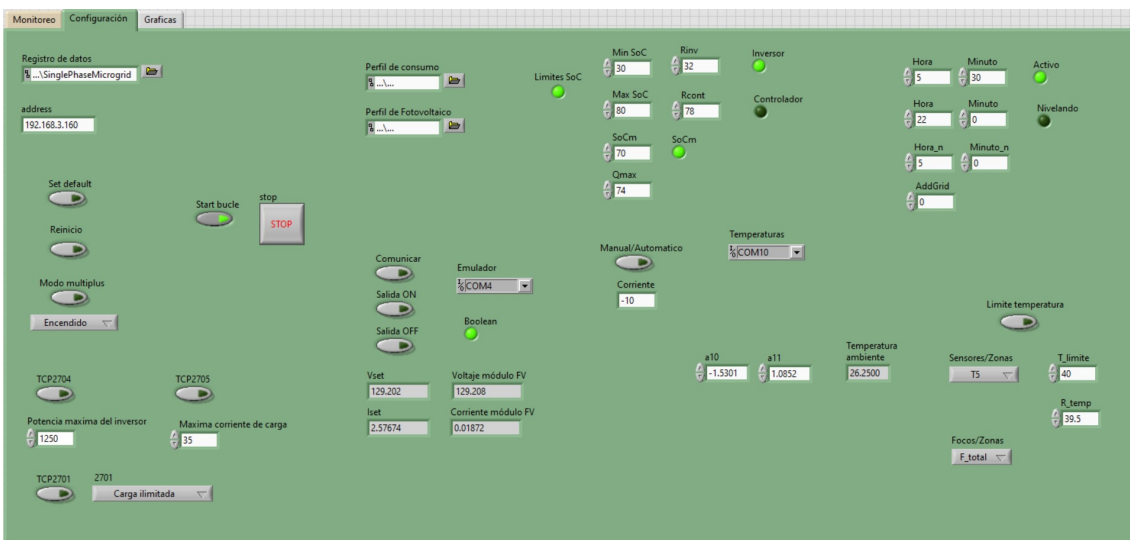


Figura 4.11: Configuración, control y registro de datos de la microrred fotovoltaica instalada. (Fuente: Elaboración propia)

El software de monitoreo y control desarrollado se comunica con el emulador de módulos fotovoltaicos, con el gestor de la microrred y con el sensor de temperatura ambiente, mediante los protocolos de comunicación SCPI/USB, Modbus-TCP/Ethernet y RS-232/Serial, respectivamente, con lo cual se pueden llevar a cabo las siguientes acciones:

- a) Establecer la potencia proveniente del emulador fotovoltaico, que dependerá del perfil de producción fotovoltaica ingresado.
- b) Definir el horario de funcionamiento de la microrred, fuera del cual se inicia el proceso de carga de la batería, a la menor corriente posible para que alcance el estado de carga máximo permitido antes de comenzar el día de trabajo.
- c) Establecer la potencia que se inyecta a la red, para simular un perfil de consumo. Asimismo, se establece la potencia recibida de la red, para iniciar el proceso de carga explicado en el ítem anterior.
- d) Configurar los límites en el estado de carga, corriente, voltaje y temperatura de la batería. Si bien estos límites ya los establece el BMS de la batería, el sistema de control establece límites de tal manera que no se alcancen los máximos permitidos por la batería, lo cual es una protección adicional para la microrred.
- e) Leer y registrar los parámetros de funcionamiento del emulador fotovoltaico, de la batería y del inversor/cargador, así como la temperatura ambiente.
- f) Realizar procesos de carga y descarga controlados bajo una corriente constante, lo cual es útil como parte del proceso de estimación de los parámetros del modelo de la batería.

4.8. Resumen y conclusiones

En este capítulo se describe la microrred fotovoltaica monofásica implementada para el presente trabajo de investigación, la cual posee un software que controla su funcionamiento y registra la información de la respuesta eléctrica de la misma, así como de la temperatura interna de la batería y la temperatura ambiente.

La microrred fotovoltaica instalada está compuesta por un emulador en lugar de módulos fotovoltaicos reales, un controlador de carga, una batería de litio y un inversor/cargador. Tam-

bién se incluyen un gestor de la microrred el cual es un dispositivo que se conecta con todos los componentes de la microrred para enviar y pedir información hacia y desde cada uno de estos. Además se cuenta con una PC en la cual se ha instalado el software de monitoreo y control, el cual se comunica directamente con el gestor de la microrred.

La microrred fotovoltaica está configurada para reproducir diariamente un mismo comportamiento eléctrico (generación y consumo), siendo la temperatura ambiente el único parámetro que no se puede controlar, en ese sentido, la respuesta eléctrica de la batería de litio puede diferir de un día para otro o de una época del año para otra, debido a que esta se ve afectada por la temperatura de su entorno.

Capítulo 5

Procedimiento experimental

Los ensayos experimentales realizados tienen como finalidad hallar los parámetros de los modelos dinámico y térmico desarrollados para la batería de litio. Estos ensayos se llevaron a cabo modificando el modo de funcionamiento de la microrred fotovoltaica instalada, haciendo que esta funcione en intervalos de corriente constante (de diferente duración) y no bajo un perfil de consumo, como el utilizado en el capítulo 8. Al finalizar cada ensayo se dejó reposar la batería hasta el día siguiente para permitir que el voltaje llegara hasta un valor estable. Las pruebas de laboratorio llevadas a cabo se describen en las siguientes secciones.

5.1. Respuesta dinámica

Para determinar la respuesta de la batería ante un cambio en la carga de consumo, se llevaron a cabo un conjunto de ensayos para observar el comportamiento de la batería cuando por ella no circula corriente, cuando circula una corriente constante o cuando circula una corriente pulsada. La duración de cada ensayo depende principalmente del valor de corriente empleado para cada uno de estos, siendo las bajas corrientes las que mayor tiempo requieren y viceversa, para el caso de los ensayos con corriente pulsada, la duración del ensayo también se ve influenciada por el tiempo que se deja reposar a la batería antes de permitir nuevamente el paso de corriente a través de esta.

5.1.1. Curva de voltaje de circuito abierto

El voltaje de circuito abierto es el voltaje final que alcanza la batería cuando se encuentra en reposo, es decir, cuando por ella no circula corriente. Este voltaje depende del SoC y la temperatura interna de la batería. Durante el trazado de la curva de voltaje de circuito abierto se utilizó una corriente de descarga de 25 A durante un minuto y se dejó reposar la batería durante 5 minutos, el voltaje al final del periodo de reposo es el valor considerado como U_{oc} para el SoC correspondiente. En la figura 5.1 se muestra el resultado de este ensayo. La temperatura de

referencia considerada para este conjunto de datos corresponde al promedio de la temperatura interior de la batería registrada durante toda la prueba y que es igual a 21,59 °C.

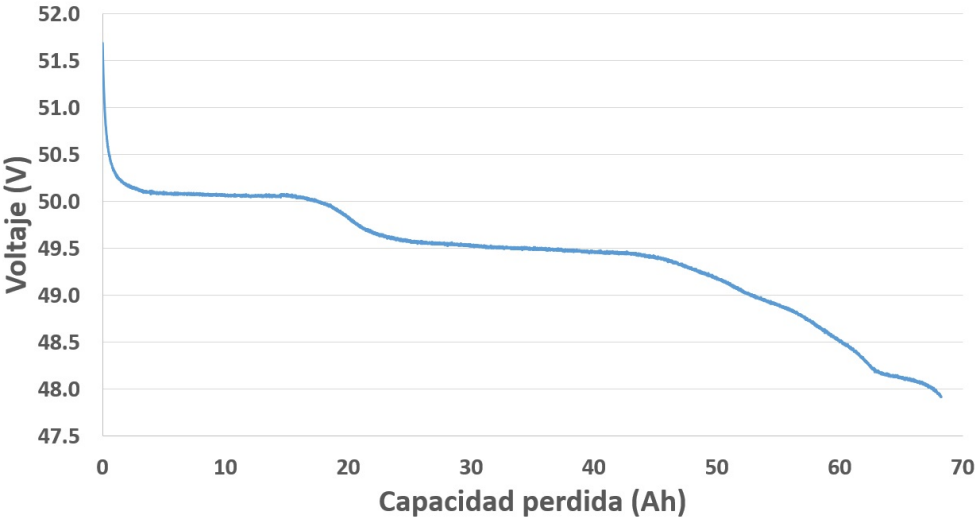


Figura 5.1: Voltaje de circuito abierto de la batería ensayada. (Fuente: Elaboración propia)

5.1.2. Perfiles de carga y descarga con corriente constante

En este conjunto de ensayos se somete a la batería a procesos de carga y descarga para diferentes valores de corriente. Estas pruebas nos permiten observar la dependencia del voltaje y capacidad de la batería con respecto al nivel de corriente empleado. También se puede notar la influencia de la resistencia total de la batería. En las figuras 5.2 y 5.3 se observa el resultado de estos ensayos.

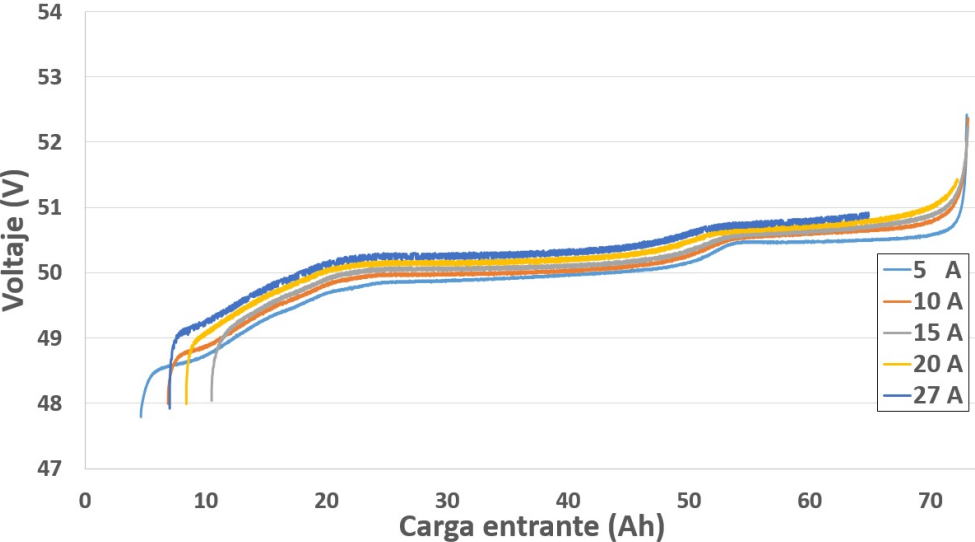


Figura 5.2: Curvas de carga para diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia)

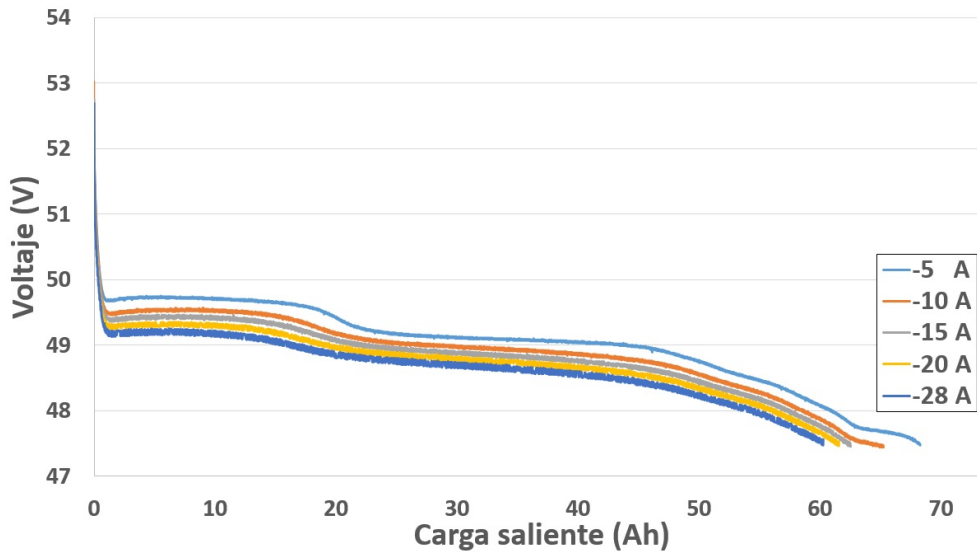


Figura 5.3: Curvas de descarga para diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia)

5.1.3. Perfiles de carga y descarga con corriente pulsada

Un proceso de carga o descarga utilizando una corriente pulsada es el tipo de ensayo adecuado para analizar los efectos de la resistencia de polarización de la batería. También es posible observar el efecto de la resistencia ohmica, pero este ensayo se centra en estudiar el comportamiento transitorio del voltaje ante un pulso de corriente. Para estos ensayos se utilizó una corriente aproximada de 20 A durante 10 minutos y se dejó reposar la batería durante las dos horas siguientes antes de repetir nuevamente el proceso. El resultado de estas pruebas se muestran en las figuras 5.4 y 5.5.

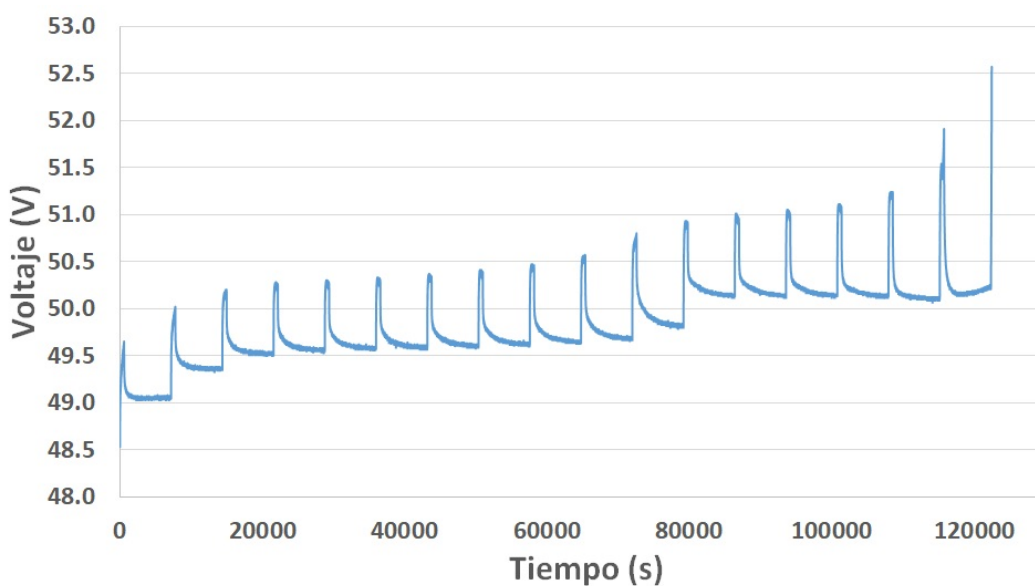


Figura 5.4: Proceso de carga pulsada. (Fuente: Elaboración propia)

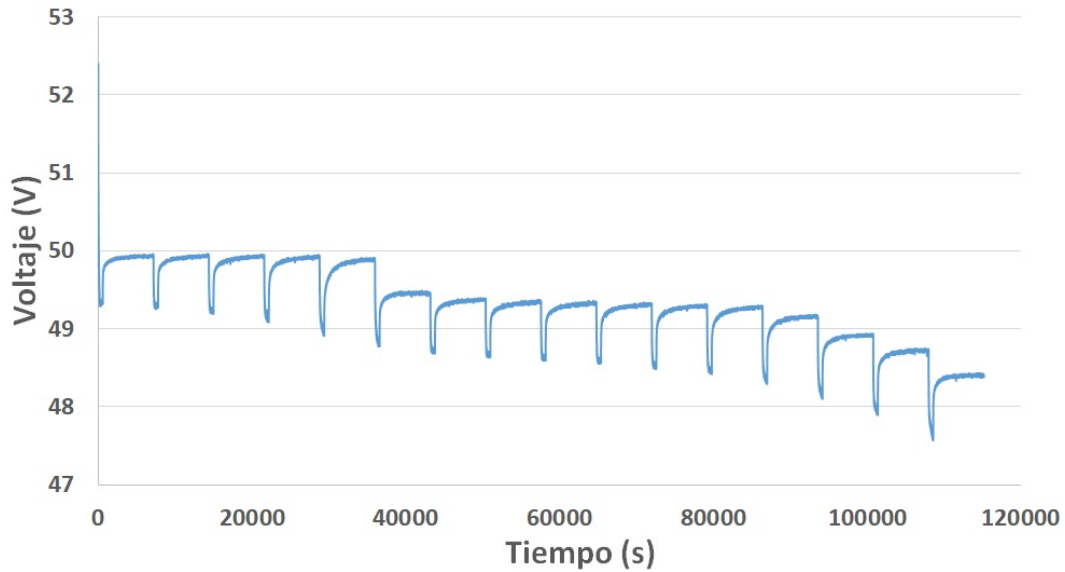


Figura 5.5: Proceso de descarga pulsada. (Fuente: Elaboración propia)

5.2. Respuesta térmica

Uno de los factores que afecta la respuesta en voltaje y la capacidad de una batería es la temperatura interna de esta, la cual viene influenciada por la temperatura ambiente y la corriente de trabajo. En el presente trabajo de investigación no se ha analizado la variación del voltaje (en el proceso dinámico) con respecto a la temperatura interna de la batería cuando circula corriente a través de esta, debido a que la amplitud térmica del ambiente de trabajo no era la suficiente como para generar un incremento de temperatura al interior de la batería con la cual se pudiesen observar variaciones significativas del voltaje de salida. Además, el convertidor DC/DC propio del inversor/cargador, al tratar de mantener la corriente de entrada o de salida en un valor constante, genera un nivel de ruido que no permite distinguir las variaciones antes mencionadas. Sin embargo, para una corriente igual a cero, el ruido del convertidor DC/DC disminuye de tal manera que se pueden observar ligeras variaciones en el voltaje de salida de la batería, aunque en la práctica son poco significativas.

5.2.1. Variación del voltaje de circuito abierto con respecto de la temperatura

Un aumento en la temperatura interna de la batería afecta la capacidad, la resistencia ohmica y la resistencia de polarización de esta, siendo el efecto neto un aumento en el voltaje de salida. Este ensayo se realizó empleando el mismo procedimiento descrito en la sección

5.1.1, pero en dos épocas distintas del año, una correspondiente a un mes de invierno (junio) y la otra correspondiente a un mes de verano (febrero), esto con la finalidad de obtener la mayor amplitud térmica posible, la cual permitiese observar cambios en el voltaje de salida. Los resultados de estos ensayos se muestran en la figura 5.6, en la cual se puede notar que una variación de temperatura cercana a los $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ no genera una variación importante en el nivel del voltaje de salida. En consecuencia, variaciones en la capacidad, resistencia interna y resistencia de polarización de la batería tampoco serán observables bajo las condiciones de ensayo empleadas ni bajo las condiciones de trabajo reales de la microrred fotovoltaica instalada, tal y como se verá en el capítulo 8.

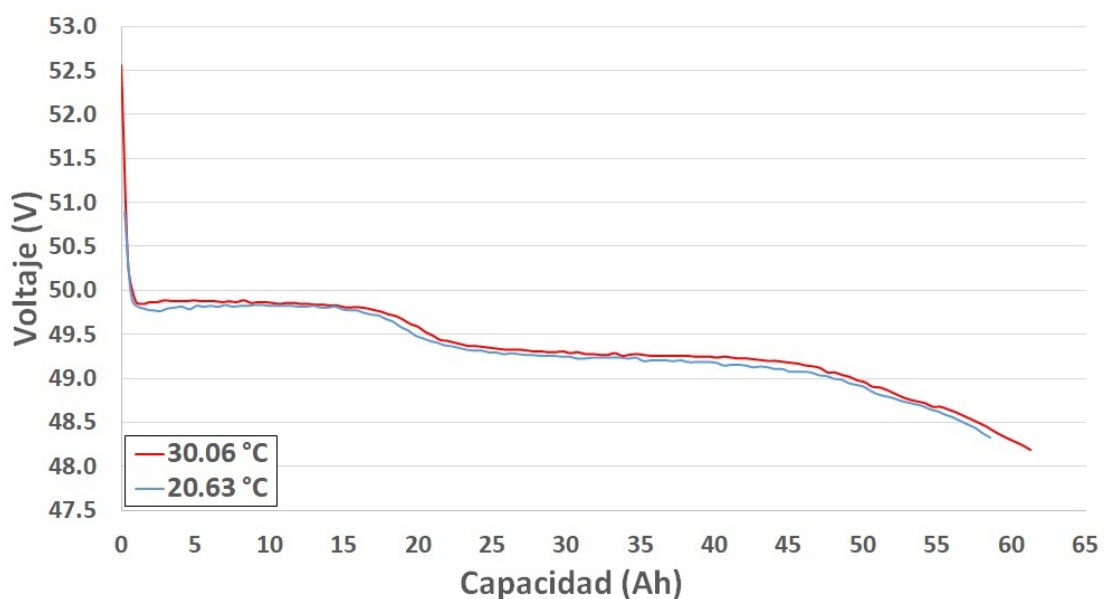


Figura 5.6: Voltaje de circuito abierto para dos temperaturas diferentes. (Fuente: Elaboración propia)

5.2.2. Transitorio de la temperatura

Esta prueba sirve para determinar el tiempo que demora la batería de litio en alcanzar una temperatura estable y para registrar el comportamiento térmico de la batería durante el estado transitorio. Para este ensayo se implementó el banco de pruebas mostrado en la figura 5.7, en donde se observa la instalación de cuatro focos incandescentes de 100 W cada uno, dos fueron colocados en la parte superior y otros dos en la parte inferior del armario que contiene a la batería bajo ensayo. Debido a la tendencia natural del aire caliente a desplazarse hacia zonas altas, la temperatura en la parte superior de la batería era ligeramente mayor que en la parte inferior de la misma.



Figura 5.7: Banco de pruebas para evaluar el estado transitorio de la temperatura de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

Si bien los focos incandescentes fueron empleados para aumentar la temperatura al interior del armario y por tanto la temperatura de la batería, también se hizo circular una corriente de 30 A en procesos continuos de carga y descarga, hasta que la temperatura interior de la batería llegase a los 40 °C, en este punto se apagaron los focos incandescentes, se llevó a cero la corriente que pasaba a través de la batería y se abrió la puerta del armario para que la batería estuviera en contacto con la temperatura ambiente. Luego se tomaron datos de temperatura interna de la batería y temperatura ambiente durante todo el tiempo en que esta última permaneciese casi constante y el valor de ambas estuviese lo más cerca posible. Los resultados de este ensayo se muestran en la figura 5.8.

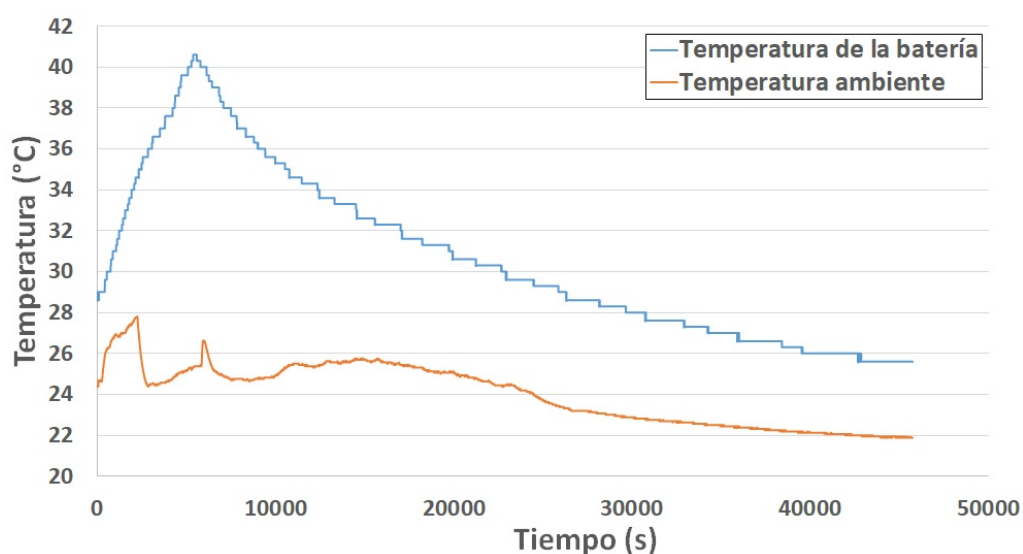


Figura 5.8: Transitorio de la temperatura interna de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

5.2.3. Calibración del sensor de temperatura

Tal y como se explicó en la sección 4.6, el sensor de temperatura DS18B20, ha sido calibrado con el sensor de referencia GSP-6. Para el proceso de calibración se colocaron ambos sensores muy cerca entre sí durante 24 horas seguidas, tomando datos en intervalos de 10 segundos. Previamente el reloj interno del sensor GSP-6 fue sincronizado con el reloj de la laptop a la cual el sensor DS18B20 enviaba los datos medidos a través de una placa Arduino Nano. Luego, el sensor de temperatura calibrado fue colocado a una distancia de aproximadamente un metro de la batería y a una altura de un metro y medio sobre el suelo, es decir, a una distancia suficiente como para que el calor generado por la batería durante su funcionamiento no altere las mediciones del sensor. Los datos medidos durante el proceso de calibración se muestran en la figura 5.9.

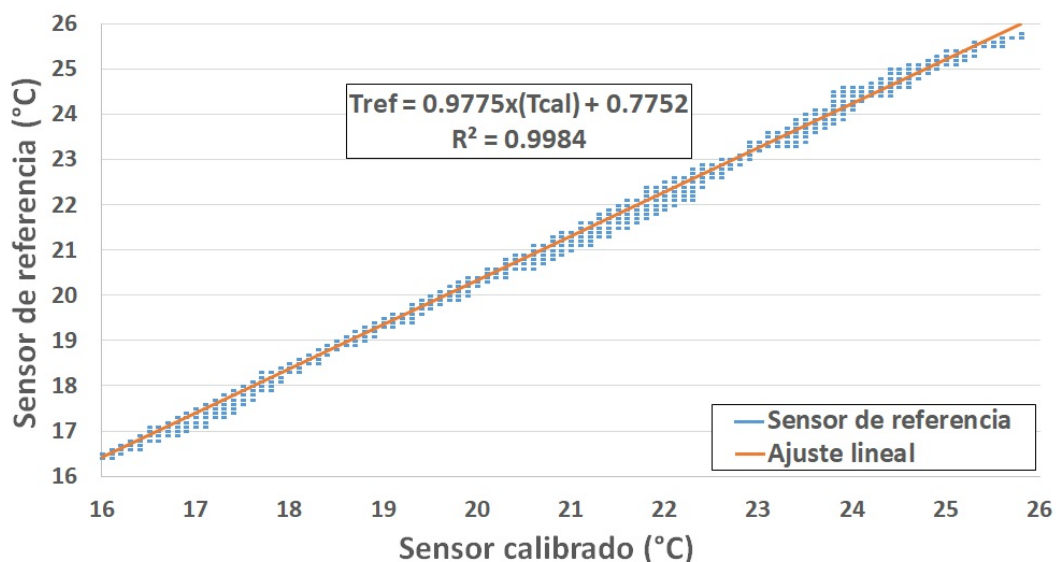


Figura 5.9: Curva de calibración del sensor de temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

5.3. Resumen y conclusiones

En este capítulo se realizan una serie de ensayos que servirán para parametrizar los modelos matemáticos que representan el comportamiento dinámico y térmico de la batería de litio, los cuales se desarrollarán en el siguiente capítulo. Estos ensayos son los que normalmente se realizan a cualquier batería para parametrizar el modelo matemático que la representa, pero en este caso, los datos experimentales muestran un comportamiento diferente al esperado al

aplicar algún modelo matemático existente.

Los ensayos realizados con la finalidad de parametrizar el modelo dinámico de la batería de litio se llevan a cabo haciendo que esta funcione dentro de la microrred fotovoltaica, configurando esta última para que realice una serie de procesos de carga y descarga de la batería de acuerdo al tipo de ensayo, el objetivo de estas pruebas es observar la respuesta eléctrica de la batería ante diferentes estímulos de corriente.

Para obtener los parámetros del modelo térmico de la batería de litio, se eleva la temperatura de la misma hasta aproximadamente $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, para luego dejarla enfriar, registrando la evolución temporal de la temperatura interna. También se registran curvas de voltaje en circuito abierto para dos temperaturas diferentes.

En estos ensayos se puede observar con mayor claridad la presencia de un fenómeno que no está siendo considerado en los modelos matemáticos existentes que representan el comportamiento dinámico de la batería de litio. Asimismo, se observa que la amplitud térmica del ambiente donde se llevaron a cabo los ensayos no genera un efecto significativo sobre la respuesta en voltaje de la batería.

Capítulo 6

Desarrollo del modelo dinámico-térmico

El modelamiento de la batería de litio integrada a una microrred comienza por el desarrollo de un nuevo modelo, lo cual nace de la necesidad de lograr una mayor exactitud entre los datos medidos y los valores esperados. Los ensayos experimentales sobre el comportamiento dinámico de la batería muestran que los datos medidos difieren de los valores teóricos esperados, donde estos últimos se hallan utilizando los modelos tradicionales para baterías de litio. Se determinó que los componentes de la microrred, en especial el inversor/cargador, afectan la respuesta en voltaje y en corriente de la batería de litio, por lo tanto, se optó por modificar el modelo equivalente de Thevenin para mejorar la exactitud de los resultados sin aumentar de manera significativa la complejidad de los cálculos. Como se ha explicado en la sección 1.1, modificar un modelo sencillo en lugar de usar uno complejo, dependiente de demasiados parámetros, es la mejor opción si se desea tener un modelo matemático con un amplio campo de aplicación.

6.1. Análisis de los resultados experimentales

El estudio del comportamiento dinámico de la batería de litio requiere de una serie de ensayos de laboratorio donde las respuestas en voltaje y en corriente sirven para determinar el valor de los parámetros del modelo equivalente de Thévenin, tales como: resistencia ohmica, resistencias de polarización y constantes de tiempo. Como se ha mencionado, los datos obtenidos a partir de los ensayos experimentales sobre la respuesta dinámica de la batería, son diferentes a los resultados esperados aplicando algún modelo conocido para baterías de litio, por lo tanto, el modelo empleado debe ser modificado o corregido, para aumentar la exactitud de los resultados. La diferencia entre los resultados observados y esperados puede deberse en parte a problemas como: exactitud en los sensores que miden el voltaje de cada celda que componen la batería, lo cual hace que estas celdas no tengan el mismo nivel de carga, también puede existir algún diodo de protección que genere una caída adicional de tensión. Asimismo, el inductor que forma parte del inversor/cargador, puede influir de tal manera que suaviza la

dinámica de la batería. Estos efectos son producto de los componentes que conforman los equipos que integran la microrred, a los cuales no se puede acceder ni cambiar, por lo tanto, sus efectos en la respuesta dinámica de la batería deben ser considerados en el modelo matemático que la representa. En las secciones siguientes se realiza una comparación y análisis de los valores medidos con los esperados.

6.1.1. Análisis de las curvas de carga y descarga con corriente constante

Las curvas de carga y descarga a corriente constante se caracterizan por un estado transitorio inicial, luego del cual la caída de tensión con respecto al valor en circuito abierto es directamente proporcional a la suma de la resistencia ohmica y las resistencias de polarización. En la figura 6.1¹⁵ se puede observar que dentro del conjunto de curvas de carga (señaladas con flechas rojas) y de descarga (señaladas con flechas moradas), el aumento o disminución del voltaje de cada curva es proporcional a la variación de la corriente de trabajo. Sin embargo, estos dos conjuntos de curvas se encuentran “alejadas” de la curva de voltaje de circuito abierto, lo que se contradice con la proporcionalidad antes mencionada. Por lo tanto, existe un *offset* que debe ser considerado en el modelo matemático a desarrollar.

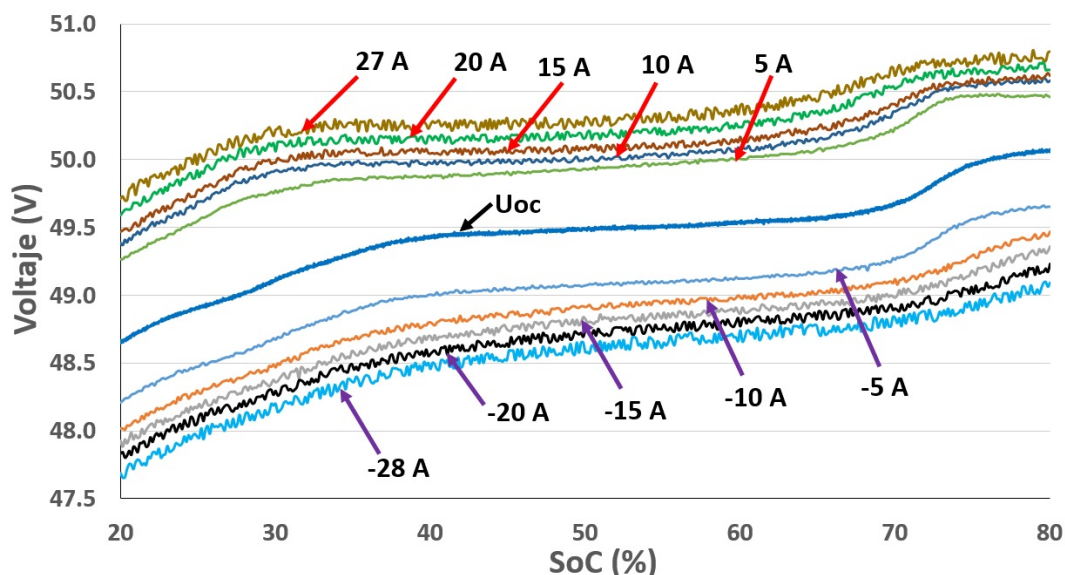


Figura 6.1: Curvas de carga (flechas rojas) y curvas de descarga (flechas moradas). (Fuente: Elaboración propia)

¹⁵Esta gráfica se encuentra dentro del rango del *SoC* que es de interés para el presente trabajo de investigación (20% – 80%), para una mejor apreciación del comportamiento que se describe.

Si bien el origen del *offset* no ha sido determinado porque no se puede acceder al interior de los componentes de la batería, esto no es necesario debido a que la batería se estudia como si fuera una “caja negra”, es decir, lo que se analiza es la relación entre las variables de entrada del modelo (corriente, temperatura ambiente, etc.) y las variables de salida (voltaje, potencia, temperatura interior, etc.).

6.1.2. Análisis de las curvas de carga y descarga con corriente pulsada

Un cambio instantáneo en el nivel de corriente que pasa a través de una batería de litio, durante un proceso de carga o descarga, inicialmente provoca una variación instantánea en el nivel de voltaje debido a la resistencia ohmica, seguido inmediatamente un estado transitorio si la corriente de trabajo es igual a cero o de la combinación de un estado transitorio junto con un proceso de carga o de descarga, si la corriente de trabajo es diferente de cero. Durante un proceso de carga o descarga con corriente pulsada, la batería parte del reposo y es sometida a una corriente constante durante un tiempo determinado, luego de esto se lleva a cero la corriente de trabajo y se espera hasta que el voltaje se estabilice. Esto se conoce como una prueba HPPC (Hybrid Pulse Power Characterization: Caracterización de potencia de pulso híbrido) y un ejemplo de esta se muestra en la figura 6.2.

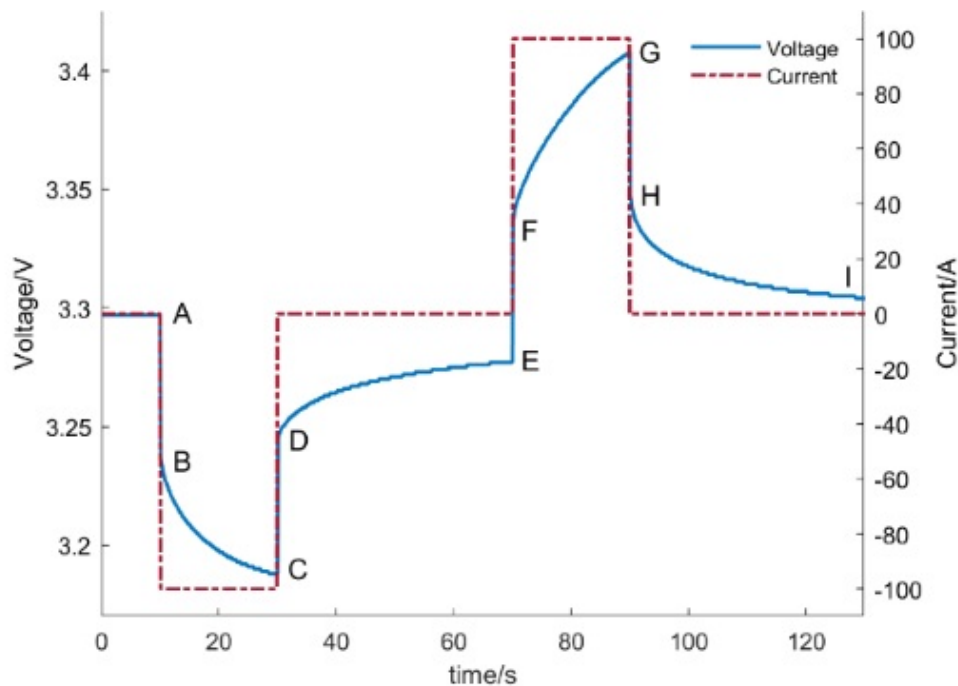


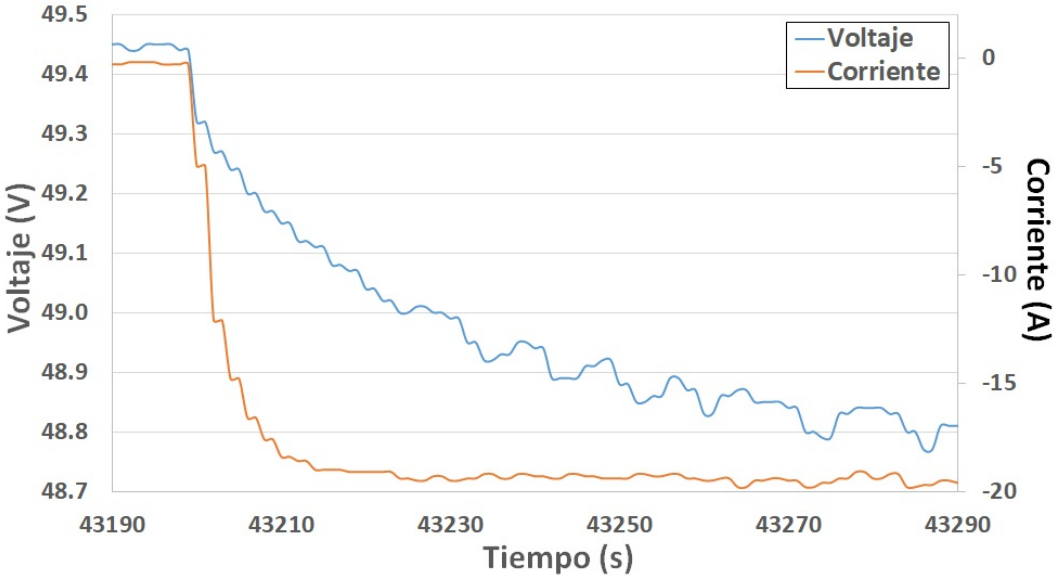
Figura 6.2: Diagrama esquemático de corriente y voltaje para una prueba HPPC. (Fuente: Yin Jin et al [116])

La prueba HPPC inicia con la batería en reposo (circuito abierto), para que luego esta sea sometida a un pulso de corriente de descarga, presentándose de manera inmediata una caída de tensión provocada por la resistencia ohmica (punto A al punto B), seguido de una combinación de un estado transitorio junto con un proceso de descarga (punto B al punto C), luego, la corriente es llevada a cero nuevamente, lo cual provoca una subida instantánea en el nivel de tensión por efecto de la resistencia ohmica (punto C al punto D), seguido de un estado transitorio (punto D al punto E). La prueba continúa con un proceso similar al anterior, pero empleando una corriente de carga, donde la respuesta en voltaje de la batería comprendida entre los puntos F al G corresponde a una combinación de un proceso de carga junto con un estado transitorio y la respuesta en voltaje entre los puntos H al I corresponden solo al estado transitorio, asimismo, la respuesta en voltaje comprendida entre los puntos E al F y entre los puntos G al H, es consecuencia de la resistencia ohmica.

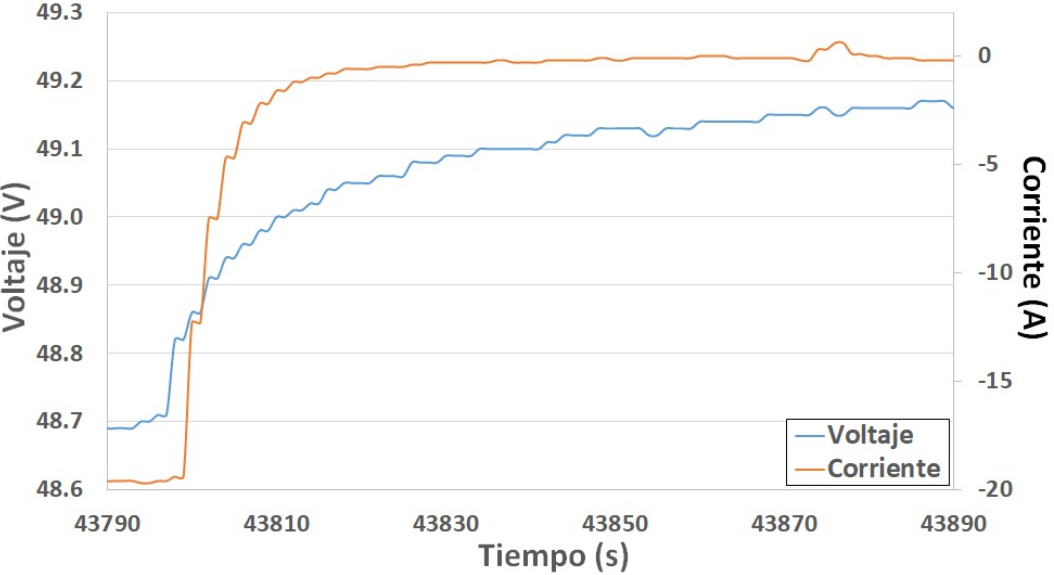
Con las respuestas en voltaje y corriente de la batería de litio mostradas en la figura 6.2, se puede estimar la resistencia ohmica relacionando los cambios inmediatos en el nivel de tensión con los cambios inmediatos en el nivel de corriente, durante el inicio y el final del pulso de corriente. Asimismo, las constantes de tiempo del estado transitorio se pueden determinar mediante un ajuste no lineal, en las zonas donde se ha llevado a cero la corriente luego de un aplicar una corriente de carga o descarga.

En las figuras 6.3 y 6.4 se muestra la respuesta dinámica de la batería de litio bajo ensayo ante un pulso de corriente para un proceso de descarga y de carga, respectivamente. En estas figuras se puede observar que la respuesta en corriente y en voltaje de la batería de litio bajo ensayo, no es similar a la mostrada en la figura 6.2, debido a que no existe un cambio instantáneo en el nivel de corriente ni en el nivel de voltaje al inicio y al final del pulso de corriente para el proceso de carga o de descarga, por lo que la estimación de la resistencia ohmica, así como de las constantes de tiempo, no se puede realizar empleando los métodos de cálculo tradicionales relacionados con el modelo equivalente de Thévenin ni con cualquier otro modelo sencillo, ya que la respuesta dinámica de la batería de litio bajo estudio es un caso atípico, debido a la influencia de los componentes de la microrred, en especial del inversor/cargador. La ausencia de un cambio instantáneo en el nivel de corriente y en el nivel del voltaje al inicio y al final del pulso de corriente, probablemente debido a la presencia de filtros en los elementos de medida de corriente del convertidor, es otro aspecto que debe ser representado en el modelo matemático a desarrollar, donde, similar al caso del *offset*, si bien el origen del suavizado de la

respuesta dinámica de la batería (ausencia de cambios instantáneos en corriente y voltaje) no ha sido plenamente determinado, esto no es necesario para los objetivos del presente trabajo de investigación.

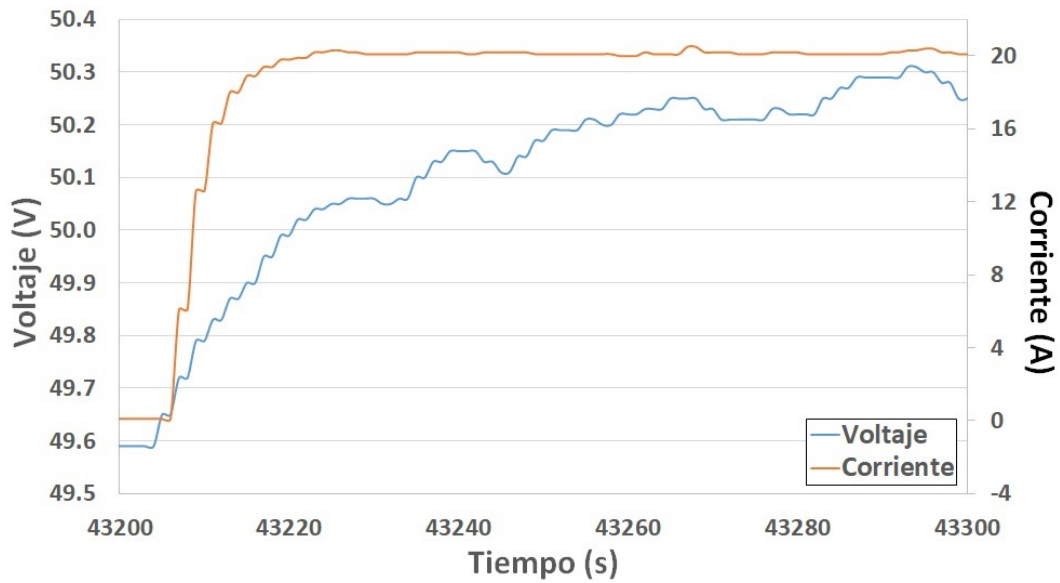


(a)

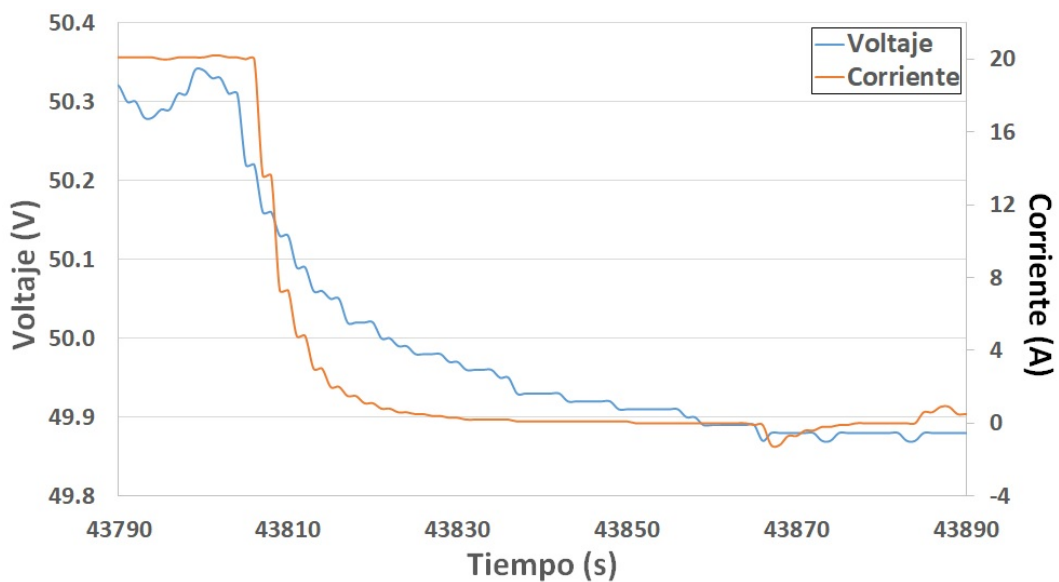


(b)

Figura 6.3: Respuesta en voltaje y corriente durante un proceso de descarga pulsada, al inicio del pulso (a) y al final del pulso (b). (Fuente: Elaboración propia)



(a)



(b)

Figura 6.4: Respuesta en voltaje y corriente durante un proceso de carga pulsada, al inicio del pulso (a) y al final del pulso (b). (Fuente: Elaboración propia)

6.1.3. Análisis del transitorio de la corriente

Los ensayos experimentales muestran que los cambios en la intensidad de la corriente que circula a través de la batería se realizan pasando previamente por un estado transitorio, por lo tanto, es necesario calcular la constante de tiempo que determina dicho estado transitorio,

para esto se han utilizado los datos registrados de corriente y de tiempo para los procesos de carga y de descarga realizados mediante una corriente pulsada. La constante de tiempo del transitorio de la corriente es la constante de tiempo de la ecuación 6.1, la cual representa la corriente que circula a través de la batería. Mediante un ajuste no lineal en el intervalo que dura el transitorio de corriente al final del pulso de carga o de descarga, se puede hallar la constante de tiempo mencionada. Debido a que los procesos de carga y de descarga contienen 16 pulsos con datos utilizables¹⁶ la constante de tiempo se halla solo para 16 niveles diferentes del *SoC*. La figura 6.5 muestra el resultado de este proceso.

$$I_b = (I_{bo} - I_{bf}) \cdot \exp(-t/\tau_I) + I_{bf} \quad (6.1)$$

Donde:

- I_b : Corriente a través de la batería (A).
- I_{bo} : Corriente de la batería al inicio del estado transitorio (A).
- I_{bf} : Corriente final o deseada de la batería (A).
- τ_I : Constante de tiempo para el transitorio de la corriente (s).

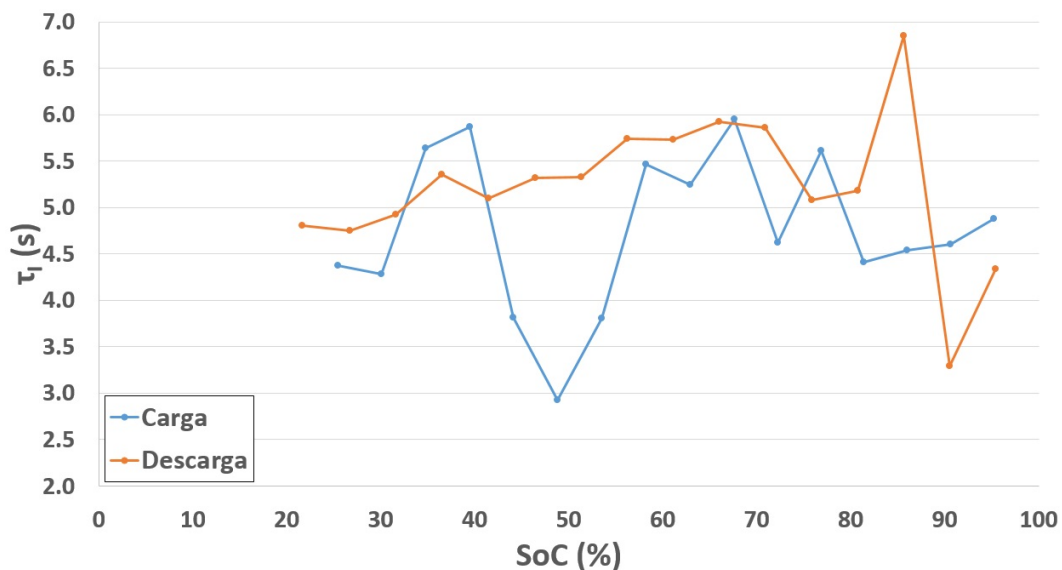


Figura 6.5: Variación de τ_I con respecto del *SoC*. (Fuente: Elaboración propia)

A pesar de las oscilaciones fuertes que se observan en el valor de τ_I , su empleo en la estimación del transitorio de la corriente hace que se logren resultados aceptables, como se verá más adelante en la figura 6.33, lo cual significa que la importancia o el peso que tiene este parámetro dentro del modelo no es tan relevante.

¹⁶El último pulso del proceso de carga fue descartado porque al aproximarse al estado de carga completa, la batería reduce la corriente de trabajo, por lo que dicho pulso no ha sido realizado a una corriente constante.

6.2. Desarrollo del modelo propuesto

En las siguientes secciones se describen dos propuestas para el modelamiento matemático de la batería de litio bajo ensayo que se encuentra integrada a una microrred fotovoltaica. Los modelos matemáticos fueron elaborados a partir del modelo basado en el circuito equivalente de Thévenin, el cual ha sido modificado para incluir los efectos descritos en la sección 6.1, los cuales no son propios de la batería, sino que aparecen debido a la interacción que tiene esta con la microrred, por lo tanto, los modelos desarrollados serán válidos para esta batería y otros conjuntos similares, pero no para celdas o baterías que tengan una configuración diferente. Otra opción viable para el desarrollo de los modelos matemáticos, era la de ignorar los efectos que tiene la microrred sobre la dinámica de la batería de litio empleando algunas consideraciones técnicas y de esta manera poder utilizar un modelo ya existente, pero en la práctica, la batería siempre forma parte de algún tipo de sistema, por lo que su dinámica se verá afectada en mayor o menor medida dependiendo del equipo al cual esté conectada.

6.3. Primer modelo propuesto

El primer modelo propuesto en el presente trabajo de investigación ha sido elaborado integrando una sección RL (resistencia-inductor) dentro de un circuito equivalente de Thévenin con tres ramas RC , tal y como se muestra en la figura 6.6, esto hará que se mejoren las estimaciones de los niveles de voltaje y del tiempo de respuesta de la batería ante los cambios en la intensidad de la corriente de trabajo. La resistencia de la rama RL es añadida porque se asume que el *offset* descrito en la sección 6.1.1 se debe a un efecto resistivo no modelado, asociado al resto de sistemas de potencia y de medida, aparte de las celdas de la batería. Asimismo, el inductor de la rama RL se incluye para modelar el estado transitorio de la corriente y parte del estado transitorio del voltaje, descritos en la sección 6.1.2. Además, se desarrolla un método de procesamiento de la señal de corriente pensado en futuras aplicaciones a tiempo real, por lo que la señal de corriente es procesada tomando la información registrada durante intervalos de unos pocos segundos para luego estimar su tendencia. Un monitoreo a tiempo real del estado de la batería es útil no solamente por medidas de seguridad sino que también permite determinar a cada instante el grado de envejecimiento de la batería y por lo tanto, establecer un cambio en el modo de funcionamiento de esta o una fecha para su reemplazo,

sin correr el riesgo de detener el funcionamiento de la microrred a causa de una reparación o reemplazo imprevisto.

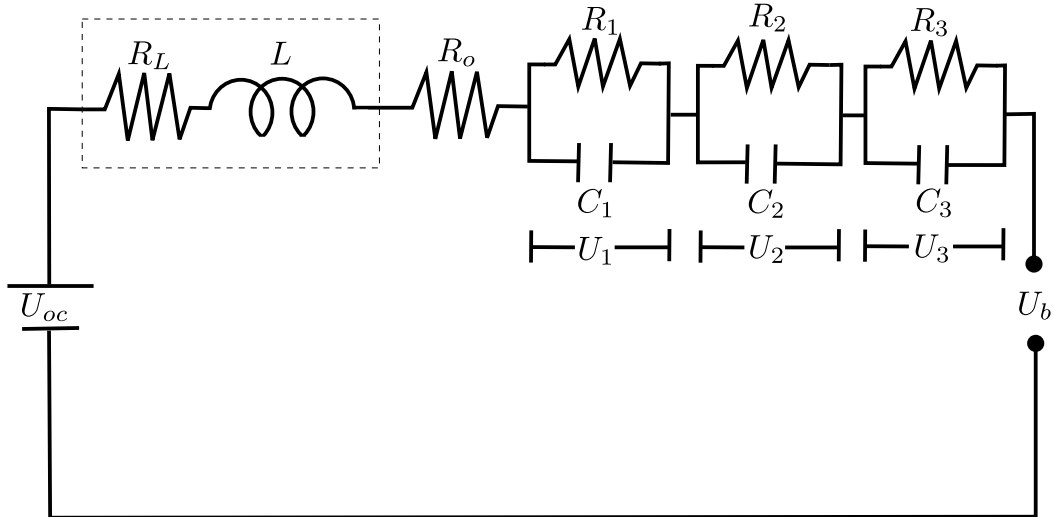


Figura 6.6: Esquema eléctrico del primer modelo propuesto, las líneas discontinuas encierran los elementos añadidos al modelo equivalente de Thévenin. (Fuente: Elaboración propia)

La expresión matemática que modela la respuesta en voltaje de la batería se muestra en la ecuación 6.2, la cual es una modificación de la ecuación 3.13.

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_o + U_1 + U_2 + U_3 + I_{bf} \cdot R_L \quad (6.2)$$

Donde:

R_L : Resistencia de la sección RL (Ω).

6.3.1. Cálculo de la resistencia total

Para el cálculo de la resistencia total de la batería de litio se han utilizado los datos de voltaje y SoC registrados durante los procesos de carga y de descarga a corriente constante, donde para distintos niveles del SoC de cada curva de carga y de descarga se ha calculado la resistencia total como el cociente entre la variación de la tensión y la variación de la corriente, medidos desde el punto de circuito abierto (corriente igual a cero) hasta el punto de trabajo. La resistencia total incluye los efectos de la resistencia ohmica, las resistencias de polarización de cada rama RC y la resistencia de la rama RL agregada. La expresión matemática para la resistencia total se muestra en la ecuación 6.3.

$$R_T(I_b, SoC) = \left| \frac{U_{oc} - U_b}{I_b} \right| \quad (6.3)$$

Donde:

$R_T(I_b, SoC)$: Resistencia total para una corriente y SoC dados (Ω).

En las figuras 6.7 y 6.8 se muestra el resultado de la aplicación del procedimiento antes descrito para diferentes intensidades de corrientes y niveles del SoC , donde se puede observar la variación de la resistencia total con respecto del SoC .

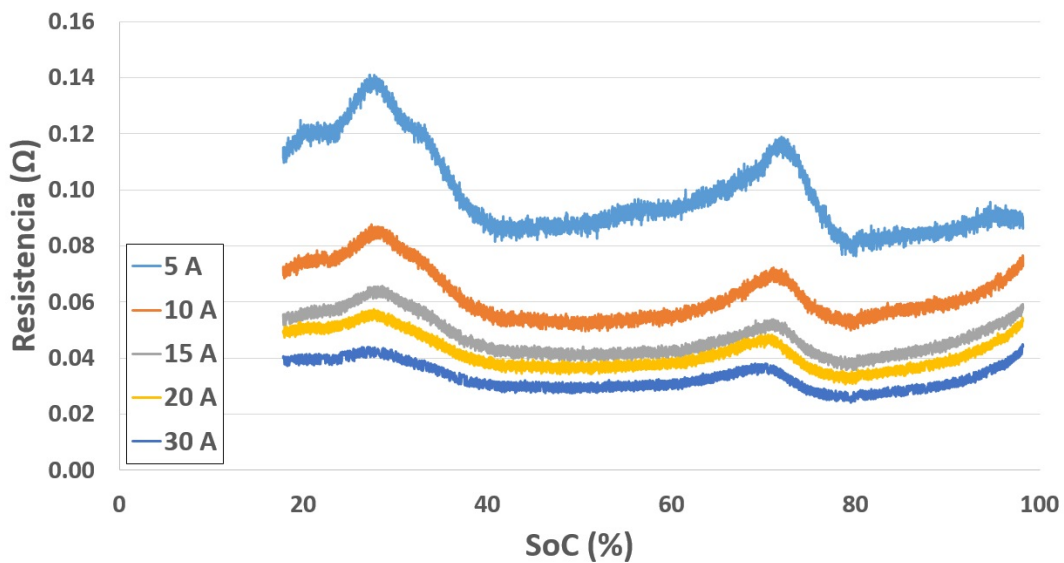


Figura 6.7: Resistencia total para las corrientes de carga. (Fuente: Elaboración propia)

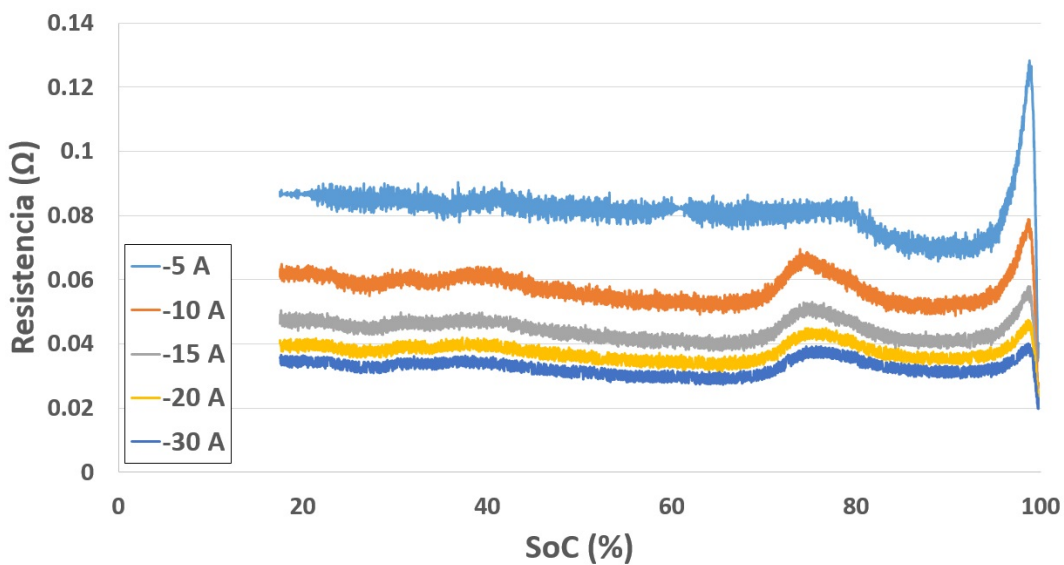


Figura 6.8: Resistencia total para las corrientes de descarga. (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar que la resistencia total no es constante a lo largo de todo el *SoC*, tanto para los procesos de carga como de descarga. Si bien se aprecia una tendencia similar, las curvas de resistencia difieren entre si en su magnitud y en la amplitud de la misma. Debido a que los convertidores DC/DC con los que interactúa la batería trabajan de manera más estable para altas corrientes, el valor calculado para la resistencia total muestra una mayor oscilación para corrientes bajas.

En la figura 6.9, se muestra la dependencia del valor de la resistencia total con respecto a la magnitud de la corriente que pasa a través de la batería de litio, para un nivel de *SoC* arbitrario. Se puede observar que la relación entre la resistencia total y la corriente tiene una tendencia exponencial, por lo menos dentro del rango de los valores de corriente empleados en el presente trabajo de investigación. Asimismo, se pudo comprobar que esta tendencia exponencial se repite en diversos niveles del *SoC* con una mayor o menor curvatura, por lo que se confirma la dependencia del valor de la resistencia total con respecto del *SoC*.

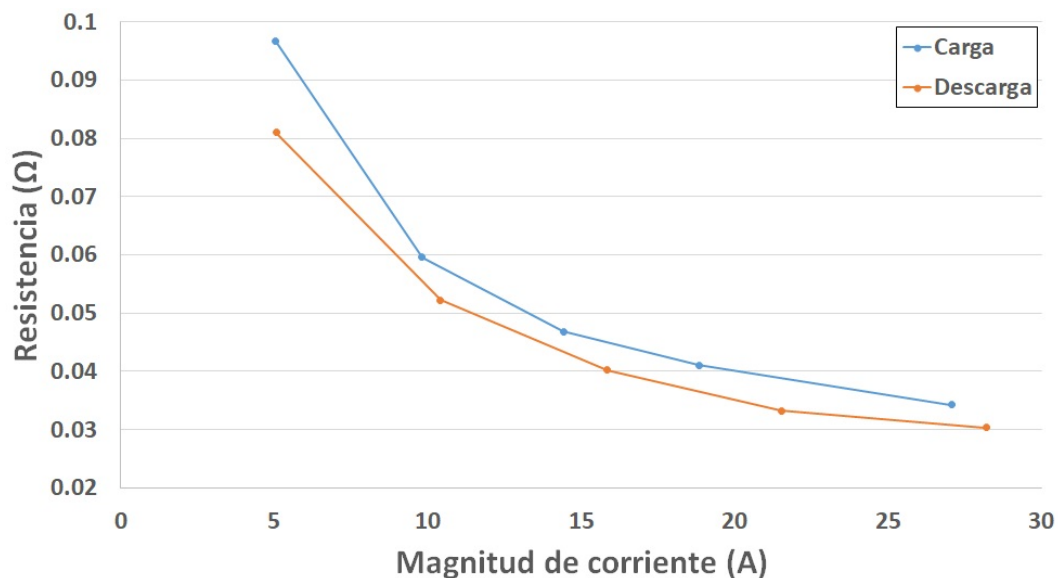


Figura 6.9: Variación de la resistencia total con respecto a la magnitud de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)

La ecuación 6.4 ha sido propuesta para modelar la dependencia de la resistencia total de la batería con respecto a la magnitud de la corriente de trabajo. Esta expresión matemática se ha dividido en dos partes, ambas dependientes del *SoC*, donde la primera de ellas considera que la variación del valor de R_L (primer sumando) tiene un comportamiento exponencial con respecto a la corriente y la segunda que considera que los valores de R_0 , R_1 , R_2 y R_3 no

dependen de la corriente y por lo tanto, la suma de estas resistencias (segundo sumando) tampoco. Se puede decir que R_L varía de tal manera que reduce su valor para permitir una mayor paso de corriente y disminuye su valor para reducir el paso de corriente.

$$R_T(I_b, SoC) = A(SoC) \cdot \exp(-|I_b|/B(SoC)) + R_{op}(SoC) \quad (6.4)$$

Donde:

- $A(SoC)$: Valor máximo de R_L para un SoC dado (Ω).
- $B(SoC)$: Corriente a la cual R_L alcanza el 37% de su valor máximo para un SoC dado (A).
- $R_{op}(SoC)$: Suma de R_o , R_1 , R_2 y R_3 para un SoC dado (Ω).

Si bien el valor máximo de R_L se puede obtener directamente realizando un ajuste no lineal entre los valores medidos para la resistencia total y la corriente de trabajo, no ocurre lo mismo con los valores para las resistencias R_o , R_1 , R_2 y R_3 , debido a que la ecuación 6.4 proporciona la suma total de estas, mas no valores individuales. El procedimiento a seguir para calcular el valor de las resistencias de polarización se describe en la sección 6.3.2, ya que estos son calculados durante el mismo proceso de ajuste no lineal que se emplea para hallar las constantes de tiempo del estado transitorio del voltaje.

Los valores obtenidos de los parámetros A , B y R_{op} de la ecuación 6.4, luego de ser sometidos a un proceso de suavizado¹⁷, se muestran de la figura 6.10 a la 6.12.

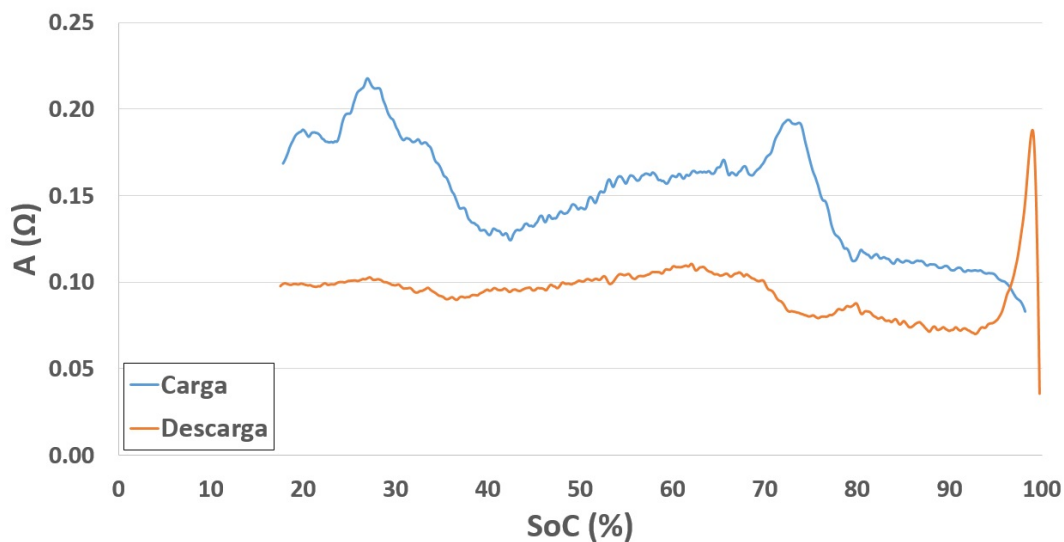


Figura 6.10: Variación del parámetro A con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

¹⁷Ver anexo A

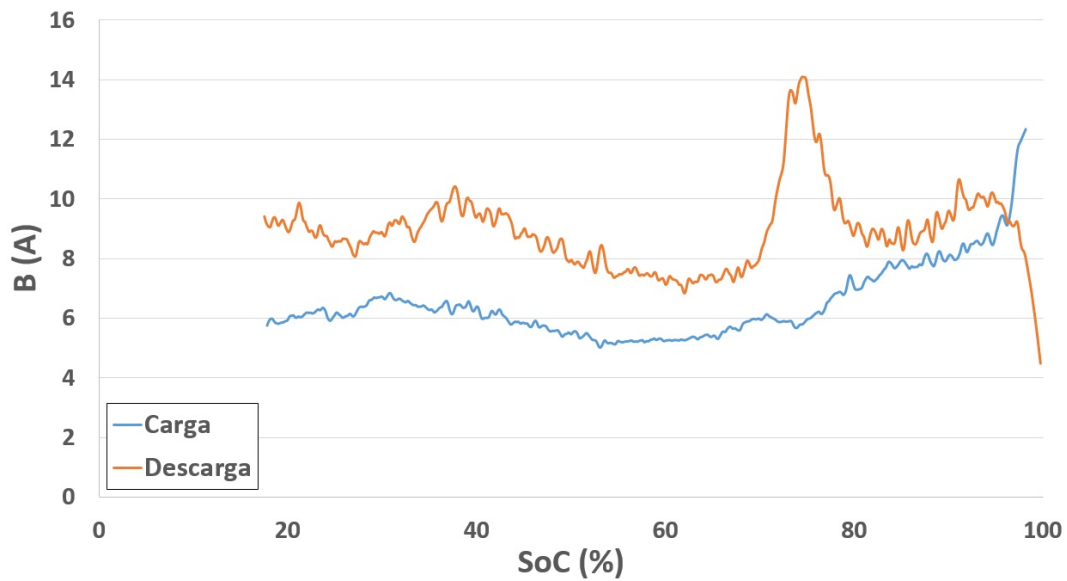


Figura 6.11: Variación del parámetro B con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

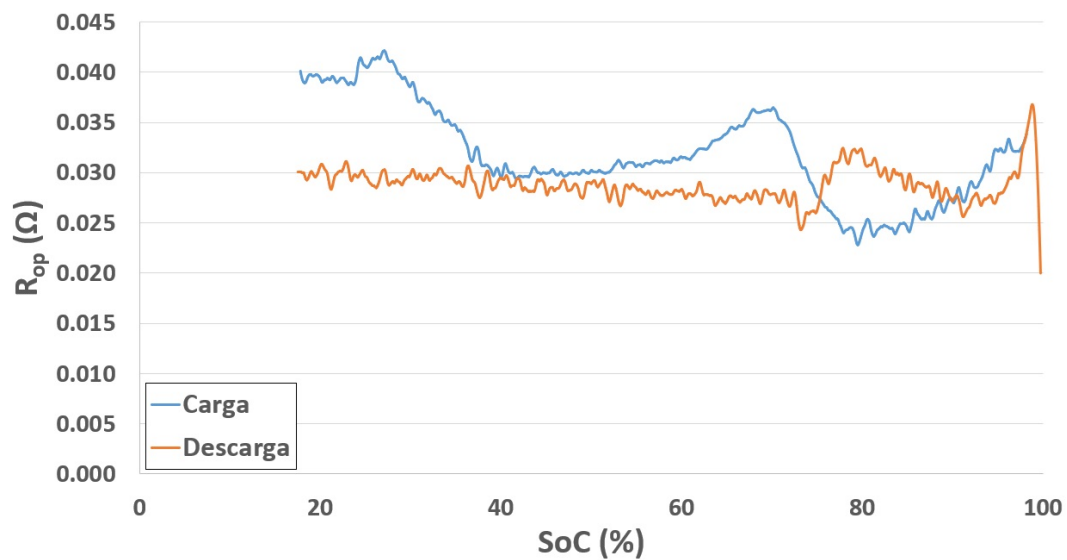


Figura 6.12: Variación del parámetro R_{op} con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

6.3.2. Cálculo de las constantes de tiempo del transitorio del voltaje

Para el cálculo de las constantes de tiempo del estado transitorio del voltaje se han utilizado los datos registrados de voltaje y tiempo para los mismo procesos de carga y de descarga con corriente pulsada referidos en la sección 6.1.3. Para simplificar los cálculos se asume que todas las resistencias de polarización tienen el mismo valor, es decir, que $R_1 = R_2 = R_3 = R_{pol}$ (ecuación 6.5) y que cada rama RC tiene el mismo voltaje al inicio del estado

transitorio, es decir, $U_{10} = U_{20} = U_{30} = U_i$ (ecuación 6.6).

$$R_{op} = R_o + R_1 + R_2 + R_3 = R_o + 3R_1 \Rightarrow R_{pol} = R_1 = \frac{R_{op} - R_o}{3} \quad (6.5)$$

$$U_i = \frac{U_o - U_{oc} - I_{bo} \cdot R_o - I_{bf} \cdot R_L}{3} \quad (6.6)$$

Donde:

R_{op} : $R_{op}(SoC)$ (Ω).

R_{pol} : Resistencia de polarización de cada rama RC (Ω).

U_o : Voltaje de la batería al inicio del estado transitorio (V).

U_i : Voltaje en cada rama RC al inicio del estado transitorio (V).

La ecuación 6.2 puede ser reescrita empleando las ecuaciones 6.1, 6.5 y 6.6, para tener la forma de la ecuación 6.7, la cual fue utilizada dentro de la aplicación "Curve Fitter" de la plataforma Matlab para hallar el valor de los parámetros deseados (R_o , τ_1 , τ_2 y τ_3), con la configuración de búsqueda indicada en la tabla 6.1.

$$U_b = U_{oc} + \left[(I_{bo} - I_{bf}) \cdot e^{-t/\tau_L} + I_{bf} \right] \cdot \left[R_o - \left(\frac{R_{op} - R_o}{3} \right) \cdot (e^{-t/\tau_1} + e^{-t/\tau_2} + e^{-t/\tau_3} - 3) \right] + \left(\frac{U_o - U_{oc} - I_{bo} \cdot R_o - I_{bf} \cdot R_L}{3} \right) \cdot (e^{-t/\tau_1} + e^{-t/\tau_2} + e^{-t/\tau_3}) + I_{bf} \cdot R_L \quad (6.7)$$

Tabla 6.1: Restricciones para la búsqueda de los parámetros desconocidos.

Parámetro	Punto de inicio	Límite inferior	Límite superior
R_o	$R_{op}/2$	0	R_{op}
τ_1	100	0	∞
τ_2	1000	0	∞
τ_3	100000	0	∞

En la figura 6.13 se muestran los valores de R_o calculados para diversos niveles del SoC . Debido a que R_o solo puede tomar valores positivos, el valor mínimo posible que puede tomar es cero. Por otro lado, el valor máximo que puede tomar sucede cuando todas las resistencias de polarización tengan un valor aproximadamente igual a cero, por lo tanto $R_o \approx R_{op}$. Asimismo, la búsqueda del valor de R_o empieza a la mitad del intervalo entre su valor mínimo y su valor máximo. Para el caso de las constantes de tiempo τ_1 , τ_2 y τ_3 , se sabe que estos valores deben ser positivos y de manera empírica se conoce que deben ser cercanos a 100 s, 1000 s y 100000 s, respectivamente.

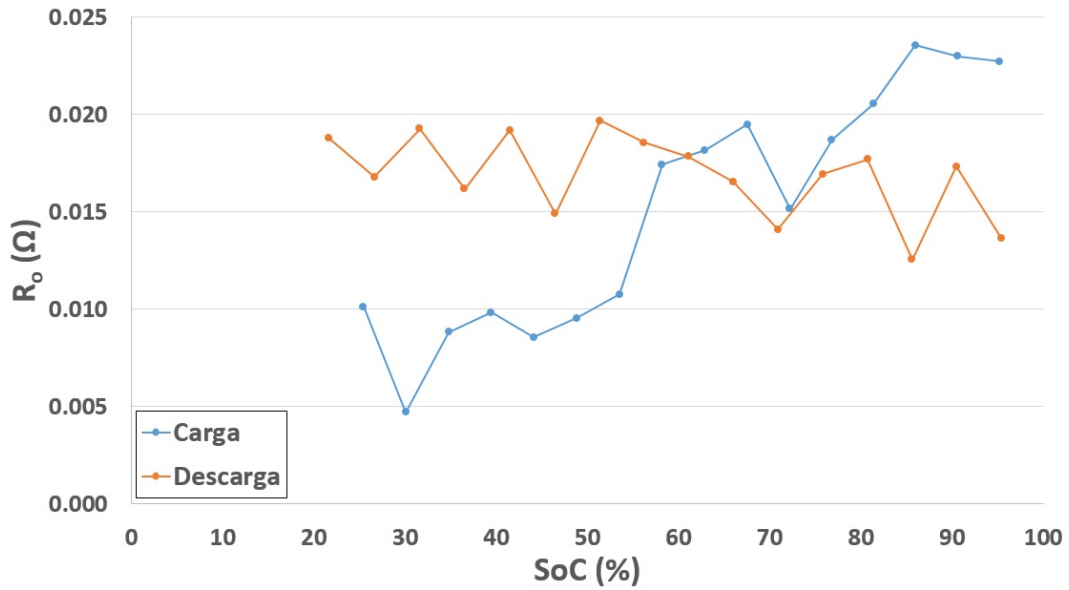


Figura 6.13: Variación de R_o con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

De la figura 6.14 a la 6.16 se muestra la variación de las constantes de tiempo de cada rama RC del modelo desarrollado para diversos valores del SoC . Se puede observar que la amplitud de los valores calculados para estos parámetros es relativamente baja para τ_1 y alta para τ_3 , esto es debido a que al aumentar el número de ramas RC , los efectos de las últimas ramas son menos significativos en la determinación del voltaje de la batería, por lo cual es más difícil estimar su valor exacto, puesto que una gran variación en su valor no genera cambios importantes. Para el caso de τ_3 se ha empleado una escala logarítmica debido a la amplitud de los valores calculados para este parámetro.

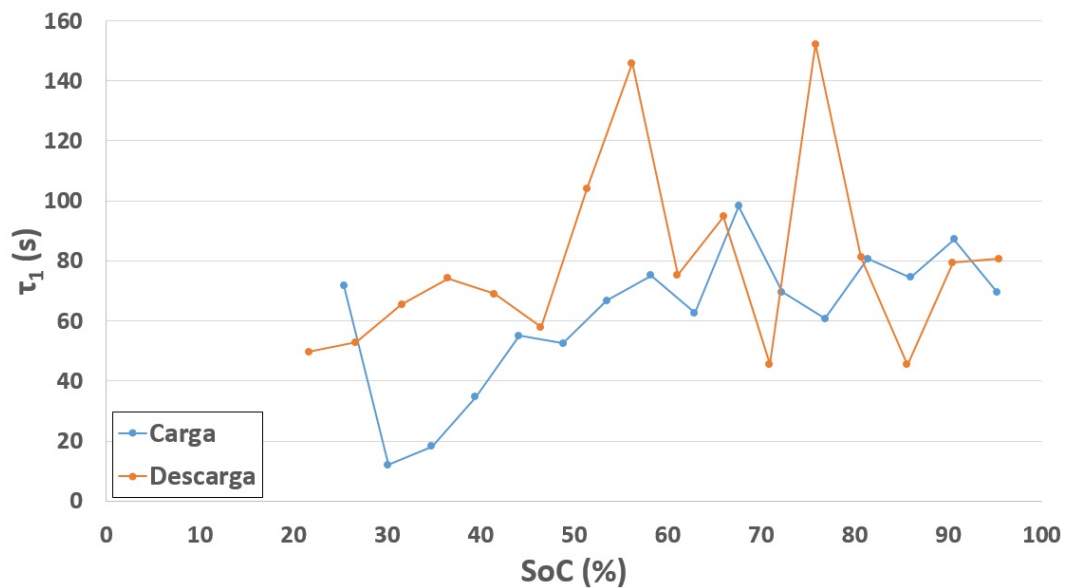


Figura 6.14: Variación de τ_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

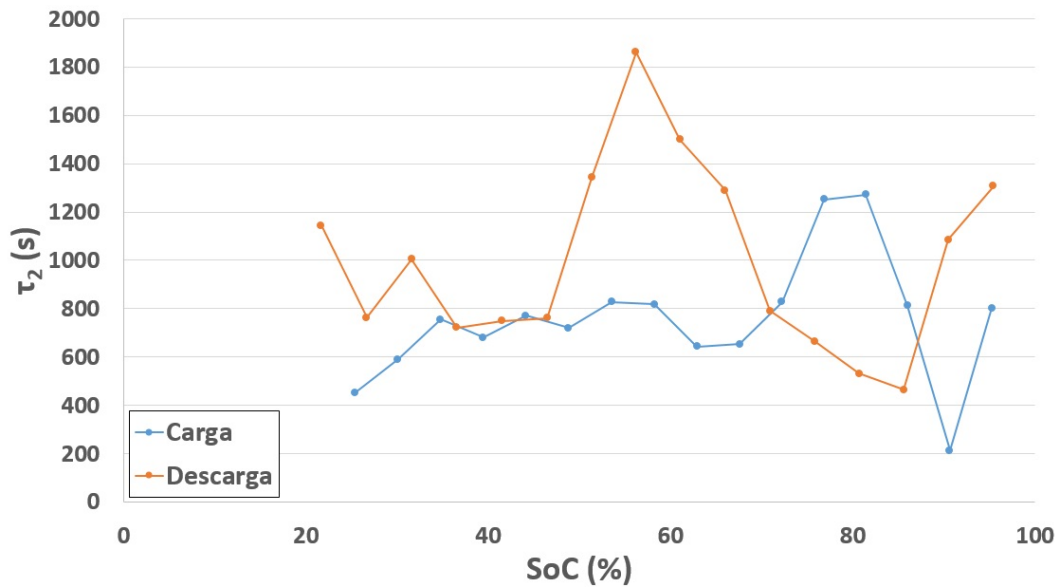


Figura 6.15: Variación de τ_2 con respecto del SoC. (Fuente: Elaboración propia)

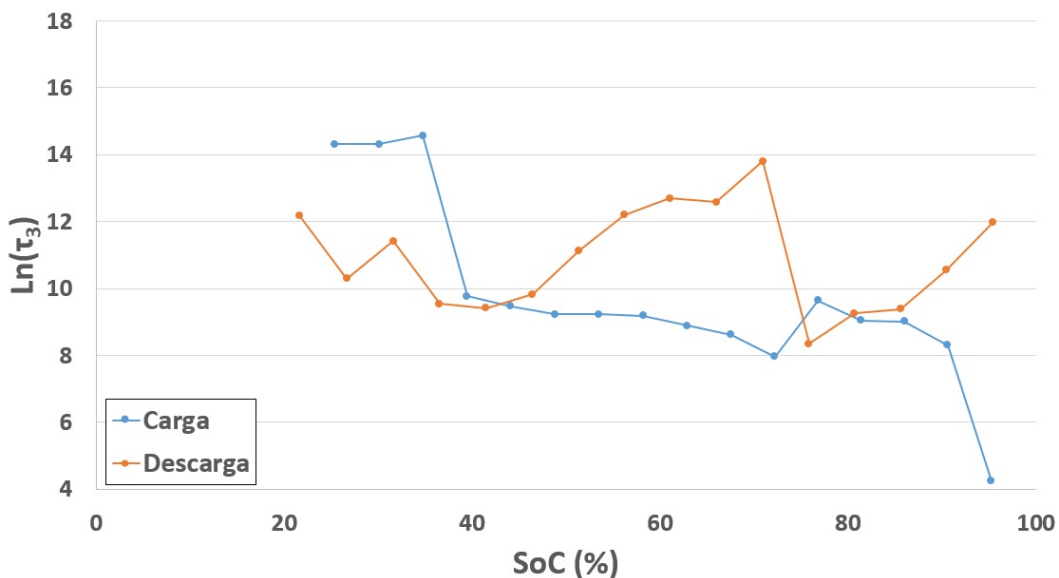


Figura 6.16: Variación de τ_3 con respecto del SoC. (Fuente: Elaboración propia)

6.3.3. Procesamiento de la señal de corriente

La presencia de convertidores DC/DC dentro de la microrred hace que la corriente de trabajo del sistema muestre oscilaciones, las cuales son más notables para bajas corrientes. En ese sentido, procesar la señal de corriente que sirve como variable de entrada para el modelo desarrollado, pasa por el reto de crear un algoritmo que sea capaz de distinguir entre el ruido propio de la señal y un cambio de nivel de la misma, por ejemplo, una variación de 1 A entre dos medidas seguidas de corriente puede ser consecuencia del ruido propio de la señal

o parte del estado transitorio durante el cambio de la intensidad de corriente. Con la finalidad de mantener un coste computacional bajo, se ha dividido la señal de corriente en pequeños intervalos de valores no crecientes o no decrecientes y se ha calculado la evolución temporal de la corriente en dichos intervalos, considerando que existe un estado transitorio en cada uno de estos. El procedimiento seguido se describe a continuación y se muestra en la figura 6.17.

1. Se ingresan los valores medidos de corriente y tiempo. Asimismo, se crea el vector vacío M para almacenar los datos de corriente.
2. Se inicia el barrido de datos y mientras que los valores de la corriente pertenezcan a una sucesión no creciente o no decreciente, estos se van guardando en el vector M .
3. Se realiza el ajuste no lineal de los elementos del vector M utilizando la ecuación 6.8 (adaptada de la ecuación 6.1), donde I_a es la corriente para cada intervalo.

$$I_a = (M_{inicial} - M_{final}) \cdot \exp(-t/\tau_I) + M_{final} \quad (6.8)$$

Al inicio del proceso $M_{inicial}$ se considera igual al primer valor de la corriente medida, luego, se lo considera igual al último valor calculado a través de la ecuación 6.8 para el intervalo anterior, es decir, $M_{inicial,i} = I_{a,final,i-1}$, donde el subíndice i hace referencia al número de intervalo procesado.

4. Los valores de corriente resultantes del ajuste no lineal mencionado en el ítem anterior se almacenan dentro del vector I_a , el cual no se reinicia luego de cada iteración, así como sucede con el vector M .
5. Se elimina el vector M y se crea uno nuevo (vacío).
6. Se regresa al ítem 2 hasta que se procesen todos los datos.

Si bien el procedimiento anterior no supera el reto que se mencionó al inicio de esta sección, el cual consiste en que el algoritmo de procesamiento pueda distinguir entre el ruido de la señal y un cambio en la intensidad de corriente, permite de una manera rápida, fácilmente implementable y replicable para otros modelos y estudios, así como con un bajo coste computacional, hacer el seguimiento de la tendencia de la señal de corriente. Elaborar un algoritmo capaz de distinguir entre el ruido y un cambio en el nivel de corriente es posible de realizar, sin embargo, se requiere de un gran número de procedimientos matemáticos que aumentarán de manera significativa el coste computacional.

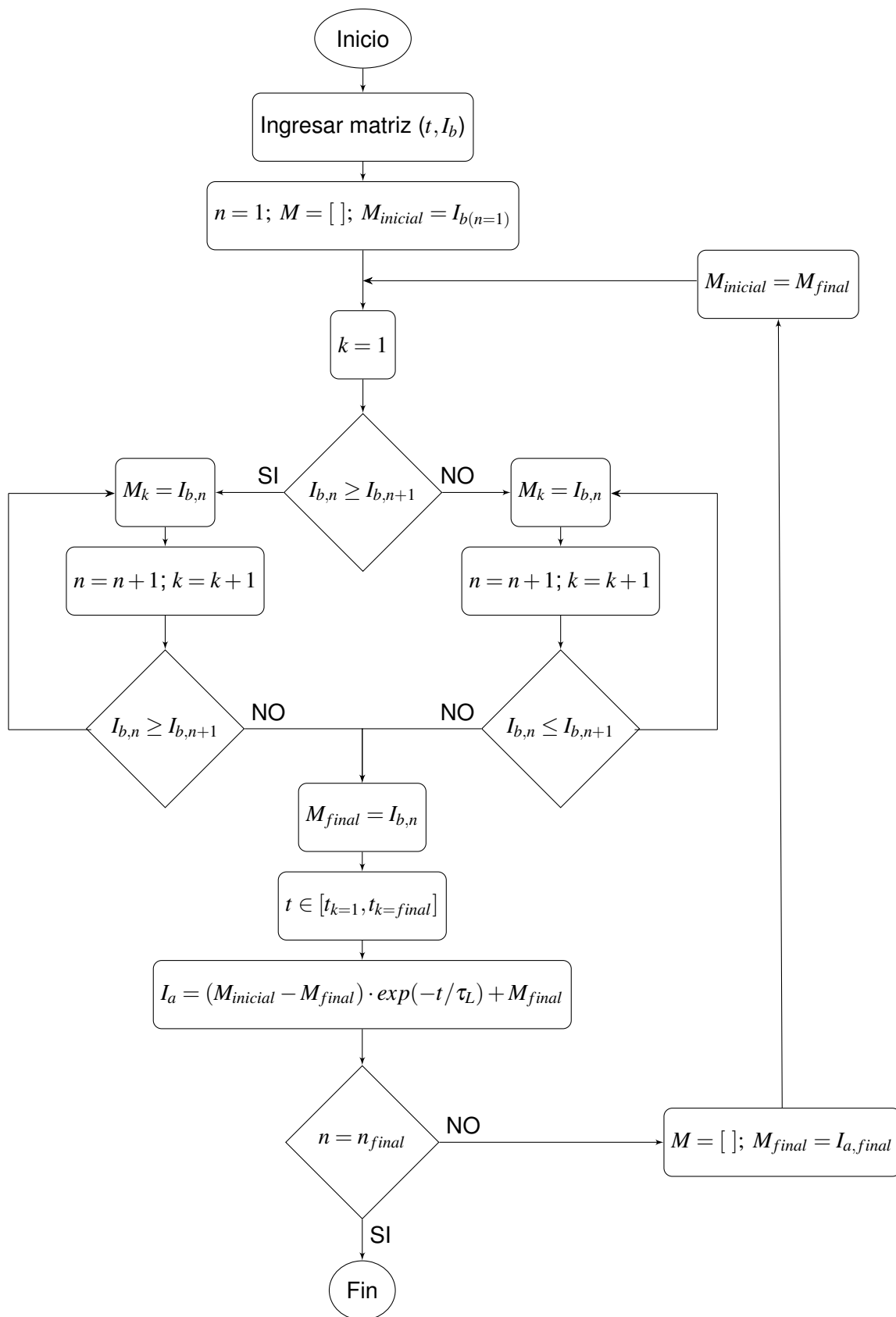


Figura 6.17: Diagrama de flujo. (Fuente: Elaboración propia)

La figura 6.18 muestra el resultado de aplicar el algoritmo desarrollado, donde se puede observar que el procesamiento de la señal de corriente resulta en una corriente calculada que oscila al igual que la corriente medida pero generalmente a una menor amplitud, lo cual hace que luego de aplicar el modelo matemático desarrollado para la batería de litio, los resultados en voltaje, potencia, temperatura, etc. no muestren oscilaciones significativas.

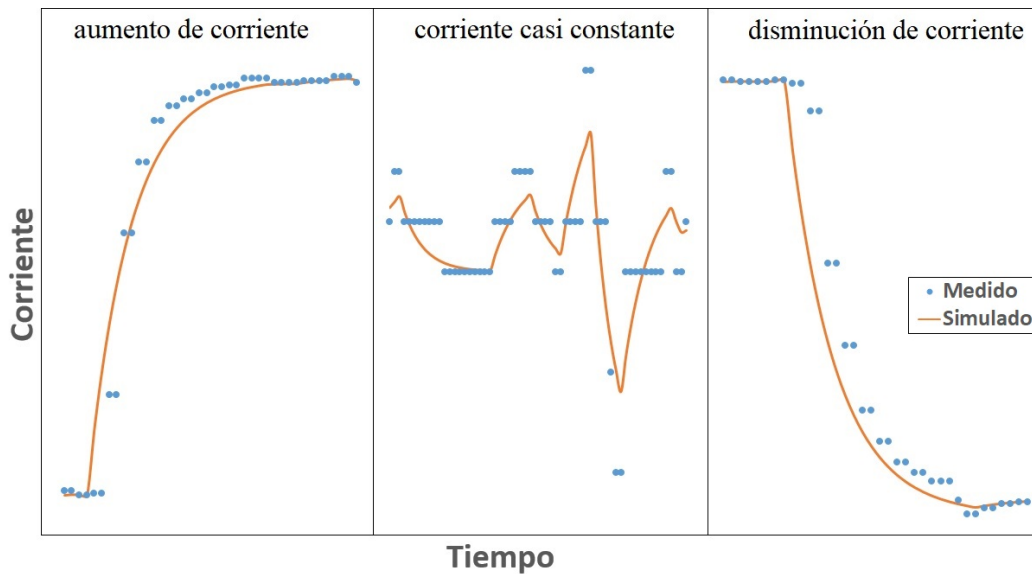


Figura 6.18: Procesamiento de la señal de corriente a la entrada del primer modelo propuesto. (Fuente: Elaboración propia)

El algoritmo de procesamiento implementado permite que se disminuya el ruido de la señal sin que esto afecte el modelamiento del comportamiento de la corriente durante un aumento o disminución de la intensidad de la misma, como ocurriría si se aplicase algún método de suavizado conocido, como por ejemplo el método de la media móvil, donde para una cantidad fija de número de datos (ventana) se calcula la media de dichos datos, lo cual puede no representar de una manera adecuada aquellos tramos de la señal medida en donde existan cambios de nivel pronunciados, ya que estos se promediarán, dando como resultado un cambio de nivel menor que el medido. Asimismo, el uso de algún otro método de suavizado que utilice regresiones lineales o cuadráticas puede dar mejores o peores resultados dependiendo del tamaño de la ventana, por lo cual, no podría ser empleado para una aplicación a tiempo real como esta, ya que primero se debe conocer el tamaño adecuado de la ventana para cada caso particular, lo que no sucede con el algoritmo de procesamiento implementado, donde el tamaño de la ventana varía en función de la tendencia de los valores de los datos medidos.

6.4. Segundo modelo propuesto

El segundo modelo propuesto en el presente trabajo de investigación intenta justificar de una mejor manera la aparición del *offset* de tensión empleando un par de diodos en lugar de una resistencia variable dependiente de la corriente, la cual puede corresponder a una estrategia de control desconocida que se encuentra implementada en el inversor/cargador para la regulación de la corriente. Asimismo, se desarrolla otro método de procesamiento de la señal de corriente que logra una mayor exactitud en los valores simulados, pero que a diferencia del método de procesamiento de la señal de corriente desarrollado en el modelo anterior, este nuevo método no está pensado para aplicaciones a tiempo real, sino que necesita conocer todos los datos medidos antes de iniciar el proceso de suavizado.

El segundo modelo propuesto ha sido elaborado integrando dos pares de diodos en serie junto con un capacitor en paralelo al circuito equivalente de Thévenin con una sola rama RC , tal y como se muestra en la figura 6.19. Los cuatro diodos añadidos (dos para el proceso de carga y dos para el proceso de descarga) modelan el *offset* descrito en la sección 6.1.1, el cual es casi constante para corrientes relativamente altas y disminuye significativamente su valor cuando la corriente tiende a cero. Asimismo, el capacitor conectado en paralelo se incluye para modelar el estado transitorio de la corriente, el cual modifica parte del estado transitorio del voltaje, descritos en la sección 6.1.2.

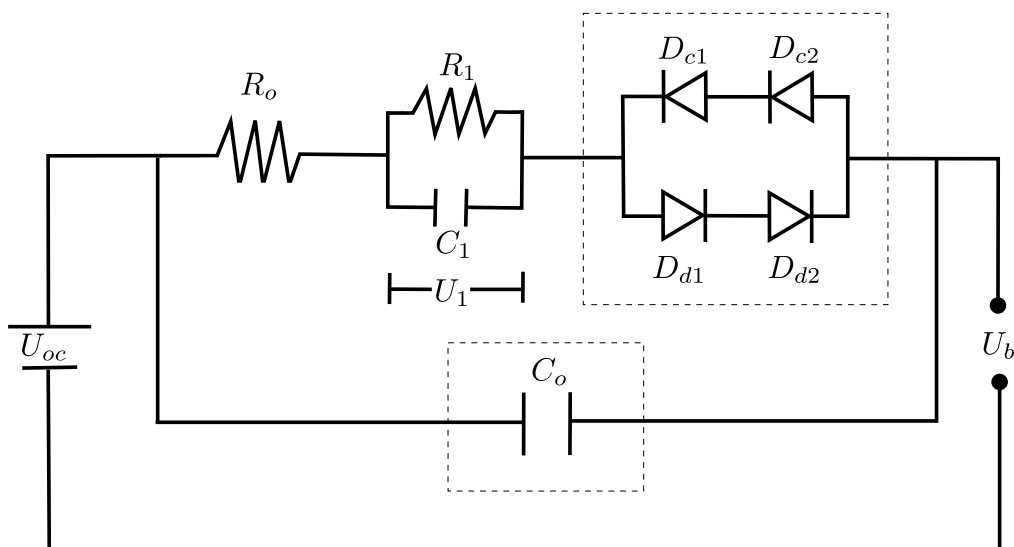


Figura 6.19: Esquema eléctrico del segundo modelo propuesto, las líneas discontinuas encierran los elementos añadidos al modelo equivalente de Thévenin. (Fuente: Elaboración propia)

La expresión matemática que modela la respuesta en voltaje de la batería se muestra en la ecuación 6.9, la cual es una modificación de la ecuación 3.13.

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_o + U_1 + V_{D1} + V_{D2} \quad (6.9)$$

Donde:

V_{D1} : Voltaje en el primer diodo (V).

V_{D2} : Voltaje en el segundo diodo (V).

6.4.1. Parametrización del primer diodo

El primer diodo (D_{c1} para la carga y D_{d1} para la descarga de la figura 6.19) modela el *offset* del voltaje para corrientes cercanas a cero. Se utiliza un diodo para el modelamiento debido a que conforme la corriente tiende a cero, el voltaje tiene un comportamiento logarítmico con respecto a la variación de la corriente, siendo esta la respuesta típica de un diodo, tal y como se muestra en la ecuación 6.10. Sin embargo, este primer diodo no modela de manera adecuada el *offset* para corrientes más elevadas, por lo que será necesario la integración de un segundo diodo, el cual es descrito en la siguiente sección.

$$V_d = m \cdot V_t \cdot \ln \left(\frac{I_D}{I_s} + 1 \right) \quad (6.10)$$

Donde:

V_d : Voltaje del diodo (V).

m : Factor de idealidad del diodo, entre 1 y 2.

V_t : Voltaje térmico (V).

I_D : Corriente a través del diodo (A).

I_s : Corriente de saturación inversa del diodo (A).

Debido a que la microrred no es el equipamiento adecuado para parametrizar completamente un diodo y ante la imposibilidad de acceder a los componentes internos de los equipos que conforman la microrred, se han elegido de manera arbitraria los valores de $m = 1,5$ y $V_t = 0,025$ V, siendo este último el valor teórico a 25 °C, por lo tanto, para parametrizar completamente el diodo, solo falta calcular el valor de la corriente de saturación inversa empleando la ecuación 6.11, donde la corriente a través de la batería es la corriente que circula a través del diodo.

$$I_{s1} = \frac{I_b}{\exp\left(\frac{V_{D1}}{m \cdot V_t}\right) - 1} \quad (6.11)$$

Donde:

I_{s1} : Corriente de saturación inversa del primer diodo (A).

Como se puede observar en la ecuación 6.11, para hallar el valor de I_{s1} se necesita conocer el voltaje del diodo y la corriente que pasa a través de la batería, para ello se utilizan los datos registrados durante los ensayos de los procesos de carga y descarga con corriente pulsada (sección 5.1.3), así como los datos para el voltaje de circuito abierto (sección 5.1.1). La curva del voltaje obtenido empleando una corriente pulsada se utiliza debido a que al final de cada pulso se obtiene un voltaje que se corresponde con la corriente más baja medible y que tiene un valor estable cercano a cero, es decir, en este punto el estado transitorio del voltaje ha terminado.

La ecuación 6.12 muestra una primera aproximación para el cálculo del voltaje de la batería que incluye el efecto del primer diodo, luego de que el estado transitorio del voltaje ha terminado, es decir, una vez alcanzado el estado estacionario. En el segundo modelo propuesto, la resistencia total R_T es igual a la suma de la resistencia ohmica (R_o) y la única resistencia de polarización (R_1).

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_{D1} \quad (6.12)$$

Donde:

R_T : Resistencia total de la batería (Ω).

V_{D1} : Voltaje del primer diodo (V).

En la figura 6.20, se muestran los valores del voltaje medido para un proceso de carga con corriente pulsada junto con el voltaje de circuito abierto para el SoC correspondiente, donde los círculos negros encierran los puntos que se utilizaron para hallar I_{s1} del proceso de carga. Para hallar I_{s1} del proceso de descarga se utilizan los valores del voltaje medido para una descarga con corriente pulsada. En la figura 6.21 se muestra el resultado de aplicar el procedimiento anterior, en donde se ha utilizado una escala logarítmica para una mejor visualización de los valores calculados.

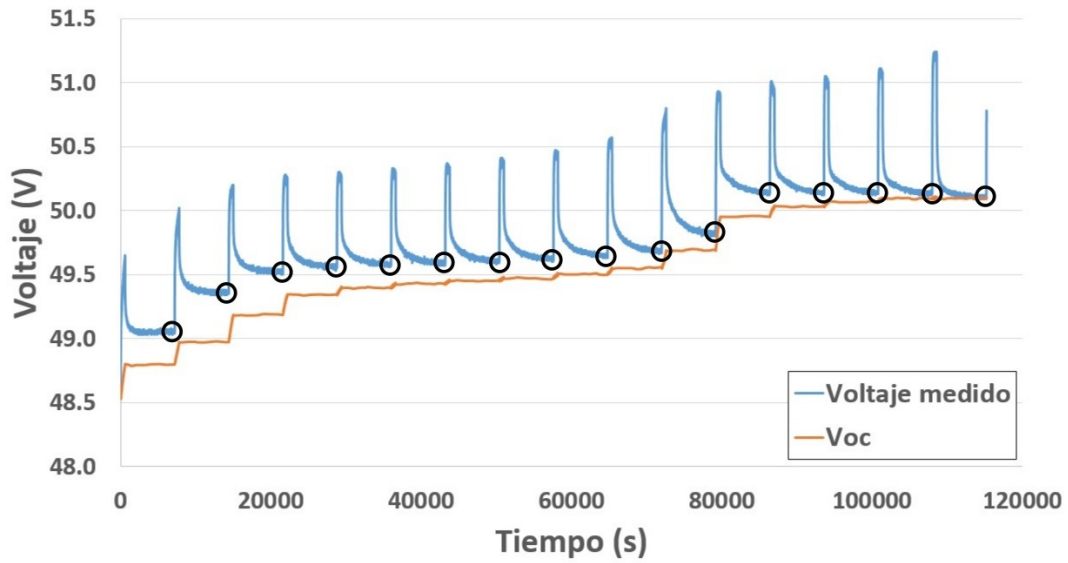


Figura 6.20: Puntos que se utilizaron para calcular I_{s1} . (Fuente: Elaboración propia)

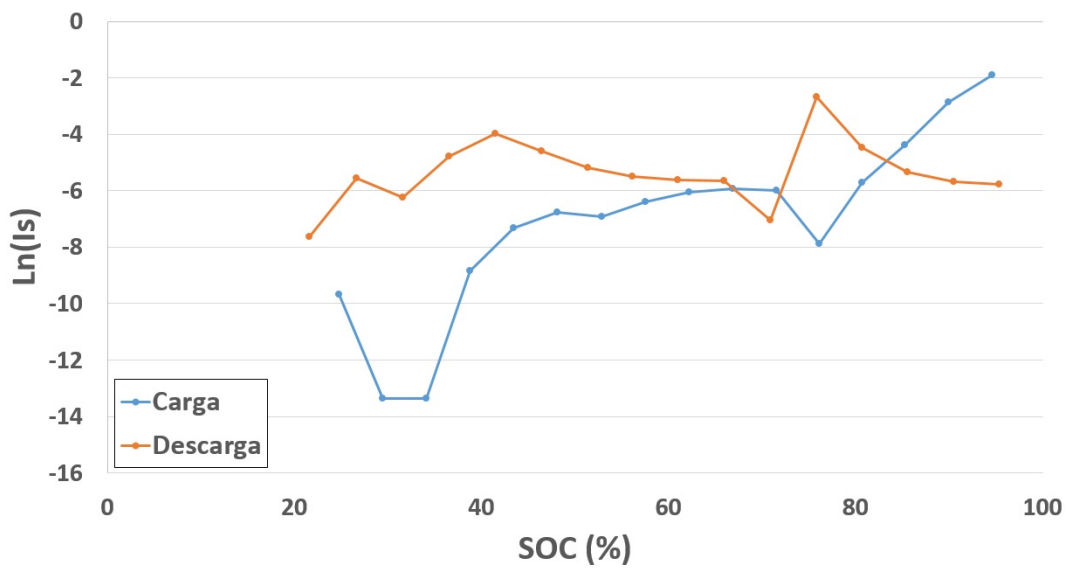


Figura 6.21: Valores calculados para I_{s1} . (Fuente: Elaboración propia)

6.4.2. Parametrización del segundo diodo

El segundo diodo (D_{c2} para la carga y D_{d2} para la descarga) modela el *offset* del voltaje para corrientes relativamente altas (superiores a 5 A, aproximadamente), donde su valor es casi constante. Se utiliza un diodo para el modelamiento debido a que al llegar a cierto nivel de corriente, el voltaje del *offset* casi no varía, siendo este el comportamiento típico de un diodo. Sin embargo, este segundo diodo no modela de manera adecuada el *offset* para corrientes

cercanas a cero, pero será utilizado para corregir los valores de voltaje calculados con la ecuación 6.12 cuando la corriente que pasa a través de la batería es relativamente alta y para lo cual se emplearán las curvas de carga y descarga realizadas con una corriente constante (sección 5.1.2), junto con los datos para el voltaje de circuito abierto (sección 5.1.1).

La ecuación 6.12 puede ser reescrita en la forma de la ecuación 6.13 con la finalidad de calcular la variación del voltaje debido a la resistencia total de la batería para una corriente y *SoC* determinados.

$$I_b \cdot R_T = U_b - U_{oc} - V_{D1} \quad (6.13)$$

En la figura 6.22 se grafican los valores de voltaje calculados a partir del segundo miembro de la ecuación 6.13 versus la corriente que circula a través de la batería, que es la misma que circula a través del segundo diodo.

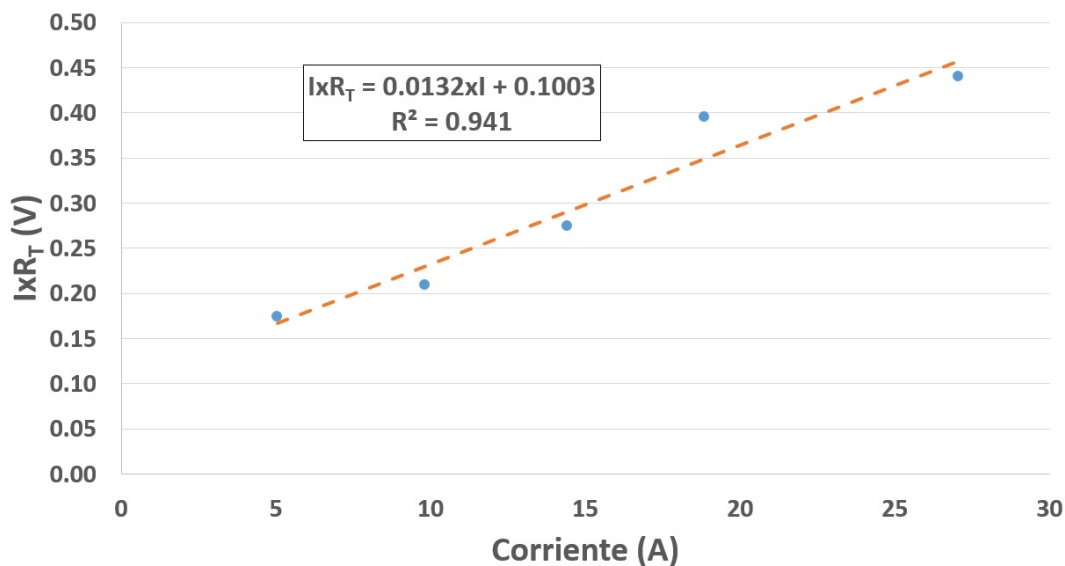


Figura 6.22: Cálculo de la variación del voltaje debido a la resistencia total de la batería empleando un solo diodo. (Fuente: Elaboración propia)

La forma de la ecuación 6.13 predice una recta que pasa por el origen cuando se grafica la variación del voltaje debido a la resistencia total de la batería (segundo miembro de la ecuación) con respecto a la corriente que pasa a través de esta, sin embargo, esto no es lo que se observa en la figura 6.22, donde si bien se puede apreciar una dependencia lineal, esta curva no pasará por el origen, por lo tanto, para corregir la desviación observada, se asume que esta es debido a la influencia del segundo diodo, con lo cual la ecuación 6.13 se transforma en la ecuación 6.14, que incluye la influencia del segundo diodo y que puede ser reordenada

en la forma de la ecuación 6.15.

$$I_b \cdot R_T + V_{D2} = U_b - U_{oc} - V_{D1} \quad (6.14)$$

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_{D1} + V_{D2} \quad (6.15)$$

Por las mismas razones que para el caso del primer diodo, para el segundo diodo también se ha elegido de manera arbitraria los valores de $m = 1,5$ y $V_t = 0,025 \text{ V}$, por lo tanto, empleando la ecuación 6.16, se puede calcular el valor de la corriente de saturación inversa que corresponde al segundo diodo, hallando previamente el voltaje y la corriente en el mismo.

$$I_{s2} = \frac{I_b}{\exp\left(\frac{V_{D2}}{m \cdot V_t}\right) - 1} \quad (6.16)$$

Donde:

I_{s2} : Corriente de saturación inversa del segundo diodo (A).

Por lo explicado hasta el momento, se comprende que el voltaje del segundo diodo se puede hallar graficando el segundo miembro de la ecuación 6.14 versus la corriente, donde la pendiente de la recta mínimo cuadrática será el valor de R_T y la intersección con el eje de las ordenadas será el valor de V_{D2} . Para el caso de la corriente en el segundo diodo, se asume que la desviación del voltaje con respecto al origen (que depende de la corriente de trabajo) es una desviación promedio, es decir, que en realidad esta desviación es ligeramente mayor para corrientes relativamente altas y es menor para corrientes relativamente bajas, pero que al emplear el método de mínimos cuadrados el resultado obtenido para la desviación del voltaje no es mas que un valor promedio de todas las desviaciones que ocurren a diferentes niveles de corriente. En ese sentido, la desviación promedio del voltaje o mejor dicho, el voltaje calculado para el segundo diodo ocurrirá, como es lógico pensar, a la corriente promedio del intervalo en bajo el cual se hicieron los ensayos, esto es a 16 A , aproximadamente, por lo tanto, este es el valor de corriente que será utilizado para calcular I_{s2} empleando la ecuación 6.16.

En las figuras 6.23 y 6.24 se muestran los valores calculados para R_T e I_{s2} , respectivamente, luego de ser sometidos a un proceso de suavizado. En la figura 6.24 se ha utilizado una escala logarítmica para una mejor visualización de los valores calculados. Más adelante, a partir de R_T , se calculan los valores de R_o y R_1 , ya que este último es necesario para simular el estado transitorio del voltaje.

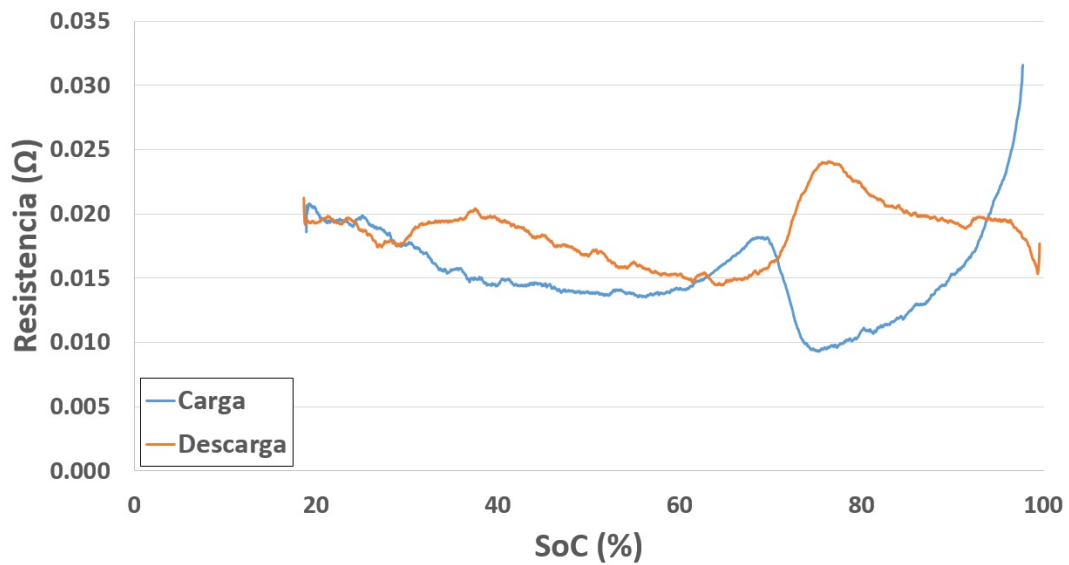


Figura 6.23: Variación de la resistencia total con respecto del *SoC*. (Fuente: Elaboración propia)

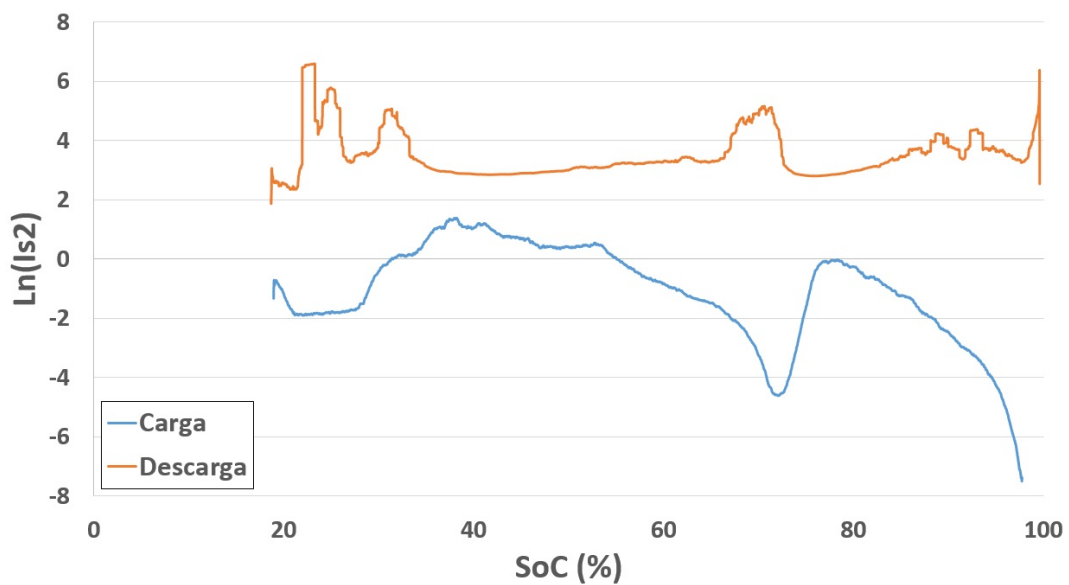


Figura 6.24: Valores calculados para I_{s2} . (Fuente: Elaboración propia)

6.4.3. Cálculo de las constantes de tiempo del transitorio del voltaje

El modelo propuesto en esta sección contiene únicamente una rama RC , por lo cual le debe corresponder solo una constante de tiempo, sin embargo, para una mayor coherencia en los resultados, se ha incluido una segunda constante de tiempo, tal y como se verá más adelante.

La ecuación 6.9 puede ser reescrita en la forma de la ecuación 6.17, en la cual solo se

utiliza una constante de tiempo.

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_D + (U_{10} - I_b \cdot R_1) \cdot \exp(-t/\tau_1) \quad (6.17)$$

Donde:

- V_D : Voltaje total en los diodos ($V_{D1} + V_{D2}$) (V).
- U_{10} : Voltaje en la rama RC al inicio del estado transitorio (V).
- τ_1 : Primera constante de tiempo del transitorio del voltaje (s).

Al comenzar el estado transitorio, tanto el voltaje como la corriente no son constantes, sin embargo, la corriente llega a su valor final mucho antes que el voltaje, es decir, el estado transitorio de la corriente tiene una menor duración que el estado transitorio del voltaje. Por lo tanto, como primer paso, se escoge un punto de referencia donde la corriente haya alcanzado su valor final de tal manera que tanto V_D como el término $(U_{10} - I_b \cdot R_1)$ sean constantes. Luego, se puede plantear la ecuación 6.18, donde el único elemento desconocido es τ_1 .

$$\frac{U_r - U_{oc} - I_{bf} \cdot R_T - V_{Df}}{\exp(-t_r/\tau_1)} = U_{10} - I_{bf} \cdot R_1 \quad (6.18)$$

Donde:

- U_r : Voltaje de referencia (V).
- V_{Df} : Voltaje total en los diodos a la corriente final (V).
- t_r : tiempo de referencia (s).

A partir de las ecuaciones 6.17 y 6.18 se obtiene la ecuación 6.19, la cual se utiliza para calcular el voltaje del estado transitorio para un tiempo igual o mayor que t_r . Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, se logra una mayor coherencia en los resultados cuando se añade una segunda constante de tiempo a la ecuación 6.19, lo que da origen a la ecuación 6.20, donde los únicos elementos desconocidos son las constantes de tiempo τ_1 y τ_2 . En este caso se ha utilizado la función "lsqcurvefit" de la plataforma Matlab para hallar los parámetros mencionados, con la configuración de búsqueda indicada en la tabla 6.2. Similar al caso del primer modelo propuesto, se sabe que las constantes de tiempo τ_1 y τ_2 , deben tener valores positivos y de manera empírica se conoce que estos deben ser cercanos a 100 s y 1000 s, respectivamente.

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_D + (U_r - U_{oc} - I_{bf} \cdot R_T - V_{Df}) \cdot \frac{\exp(-t/\tau_1)}{\exp(-t_r/\tau_1)} \quad (6.19)$$

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_D + (U_r - U_{oc} - I_{bf} \cdot R_T - V_{Df}) \cdot \frac{\exp(-t/\tau_1) + \exp(-t/\tau_2)}{\exp(-t_r/\tau_1) + \exp(-t_r/\tau_2)} \quad (6.20)$$

Donde:

τ_2 : Segunda constante de tiempo del transitorio del voltaje (s).

Tabla 6.2: Restricciones para la búsqueda de las constantes de tiempo.

Parámetro	Punto de inicio	Límite inferior	Límite superior
τ_1	100	0	∞
τ_2	1000	0	∞

La incorporación de una segunda constante de tiempo al modelo propuesto significa que un modelo con una sola rama RC no es capaz de simular, con la exactitud deseada, el comportamiento eléctrico de la batería integrada a la microrred, por lo cual, el modelo necesita ser corregido de alguna manera. La razón de añadir una segunda constante de tiempo en lugar de utilizar un modelo con dos ramas RC , se explicará más adelante.

En las figuras 6.25 y 6.26 se muestran los valores calculados para τ_1 y τ_2 , los cuales dependen del SoC y se puede observar que τ_2 tiende a ser varias veces mayor que τ_1 .

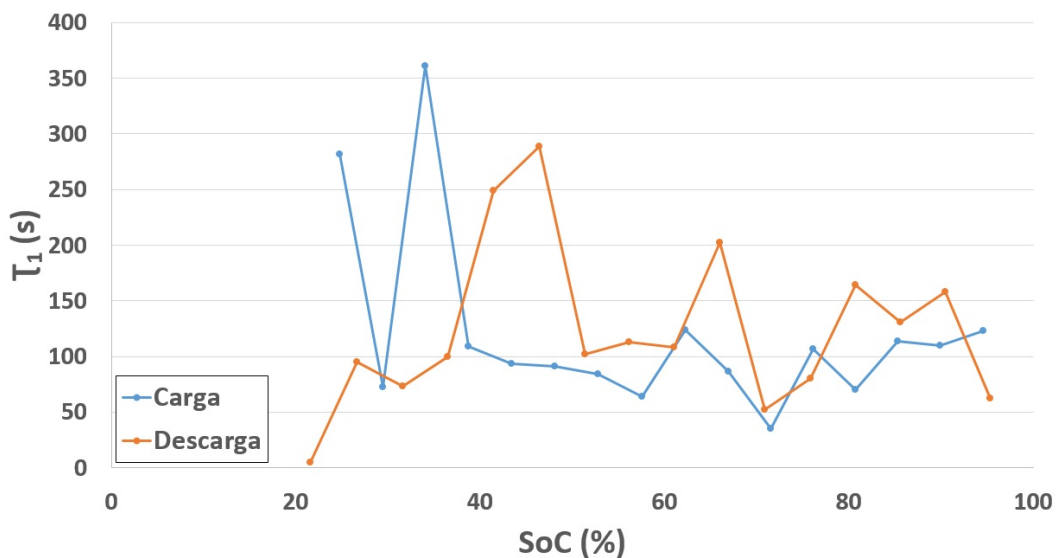


Figura 6.25: Variación de τ_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

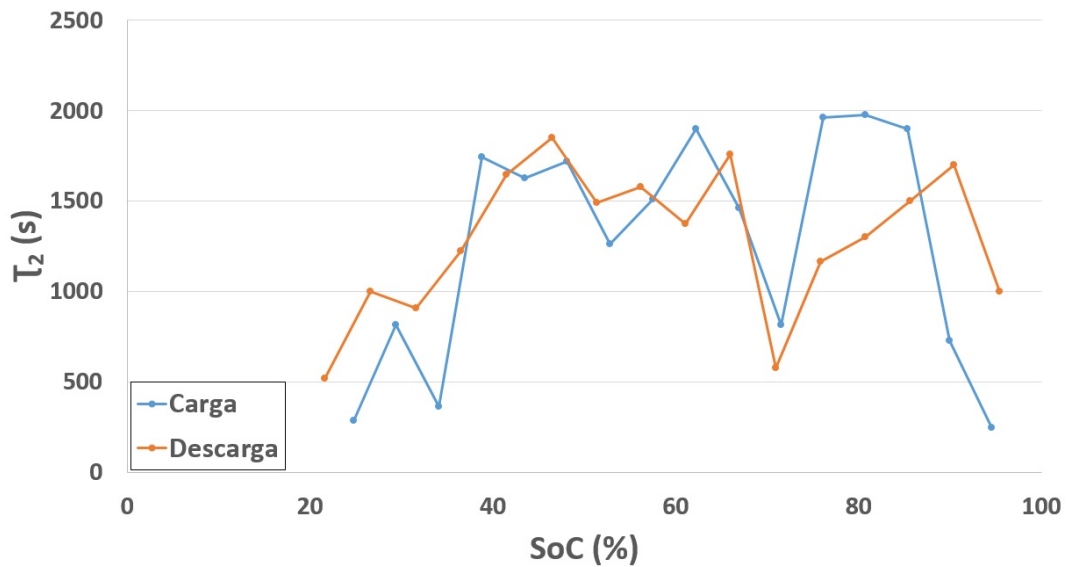


Figura 6.26: Variación de τ_2 con respecto del SoC. (Fuente: Elaboración propia)

En la figura 6.27 se muestra un ejemplo del resultado de aplicar la ecuación 6.2 durante uno de los estados transitorios que ocurre en el proceso de carga con corriente pulsada y se puede observar que los valores calculados se ajustan muy bien a la evolución real de la tensión en la batería. Cabe recordar que todo lo realizado hasta el momento solo sirve para calcular los valores de voltaje para tiempos mayores o iguales al tiempo de referencia (t_r), el cálculo de los valores de voltaje que corresponden a tiempos menores se explica en la siguiente sección.

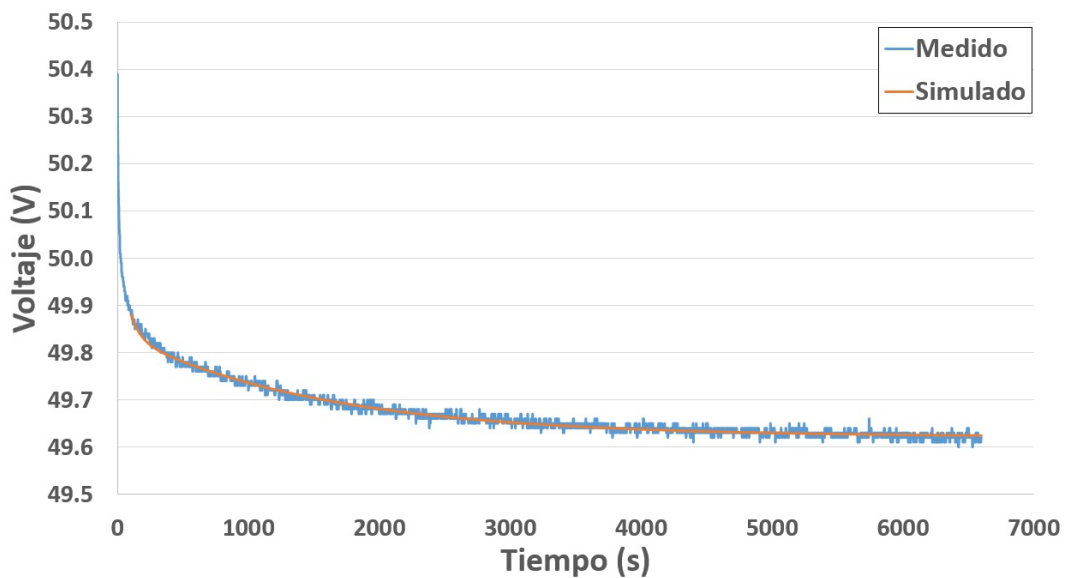


Figura 6.27: Voltaje simulado luego de que la corriente se ha estabilizado en su valor final. (Fuente: Elaboración propia)

6.4.4. Cálculo de la resistencia en serie y de polarización

La suma de la resistencia en serie (R_o) y la resistencia de polarización (R_1) es igual a la resistencia total (R_T) de la batería, donde el valor de esta última ha sido calculado al momento de parametrizar el segundo diodo (sección 6.4.2), por lo tanto, hallando el valor de R_1 , se puede determinar el valor de R_o .

Primero se asumirá que el modelo consta de una sola rama RC con una sola constante de tiempo. Luego, para la estimación de R_1 se utilizarán los puntos de voltaje medidos durante el estado transitorio y que se corresponden con tiempos menores a t_r , es decir, se utilizarán los puntos que se encuentran al comienzo del estado transitorio y donde la corriente no es constante. Entonces se puede reescribir la ecuación 6.17 en la forma de la ecuación 6.21.

$$\frac{U - U_{oc} - I_b \cdot R_T - V_D}{\exp(-t/\tau_1)} = U_{10} - I_b \cdot R_1 \quad (6.21)$$

Debido a que la corriente no es constante, el primer miembro de la ecuación 6.21 tampoco lo es, por lo tanto, se tiene una expresión de la forma $y = m \cdot x + b$, donde al trazarse una recta mínimo cuadrática para los valores del primer miembro de la ecuación en función de la corriente, la pendiente esta recta resulta ser el negativo de R_1 y la intersección con el eje de las ordenadas es U_{10} . Luego, se puede estimar el valor de R_o utilizando la ecuación 6.22.

$$R_o = R_T - R_1 \quad (6.22)$$

Sin embargo, estimar R_o de esta manera hace que se obtengan valores muy cercanos a cero, lo cual es poco coherente, en consecuencia, ahora se asumirá que el modelo consta de dos ramas RC con una constante de tiempo por cada rama, es decir, 2 constantes de tiempo en total y que de manera similar al primer modelo propuesto, las resistencias de polarización y los voltajes de cada rama al inicio del estado transitorio, tienen valores iguales, es decir: $R_1 = R_2$ y $U_{10} = U_{20}$. Por lo tanto, se pueden plantear las ecuaciones 6.23, 6.24 y 6.25, donde las dos últimas se utilizan para hallar los valores de R_1 y R_o , respectivamente, empleando el mismo procedimiento explicado en el párrafo anterior.

$$U_b = U_{oc} + I_b \cdot R_T + V_D + (U_{10} - I_b \cdot R_1) \cdot \{exp(-t/\tau_1) + exp(-t/\tau_2)\} \quad (6.23)$$

$$\frac{U - U_{oc} - I_b \cdot R_T - V_D}{exp(-t/\tau_1) + exp(-t/\tau_2)} = U_1 - I_b \cdot R_1 \quad (6.24)$$

$$R_o = R_T - 2 \cdot R_1 \quad (6.25)$$

Estimar el valor de R_o utilizando la ecuación 6.25, genera valores negativos, lo cual no es coherente con los resultados esperados, debido a que R_o debe ser un valor positivo. En consecuencia, establecer un modelo con dos ramas RC no es la solución adecuada para representar de manera correcta el comportamiento eléctrico de la batería de litio cuando esta se encuentra integrada a una microrred.

Resultados más coherentes se han obtenido empleando las ecuaciones 6.22 y 6.24 para calcular R_o y R_1 , respectivamente. Por lo tanto, el segundo modelo propuesto para la batería de litio integrada a una microrred se encuentra establecido mediante las ecuaciones 6.26 y 6.27, donde la primera ecuación se utiliza para estimar el valor de la resistencia de polarización y la segunda ecuación se utiliza para estimar el valor de la resistencia ohmica.

$$\frac{U - U_{oc} - I_b \cdot R_T - V_D}{exp(-t/\tau_1) + exp(-t/\tau_2)} = U_{10} - I_b \cdot R_1 \quad (6.26)$$

$$R_o = R_T - R_1 \quad (6.27)$$

En consecuencia, se tiene un modelo que consta de una sola rama RC , a cuya expresión matemática se le ha agregado una segunda constante de tiempo, no como consecuencia de integrar una segunda rama RC , sino con la finalidad de incluir en el modelo las diferentes velocidades que pueden tener los portadores de carga, representadas a través de las constantes de tiempo, de tal manera que se puedan lograr resultados coherentes con el fenómeno a estudiar y que tengan una exactitud aceptable.

En concordancia con el párrafo anterior, una posibilidad para el desarrollo de un modelo matemático que represente el comportamiento eléctrico de la batería de litio, es la de utilizar, en lugar de dos ramas RC , una rama RLC , con lo cual se tendría una sección que consta de una resistencia y dos constantes de tiempo (una para el inductor y otra para el condensador),

tal y como lo sugieren los resultados obtenidos en esta sección. Sin embargo, esta posibilidad no ha sido explorada porque no se cuenta con el equipamiento adecuado que permita hacer los ensayos necesarios para parametrizar el modelo.

En las figuras 6.28 y 6.29 se muestran, para diferentes niveles del SoC , los valores obtenidos para R_o y R_1 , respectivamente, donde se puede observar que para el proceso de carga, R_o tiende a ser menor que R_1 , sin embargo, para el proceso de descarga R_1 tiende a ser mayor que R_o .

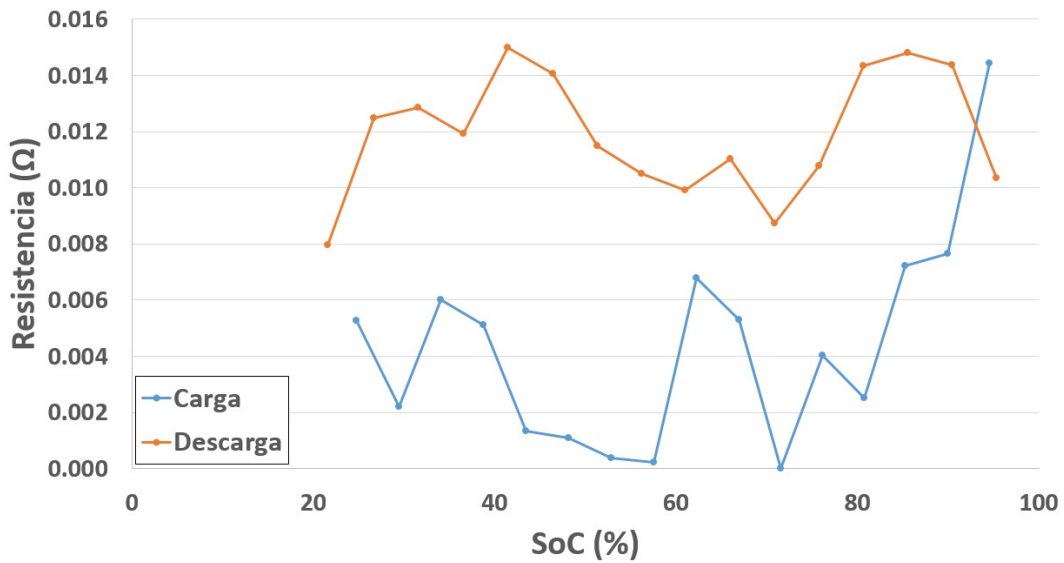


Figura 6.28: Variación de R_o con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

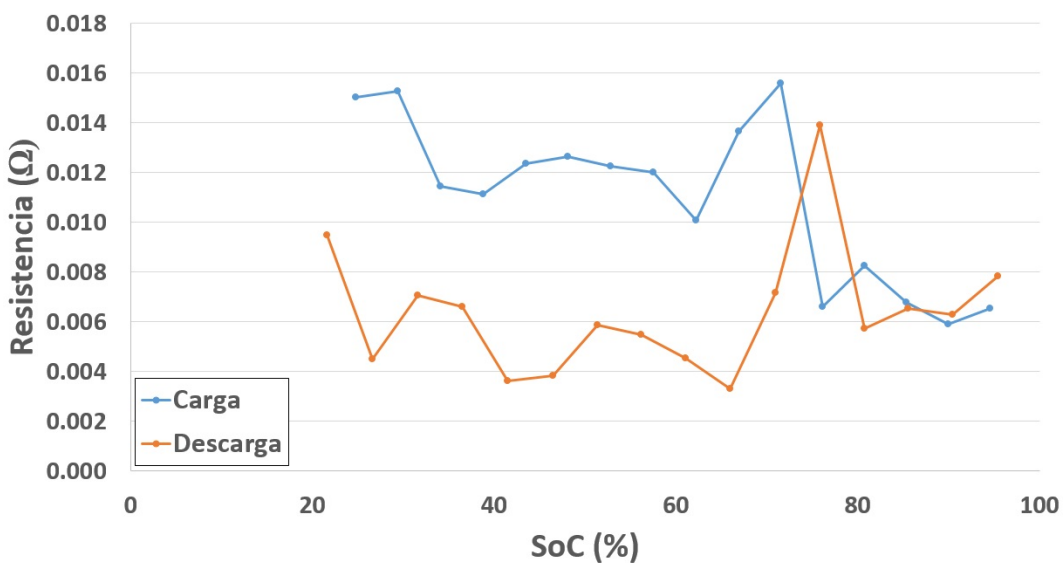


Figura 6.29: Variación de R_1 con respecto del SoC . (Fuente: Elaboración propia)

Finalmente, en la figura 6.30 se muestra un ejemplo del resultado de aplicar todo el procedimiento descrito en esta sección para la simulación del voltaje de la batería durante el estado transitorio de un proceso de carga con corriente pulsada.

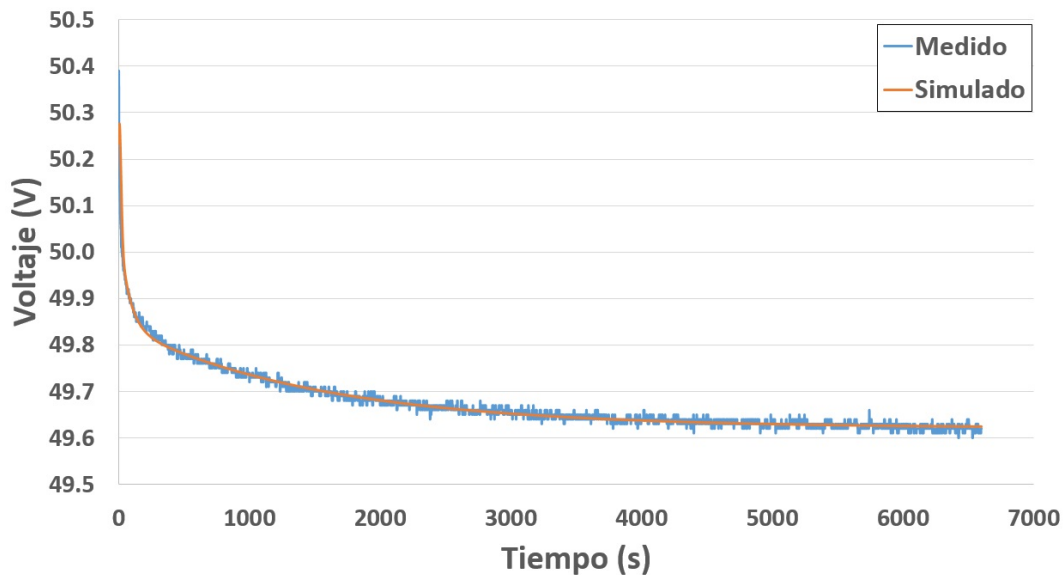


Figura 6.30: Voltaje simulado durante el estado transitorio. (Fuente: Elaboración propia)

6.4.5. Procesamiento de la señal de corriente

En el desarrollo del segundo modelo propuesto, se ha intentado mejorar la dificultad que existe durante el procesamiento de la señal de corriente de diferenciar entre el ruido propio de la señal y un cambio en el nivel de la misma (ver sección 6.3.3). En ese sentido, en esta sección se establece una condición mediante la cual, al momento de procesar la señal de corriente, se pueda distinguir entre el ruido y un cambio en el nivel de esta. Asimismo, a diferencia del procesamiento de la señal de corriente establecida para el primer modelo propuesto, en este, la señal de corriente no se procesa por intervalos, sino que es necesario conocer todos los valores de la misma, desde el inicio hasta el final del día de trabajo o del lapso de tiempo que se desea procesar, esto es debido a que se harán varios barridos de la señal de corriente en busca de los puntos necesarios para el procesamiento de la misma. El procedimiento seguido se describe a continuación:

1. Similar al procedimiento de la sección 6.3.3, la señal de corriente se dividirá en pequeños intervalos de valores no crecientes o no decrecientes, pero en este caso solo

serán identificados, mas no procesados, lo cual ocurrirá en las últimas etapas de este procedimiento.

2. A cada intervalo, le aplica la ecuación condicional 6.28 que, si se cumple, significa que ha ocurrido un cambio en el nivel de la corriente, en caso contrario, la oscilación en el nivel de corriente es el resultado del ruido propio de la señal. Esta condición se establece porque se ha observado que cuando existe un cambio en el nivel de la corriente, los valores inicial o final del intervalo se alejan del valor promedio del mismo, lo que no ocurre cuando se trata del ruido de la señal.

$$\{|I_{ao} - I_{prom}| \vee |I_{af} - I_{prom}|\} \geq \Delta I_{max} \quad (6.28)$$

Donde:

I_{ao} : Es el primer elemento del intervalo (A).

I_{af} : Es el último elemento del intervalo (A).

I_{prom} : Es el valor promedio del intervalo (A).

ΔI_{max} : Variación máxima (A).

En la figura 6.31 se muestra el ejemplo de un intervalo de valores de corriente no crecientes, en el cual ocurre un cambio en el nivel de corriente y que se muestra en color naranja. Los intervalos mostrados en color azul corresponden a aquellos en los que la oscilación de la señal de corriente corresponde al ruido de la misma y no a un cambio en su nivel.

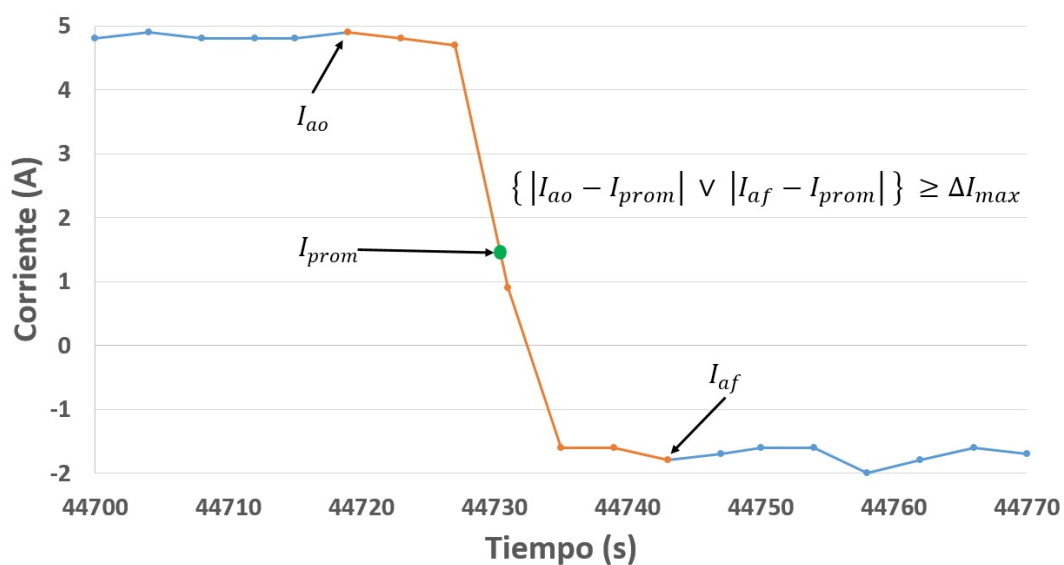


Figura 6.31: Cambio en el nivel de corriente. (Fuente: Elaboración propia)

3. Luego, se promedian todos los valores de corriente de los intervalos en los cuales no ha ocurrido un cambio en el nivel de corriente. Es decir, se promedian los valores que van desde el final de un intervalo donde ha ocurrido un cambio en el nivel de corriente, hasta el inicio del siguiente intervalo donde ha ocurrido otro cambio en el nivel de corriente. Esto da como resultado la discretización de la mayor parte de la señal de corriente, donde quedan excluidos los intervalos donde ha ocurrido un cambio en el nivel de corriente. En la práctica, esta discretización parcial es una forma de suavizar, en parte, la señal de corriente. En la figura 6.32 se muestra el resultado de discretizar parcialmente la señal de corriente.

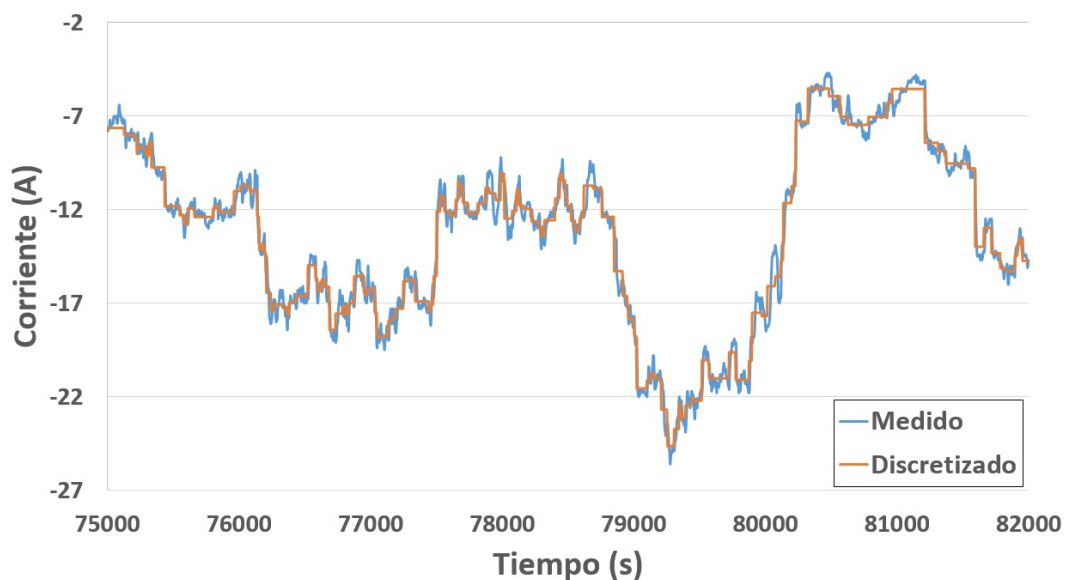


Figura 6.32: Resultado de la discretización parcial de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)

4. Finalmente, se realiza un ajuste no lineal de los elementos de los intervalos en los cuales ha ocurrido un cambio en el nivel de corriente utilizando la ecuación 6.29 (adaptada de la ecuación 6.1), donde I_a es la corriente para cada intervalo.

$$I_a = (I_{ao} - I_{af}) \cdot \exp(-t/\tau_I) + I_{af} \quad (6.29)$$

I_{ao} es el valor calculado para la corriente inicial del intervalo y que es igual al promedio de todos los valores de corriente desde el final del intervalo donde ha ocurrido el cambio de nivel anterior hasta el valor inicial de su propio intervalo. De manera similar, I_{af} es el valor calculado para la corriente final del intervalo y que es igual al promedio de todos los valores de corriente desde el final de su propio intervalo hasta el inicio del siguiente intervalo donde ha ocurrido otro cambio en el nivel de corriente. En la figura 6.33 se

muestra el resultado de la simulación realizada para un intervalo donde ocurre un cambio en el nivel de corriente.

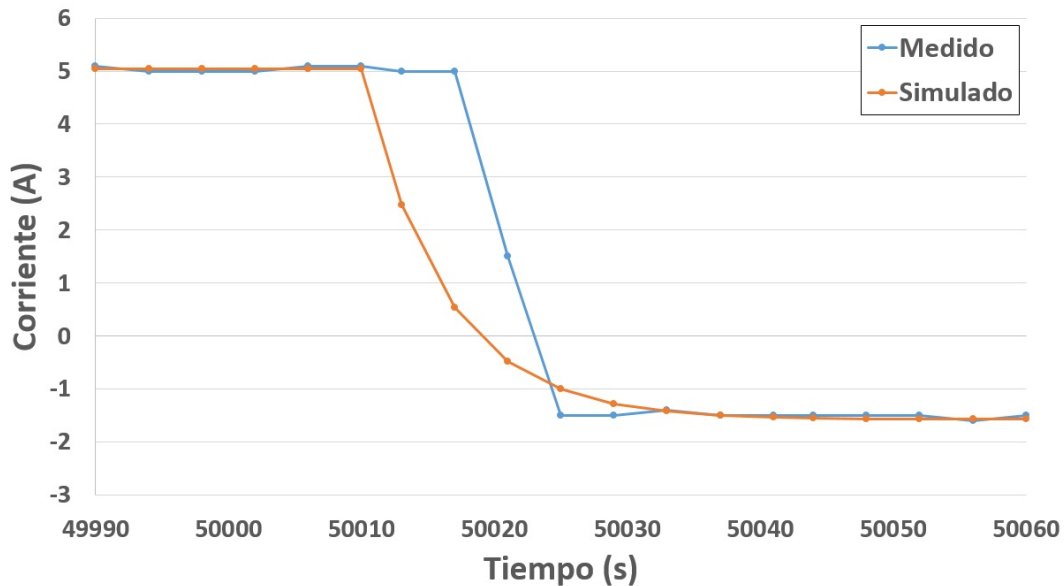


Figura 6.33: Resultado del modelamiento para el proceso de cambio en el nivel de corriente. (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar que al momento de representar el cambio en el nivel de corriente, la corriente simulada se anticipa un poco a los datos experimentales, esto se debe a la forma en que se procesa la señal de corriente, donde primero se conocen todos sus valores antes de iniciar el tratamiento de los datos, lo cual hace que se conozca de antemano el comportamiento que tendrá dicha señal, por lo tanto, se conocen los momentos en los cuales tuvo lugar un cambio en el nivel de corriente y la simulación actúa de acuerdo a ello.

6.5. Comparación de los dos modelos propuestos

Los dos modelos desarrollados para simular la respuesta eléctrica de la batería de litio cuando esta se encuentra conectada a una microrred fotovoltaica, parten del modelo equivalente de Thévenin e intentan corregir la diferencia que hay entre los valores experimentales y los simulados con dicho modelo, sin embargo, existen algunas diferencias en la manera en como esto se realiza. Los dos grandes problemas a resolver son la aparición de un *offset* en el voltaje (sección 6.1.1) y la presencia de un estado transitorio en la corriente (sección 6.1.2).

En el primer modelo desarrollado, la aparición del *offset* en el voltaje se resuelve añadiendo una resistencia variable dependiente de la corriente, mientras en que el segundo modelo desarrollado se resuelve añadiendo un par de diodos. El concepto de resistencia dependiente de la corriente, incluido en el primer modelo desarrollado, es un término que no existe en la literatura, pero que en el presente trabajo de investigación simula una posible estrategia de control de la corriente, implementada en el inversor/cargado, sin embargo, en el segundo modelo desarrollado se opta por cambiar dicha resistencia dependiente de la corriente por dos diodos, los cuales son componentes conocidos y bien estudiados en la literatura, no obstante, estos dos diodos son más difíciles de parametrizar, en comparación con la resistencia dependiente de la corriente. Por otro lado, tanto el inductor del primer modelo, como el capacitor del segundo modelo, se incluyen con el objetivo de modelar el estado transitorio de la corriente.

Una diferencia importante entre los dos modelos desarrollados es que el primero de ellos está pensado para aplicaciones (casi) a tiempo real, es por eso que cada pocos segundos toma y procesa datos, esto con la finalidad de poder predecir a cada instante el comportamiento futuro de la batería y hacer las correcciones necesarias de ser el caso. En cambio, el segundo modelo necesita conocer el desempeño de la batería durante un período más amplio, como por ejemplo, un día, antes de iniciar el procesamiento de la información. Los resultados experimentales demuestran que si bien el primer modelo se puede utilizar para aplicaciones a tiempo real, es menos exacto que el segundo modelo y viceversa.

6.6. Cálculo de los parámetros térmicos

En esta sección se va a incluir la dependencia de la respuesta dinámica de la batería con respecto a la temperatura. De esta forma los modelos desarrollados no son simplemente dinámicos sino que también representan las características térmicas del sistema.

Los cambios que presenta la batería en su comportamiento eléctrico debido a los efectos de la variación de la temperatura de trabajo están gobernados principalmente por dos parámetros: la constante de tiempo térmica y la resistencia térmica, donde el primero de ellos determina la duración del estado transitorio de la temperatura de la batería cuando esta pasa de un nivel a otro y el segundo de ellos determina la oposición o resistencia que ofrece la batería para cambiar su temperatura.

Es bien conocido que entre los efectos que tiene la temperatura en el comportamiento eléctrico de la batería se encuentran el aumento del nivel de voltaje, de la capacidad y del envejecimiento, si es que la temperatura de trabajo es mayor que la temperatura de diseño y ocurre lo contrario si la temperatura de trabajo es menor es menor que la temperatura de diseño, es decir, se reducen el voltaje, la capacidad y el envejecimiento. Por lo tanto, es de suma importancia conocer el comportamiento térmico de la batería durante su operación.

6.6.1. Cálculo de la constante de tiempo térmica

Para el cálculo de la constante de tiempo térmica de la batería de litio se han utilizado los datos medidos de la temperatura al interior de la batería, la temperatura ambiente y el tiempo, los cuales fueron registrados durante la etapa de enfriamiento ($I_b = 0$) de la prueba descrita en la sección 5.2.2. En ausencia de corriente no existe generación de calor al interior de la batería, por lo tanto, la ecuación 3.21 puede ser reescrita en la forma de la ecuación 6.30, donde la única variable desconocida es la constante de tiempo térmica y por lo tanto, puede ser hallada de una manera sencilla.

$$T_b = T_o \cdot \exp(-t/\tau_c) + T_a \cdot [1 - \exp(-t/\tau_c)] \quad (6.30)$$

Un ajuste no lineal de la ecuación anterior da como resultado un valor de τ_c igual a 13790 s (3 horas, 49 minutos y 50 segundos). Para el caso de la temperatura ambiente, se ha utilizado un valor constante que corresponde al promedio de esta durante toda la etapa de enfriamiento, el cual es igual a 25,2 °C. El conjunto de datos empleados para la estimación de la constante de tiempo térmica de la batería de litio, corresponden a un período en el cual la temperatura ambiente no sufre variaciones importantes y por lo tanto, los cambios en el nivel de voltaje debido a dichas variaciones de temperatura son despreciables. Si se observa una vez más la figura 5.8 se podrá comprender el motivo de la elección del intervalo empleado para los cálculos de esta sección.

En la figura 6.34 se muestran los datos utilizados para hallar el valor de la constante de tiempo térmica, así como el resultado de la simulación del comportamiento térmico de la batería empleando el valor calculado para τ_c . La forma escalonada de la curva que representa los valores medidos de la temperatura interna de la batería, se debe a que el sensor de temperatura de esta tiene una resolución de 0,3 °C.

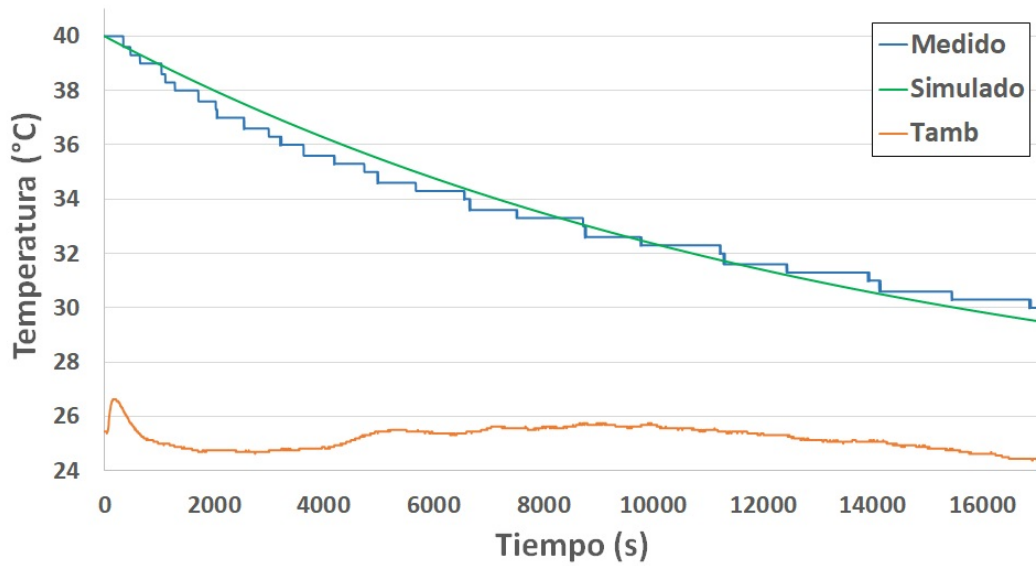


Figura 6.34: Comportamiento térmico de la batería de litio durante la etapa de enfriamiento. (Fuente: Elaboración propia)

6.6.2. Cálculo de la resistencia térmica

Para el cálculo de la resistencia térmica se han utilizado los datos de la temperatura interior de la batería, temperatura ambiente y tiempo, registrados durante el funcionamiento de la batería dentro de la microrred instalada y bajo las condiciones descritas en el capítulo 8. Estos datos, junto con los registrados en las secciones 5.1.1 (U_{oc}) y 5.2.1 ($\partial U_{oc}/\partial T_b$), así como el valor hallado para τ_c , se emplean en las ecuaciones 3.18, 3.19 y 3.20 (las cuales se escriben nuevamente debajo), donde la única variable a determinar es R_{th} . Mediante un proceso iterativo se le asignan diversos valores a R_{th} , siendo su valor final y el utilizado de ahora en adelante, aquel con el cual el error cuadrático medio entre los valores medidos y los calculados, resulta en el menor posible, este valor final de R_{th} , para las condiciones de trabajo establecidas es igual a 0,581 K/W.

$$U_{oc} = U_{oc,ref} + \frac{\partial U_{oc}}{\partial T_b} \cdot (T_b - T_{ref}) \quad (3.18)$$

$$P_{loss} = I_b \cdot \left[(U_{oc} - U_b) + T_b \cdot \frac{\partial U_{oc}}{\partial T_b} \right] \quad (3.19)$$

$$T_b(t) = \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{1}{1 + s \cdot \tau_c} \cdot (R_{th} \cdot P_{loss}(s) + T_a(s)) \right) \quad (3.20)$$

6.7. Primera validación de los modelos desarrollado

Como una primera validación de todos los procedimientos implementados hasta el momento, tanto para la estimación de los parámetros de los modelos presentados así como para el procesamiento de la señal de corriente, se ha realizado una comparación entre los voltajes medidos en cada ensayo y los calculados para estos mismos. Cabe mencionar que el efecto de la señal de corriente (medida) se aprecia mejor para corrientes variables que para corrientes constantes, por lo tanto, todos los trabajos de investigación deberían incluir ambas pruebas.

6.7.1. Curvas de carga y descarga con corriente constante

El voltaje calculado para una curva correspondiente a un proceso de carga o descarga, realizado a una corriente constante, muestra una mayor exactitud para los valores bajos de corriente, donde los efectos de la resistencia total de la batería no son tan significativos. En las figuras 6.35 y 6.36 se comparan los valores de los voltaje medidos con los calculados utilizando los dos modelos propuestos, para un conjunto de curvas de carga y descarga realizadas para diferentes niveles de corriente, en estas figuras se muestran los resultados para un *SoC* entre el 20% y 80%, para lograr una mejor visualización del fenómeno que se desea explicar y porque además, es el rango de interés para el presente trabajo de investigación. Para conocer el comportamiento de las curvas de carga y descarga en un intervalo más amplio ver el anexo B.

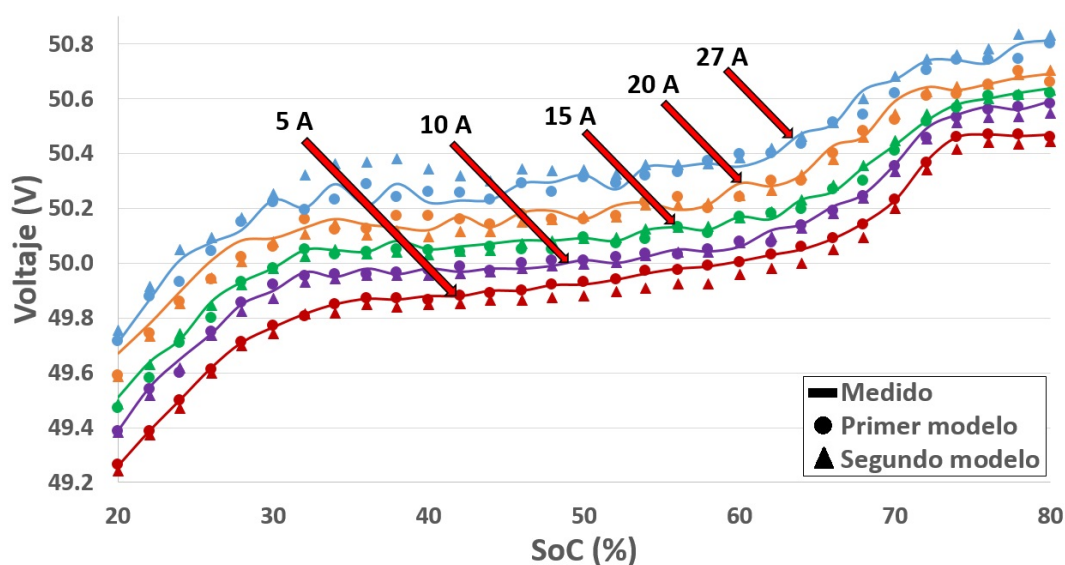


Figura 6.35: Curvas de carga a diferentes corrientes. (Fuente: Elaboración propia)

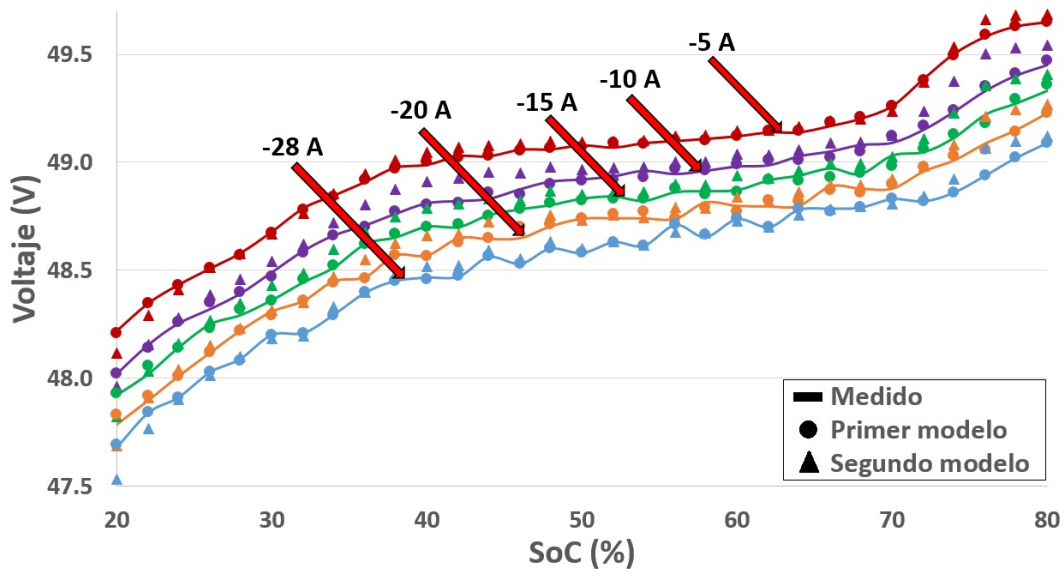


Figura 6.36: Curvas de descarga a diferentes corriente. (Fuente: Elaboración propia)

6.7.2. Curvas de carga y descarga con corriente pulsada

En el modelamiento de las curvas de carga y descarga con corriente pulsada se puede observar una mejoría en la estimación del voltaje cuando se utiliza el segundo modelo, tal y como se muestra en las figuras 6.37 y 6.38. Esta mejora en la estimación se debe en gran parte a la forma como se ha realizado el tratamiento de la señal de corriente (que es diferente para los dos modelos) y no tanto porque un modelo sea mejor que el otro.

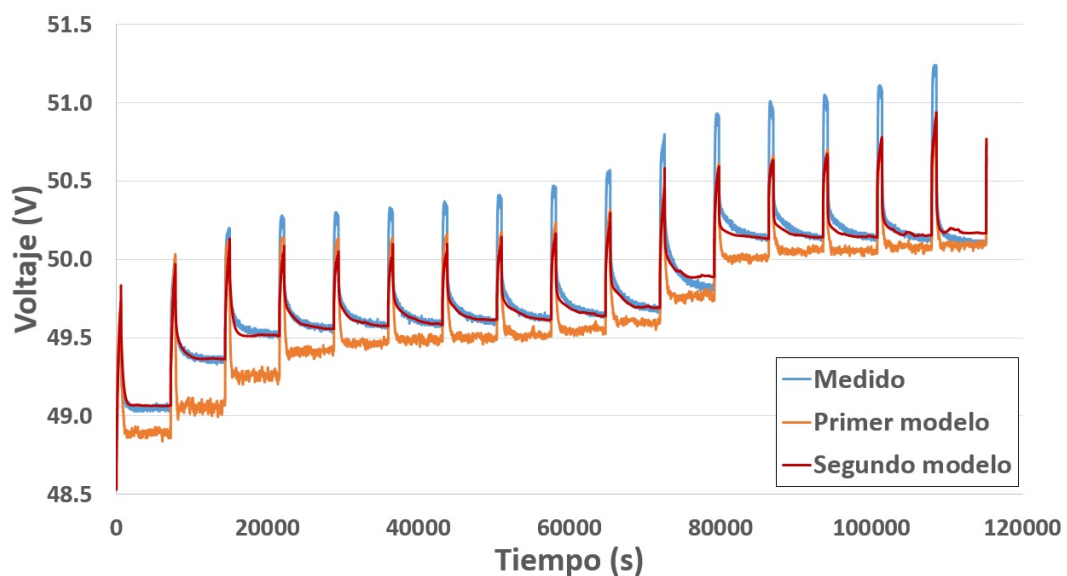


Figura 6.37: Curva de carga con una corriente pulsada. (Fuente: Elaboración propia)

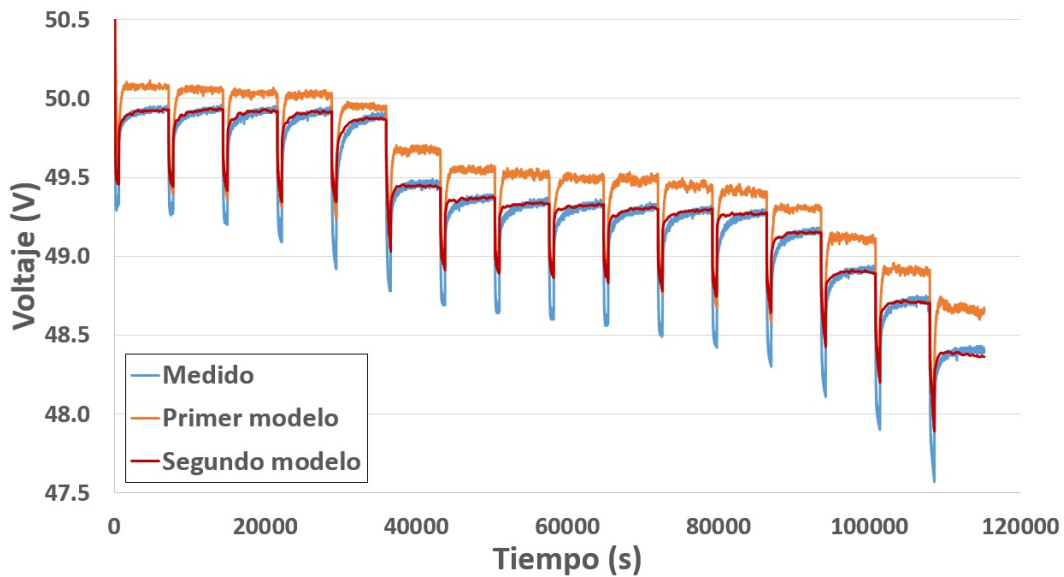


Figura 6.38: Curva de descarga con una corriente pulsada. (Fuente: Elaboración propia)

6.8. Error en la estimación del voltaje

El error en la estimación del voltaje empleando los dos modelos desarrollados, se calcula para todos los ensayos experimentales que se realizaron sobre la batería, tanto a corriente constante como a una corriente pulsada. Para el caso de los ensayos realizados a corriente constante, se empleó el rango completo de carga y descarga de la batería (ver anexo B) y no solo el rango de interés para el presente trabajo de investigación (20% – 80% del *SoC*). Del mismo modo, para el caso de los ensayos a corriente pulsada, se empleó el rango comprendido entre el 100% del *SoC* y el mínimo alcanzable permitido por el BMS.

Debido a las restricciones ejecutadas por el BMS, el cual protege a la batería de posibles daños durante su funcionamiento, el *SoC* mínimo y máximo alcanzable dependerá principalmente de la corriente de trabajo, debido a que si la batería comienza a calentarse demasiado durante su operación, el BMS comienza a reducir el nivel de corriente, con lo cual la temperatura de la batería comienza a descender. Este calentamiento durante la operación de la batería generalmente ocurre cuando se mantiene por mucho tiempo una corriente muy elevada, aparte de los efectos que tiene la temperatura ambiente.

En la tabla 6.3 se muestra en rojo el valor de aquel modelo propuesto que obtuvo un error relativo mayor y se muestra en azul el valor de aquel modelo propuesto que obtuvo un error

relativo menor. Se puede observar que para una corriente constante no existe un modelo mejor que el otro, sin embargo, para el caso de la corriente pulsada, el segundo modelo desarrollado tiene un error relativo promedio entre 3 y 4 veces menor que el del primer modelo desarrollado.

Tabla 6.3: Error relativo en la estimación del voltaje para las diferentes pruebas de carga y descarga a corriente constante y pulsada.

SoC (%)		Corriente (A)		Error relativo promedio (%)	
Mínimo	Máximo	Constante	Pulsada	Primer modelo	Segundo modelo
7,45	99,90	5	--	0,032	0,071
10,25	99,74	10	--	0,042	0,060
14,99	99,62	15	--	0,067	0,044
12,12	98,41	20	--	0,146	0,071
10,35	97,73	27	--	0,090	0,114
7,73	100,00	-5	--	0,033	0,079
11,83	100,00	-10	--	0,073	0,141
15,52	100,00	-15	--	0,112	0,096
16,81	100,00	-20	--	0,158	0,082
18,58	100,00	-28	--	0,181	0,063
20,16	94,85	--	20	0,328	0,097
21,32	99,98	--	-20	0,406	0,097

6.9. Resumen y conclusiones

En este capítulo se analizan los resultados de las pruebas experimentales y se desarrollan dos modelos dinámicos, basados en el modelo equivalente de Thévenin, para representar el comportamiento eléctrico de la batería de litio industrial cuando esta se encuentra conectada a una microrred fotovoltaica. En el primer modelo desarrollado se añade una rama RL al modelo equivalente de Thévenin porque se asume que la diferencia entre los valores medidos y los simulados, se deben a un efecto resistivo y otro inductivo que no se encuentran representados en el modelo equivalente de Thévenin, donde la resistencia adicional mejora las estimaciones del voltaje y el inductor mejora la simulación del estado transitorio de la corriente. En el se-

gundo modelo desarrollado se añaden dos pares de diodos (un par para el proceso de carga y otro par para el proceso de descarga) y un capacitor al modelo equivalente de Thévenin, debido a que se pudo observar un *offset* en los valores de voltaje, el cual puede ser modelado con un par de diodos, por otro lado, el capacitor sirve para modelar el estado transitorio de la corriente.

El nivel de ruido que se encuentra en la señal de la corriente medida hace necesario que se establezca un método de suavizado propio, con la finalidad de que la señal de corriente sea procesada de una manera correcta por los modelos desarrollados, debido a que esta es una de sus variables de entrada. Si bien existen métodos de suavizado de datos experimentales, estos no son capaces de interpretar de una manera adecuada para los modelos las oscilaciones de la señal de corriente. Para el caso de las curvas de carga y descarga con corriente pulsada, utilizando el segundo modelo se observa una mejora en la estimación de los valores de voltaje, en comparación con los resultados obtenidos empleando el primer modelo, esto es principalmente como consecuencia del tratamiento de la señal de corriente, que es diferente para ambos modelos.

Se puede observar que los parámetros de los modelos desarrollados dependen del *SoC*, siendo en la mayoría de los casos despreciable la influencia de la temperatura debido a la relativamente baja amplitud térmica que se experimenta en el ambiente donde se realizan los ensayos.

Durante el desarrollo del segundo modelo propuesto se optó por una constante de tiempo adicional a su expresión matemática para mejorar las estimaciones del modelo, esto sugiere que un mejor modelamiento del estado transitorio del voltaje puede ser realizado empleando, en lugar de una rama *RC*, una rama *RLC*, ya que esta contiene una sola resistencia pero dos constantes de tiempo, que es lo que sugiere el segundo modelo propuesto, sin embargo, este tercer modelo no se ha explorado porque con la instrumentación disponible en el presente trabajo de investigación no es posible parametrizar la mencionada rama *RLC*.

Como una primera validación de los modelos desarrollados se simula la respuesta en voltaje de la batería durante las pruebas de ensayo y del cálculo de los errores relativos se observa que para una corriente constante, no existe un modelo mejor que otro, pero que para el caso de una corriente pulsada, el segundo modelo otorga una mejor estimación del voltaje.

Capítulo 7

Estimación del envejecimiento de la batería

Debido a que el proceso de envejecimiento de una batería de litio de las características que tiene la batería bajo ensayo, puede demorar varios meses hasta alcanzar un porcentaje de pérdida de capacidad significativa y medible de manera confiable, junto con la no conveniencia (económica) de degradar la batería hasta que quede casi o totalmente inservible para futuros experimentos, se ha optado por proponer un modelo matemático capaz de estimar el envejecimiento de la batería a partir de la información proporcionada por los fabricantes, para lo cual se utilizó la ficha técnica de una batería de la marca Kaise¹⁸ cuyas características eléctricas son similares a las de la batería bajo ensayo, debido a que esta última no posee la información necesaria para utilizar el modelo propuesto en este capítulo.

7.1. Información relevante para la estimación del envejecimiento

El proceso de envejecimiento de una batería depende principalmente de la tecnología, el régimen de trabajo, el paso del tiempo, la temperatura y el SoC . En ese sentido, la información proporcionada en la figura 7.1, la cual generalmente está disponible en las ficha técnicas que proporcionan los fabricantes de baterías, ayuda a estimar la cantidad de ciclos máximos que puede realizar la batería antes de llegar al final de su vida útil, lo cual dependerá del DoD y la de temperatura. Hay que resaltar que para este caso en particular, la información de la figura 7.1 se ha obtenido haciendo funcionar la batería a una corriente de 20 A. En la figura 7.1 se observa que al aumentar el DoD , disminuye la cantidad de ciclos máximos que puede realizar la batería, algo similar ocurre con el aumento de la temperatura. También se puede notar que, inicialmente, la pérdida de números de ciclos con respecto al aumento del DoD es menor para una temperatura más alta, sin embargo, la proporción en pérdidas con respecto a la capacidad máxima de la batería para una temperatura dada, es mayor cuanto más alta sea esta. Asimismo, la información proporcionada en la figura 7.2 sirve para estimar la variación de la capacidad de la batería dependiendo de la corriente de trabajo, lo cual es un dato necesario

¹⁸Disponible en: <https://kaise.pe/baterias-litio-lfp/>

para el modelo de envejecimiento descrito en la sección 3.2.3. De esta figura se advierte que un aumento en la corriente de trabajo disminuye la capacidad de la batería, por lo tanto, existe una disminución en el número de ciclos máximos que puede realizar la batería al verse disminuida la cantidad de amperios-hora que se pueden extraer de esta, tal y como se expresa en la ecuación 7.1, descrita más adelante.

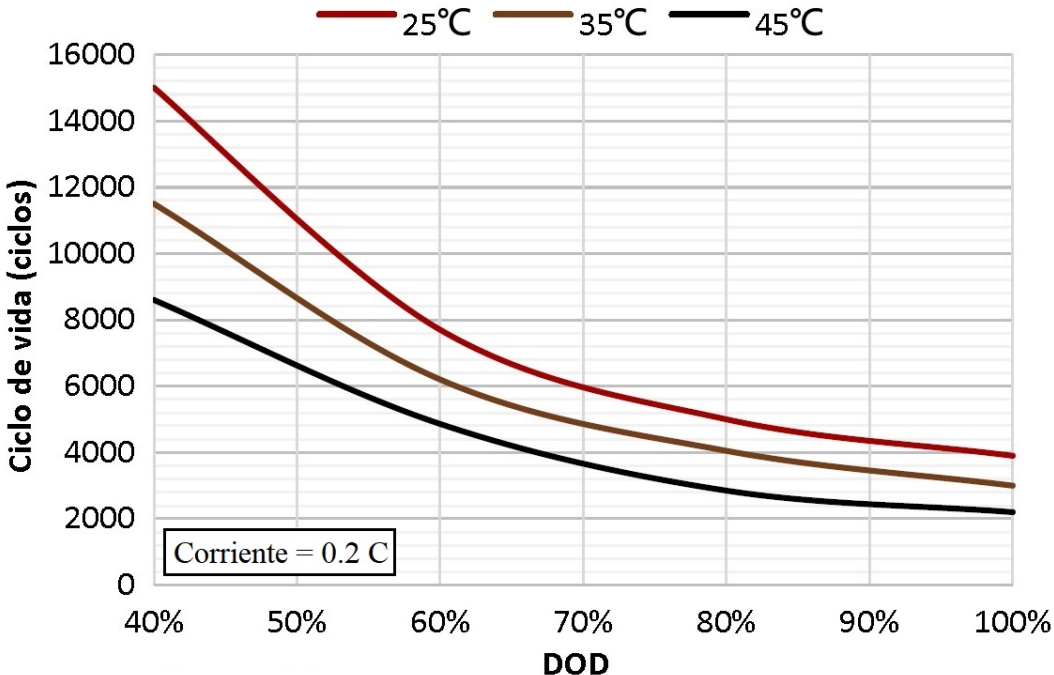


Figura 7.1: Ciclos de vida vs DoD a diferentes temperaturas. (Fuente: Kaise)

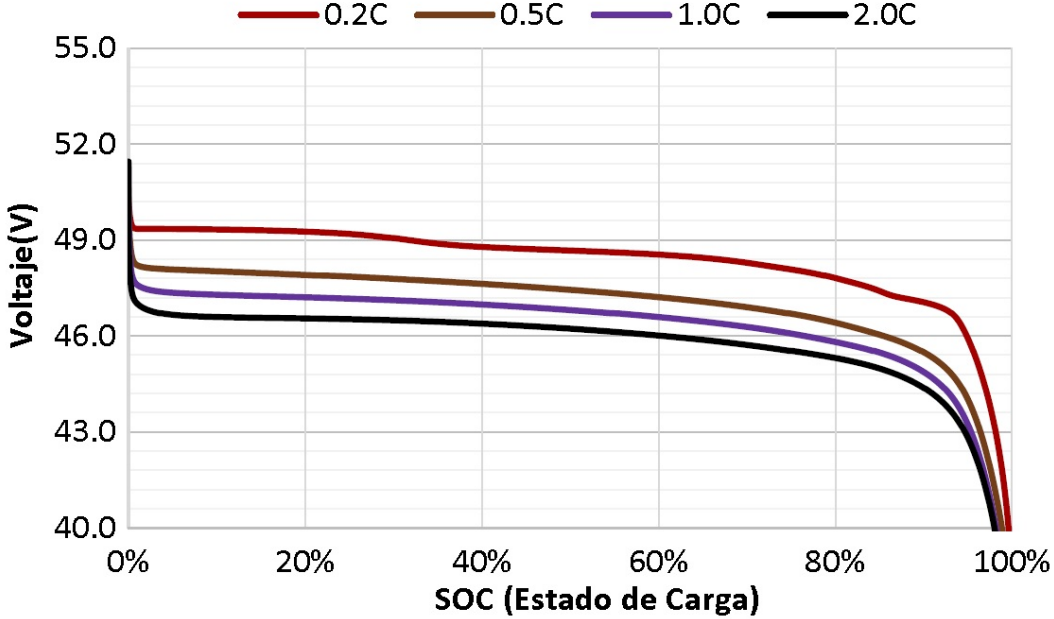


Figura 7.2: Curvas de descarga a diferentes corrientes. (Fuente: Kaise)

7.2. Consideraciones previas

Debido a que la información proporcionada por el fabricante solo hace referencia al envejecimiento por ciclado y no al envejecimiento estacionario, se han establecido una serie de consideraciones con la finalidad de incluir el envejecimiento estacionario en el proceso de cálculo del envejecimiento total de la batería, dichas consideraciones son las siguientes:

1. Los ciclos se realizan de manera continua sin pausa entre ellos. Sin embargo, el modelo propuesto no impide que se pueda añadir dicha pausa entre ciclos, siempre y cuando se tenga la certeza de que esto ocurre y se tenga información sobre la duración de la misma.
2. Durante el ciclado no solo aparece el envejecimiento por el propio ciclado, sino que también se encuentra implícito el envejecimiento estacionario.
3. Las condiciones de referencia son aquellas proporcionadas por el fabricante y que para este caso son las siguientes: 5000 ciclos, a un 80% de DoD y con una corriente de trabajo igual a $0.2 C$ ($20 A$), tanto para el proceso de carga como para el proceso de descarga.
3. El envejecimiento por ciclado y el envejecimiento estacionario se miden en amperios-hora, siendo la suma de ambos el número total de amperios-hora que puede perder la batería antes de llegar al final de su vida útil.
4. A diferencia del modelo descrito en [119], que solo considera los amperios-hora que circulan por la batería durante el proceso de descarga, aquí también se consideran los amperios-hora que circulan durante el proceso de carga.

7.3. Cálculo del número máximo de ciclos

El número máximo de ciclos que puede alcanzar la batería antes de llegar al final de su vida útil, se determina empleando la información de la figura 7.1, en donde se puede observar la relación entre el número de ciclos máximos que puede proporcionar la batería a un determinado DoD y temperatura ambiente. Mediante el uso de la aplicación “Curve Fitter” de la plataforma Matlab, se calculan los parámetros u_0, u_1 y u_2 de la ecuación 3.24 (que se escribe

nuevamente debajo) para cada uno de los tres niveles de temperatura dados. Los resultados obtenidos se muestran de la figura 7.3, a la 7.6. Reordenando y reemplazando la ecuación 3.25 en la ecuación 3.26, se obtiene la corrección del número de ciclos dependiendo de la variación de la capacidad de la batería, tal y como se muestra en la ecuación 7.1 y que a su vez depende de la corriente de trabajo, como se puede observar en la figura 7.7.

$$L = u_2 \cdot \left(\frac{DoD_R}{DoD} \right)^{u_0} \cdot \exp \left(u_1 \cdot \left[1 - \frac{DoD}{DoD_R} \right] \right) \quad (3.24)$$

$$L = L_R \cdot \left(\frac{DoD_R}{DoD_A} \right)^{u_0} \cdot \exp \left(u_1 \cdot \left[1 - \frac{DoD_A}{DoD_R} \right] \right) \cdot \frac{Q_A}{Q_R} \quad (7.1)$$

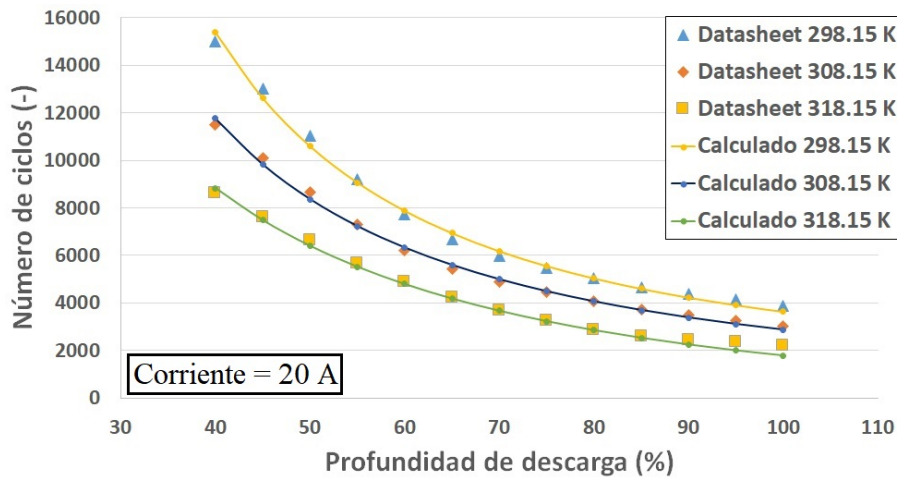


Figura 7.3: Número máximo de ciclos con respecto al DoD y a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

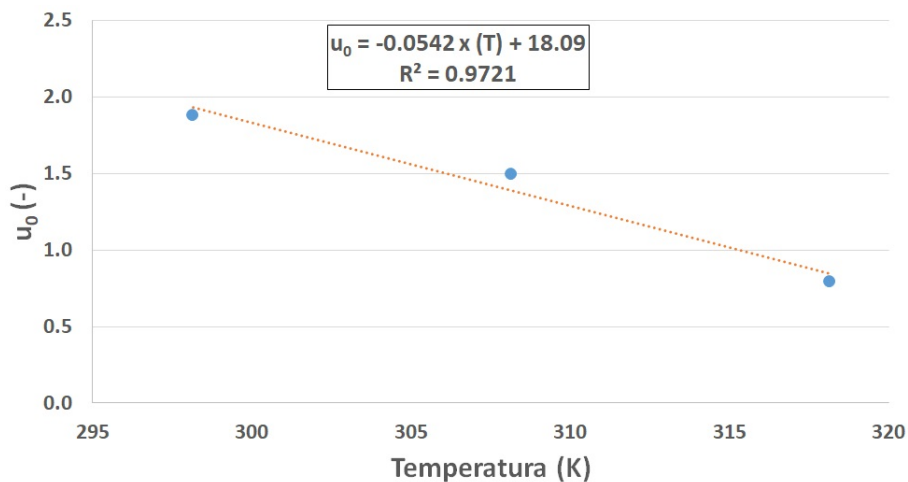


Figura 7.4: Variación de u_0 con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

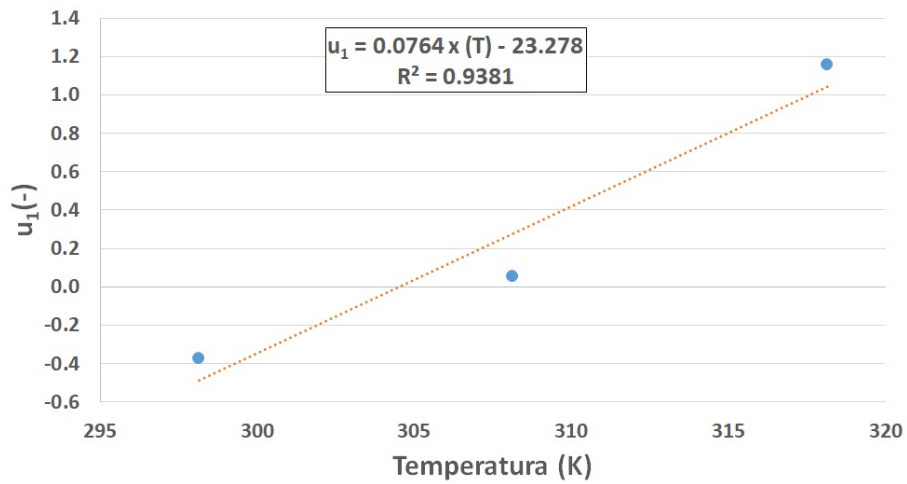


Figura 7.5: Variación de u_1 con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

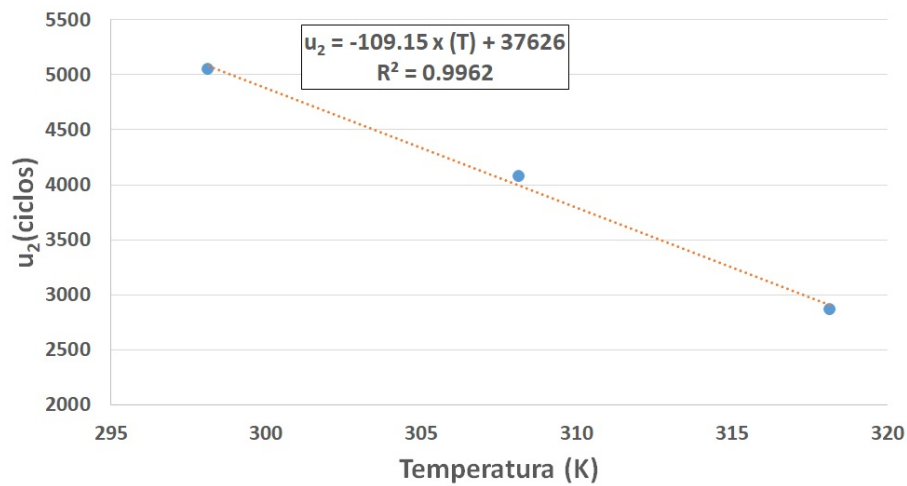


Figura 7.6: Variación de u_2 con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

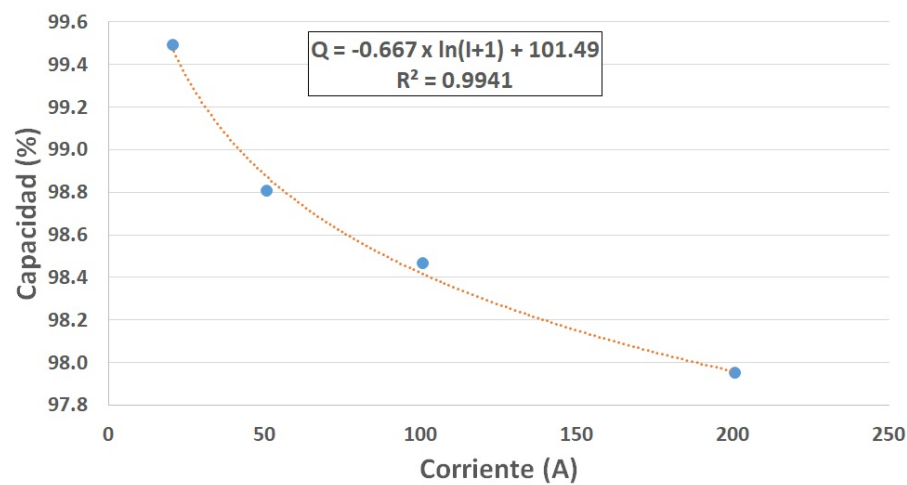


Figura 7.7: Capacidad de la batería en relación a la corriente. (Fuente: Elaboración propia)

7.4. Traslación hacia el DoD_R

Debido a que el envejecimiento de la batería depende del DoD (entre otros factores), se emplea la ecuación 3.25, para trabajar bajo las mismas condiciones de DoD , con la finalidad calcular el envejecimiento real que ocurre durante el ciclado cuando el DoD de trabajo es diferente al de referencia. En otras palabras, se calcula el envejecimiento de la batería como si esta estuviese trabajando todo el tiempo a DoD_R , con lo cual se pueden hacer los cálculos considerando solo el efecto de la temperatura. Luego, para volver a las condiciones reales, se realiza la conversión inversa. Esta operación simplifica en gran medida los cálculos a llevarse a cabo, ya que permite analizar primero la influencia de la temperatura y luego la influencia del DoD . La ecuación 3.25 se escribe nuevamente debajo modificando la simbología para que se pueda comprender la manera en que se utiliza en esta sección, dando lugar a la ecuación 7.2, la cual transforma los amperios-hora que atraviesan la batería durante su operación normal a un determinado DoD , a los amperios-hora equivalentes como si la batería trabajara a DoD_R y esto sirve para estimar la cantidad de amperios-hora nominales que se van perdiendo durante el funcionamiento de la batería.

$$Ah_{cic,eq} = \left(\frac{DoD_A}{DoD_R} \right)^{u_o} \cdot \exp \left(u_1 \cdot \left[\frac{DoD_A}{DoD_R} - 1 \right] \right) \cdot \left(\frac{Q_R}{Q_A} \right) \cdot Ah_{cic} = f(DoD, T) \cdot Ah_{cic} \quad (7.2)$$

Donde:

$Ah_{cic,eq}$: Amperios-hora de ciclado equivalentes al DoD_R (Ah).

Ah_{cic} : Amperios-hora de ciclado reales (Ah).

7.5. Cálculo del envejecimiento

Como se ha mencionado previamente, existe un número máximo de amperios-hora que pueden circular a través de la batería antes de que esta llegue al final de su vida útil, momento en el cual la batería tendrá una pérdida de capacidad nominal de aproximadamente un 20% - 30% para aplicaciones fotovoltaicas. Estos amperios-hora resultan de la suma de los amperios-hora que circulan a través de la batería durante un proceso de carga y durante un proceso de descarga, es decir, se suma la cantidad de amperios-hora totales que circulan a través de la batería sin importar el sentido de la corriente. Los amperios-hora máximos se calculan para unas determinadas condiciones de DoD y temperatura ambiente de trabajo

y resultan de la suma de los amperios-hora perdidos debido al número de ciclos máximos que se pueden realizar y los amperios-hora perdidos debido al paso del tiempo mientras que dura el ciclado, estos amperios-hora determinan el envejecimiento por ciclado y el envejecimiento estacionario, respectivamente, siendo la suma de ambos el envejecimiento total que experimenta la batería. En la ecuación 7.3 se muestra la expresión matemática de lo explicado anteriormente.

$$Ah_{max} = Ah_{cic,tot} + Ah_{es,tot} \quad (7.3)$$

Donde:

Ah_{max} : Amperios-hora máximos que pueden atravesar la batería (Ah).

$Ah_{cic,tot}$: Amperios-hora totales perdidos durante el ciclado (envejecimiento cíclico) (Ah).

$Ah_{es,tot}$: Amperios-hora totales perdidos durante el tiempo que tardó el ciclado (envejecimiento estacionario) (Ah).

A continuación se establecen una serie de ecuaciones que sirven para determinar, a partir de la información proporcionada por el fabricante, la cantidad de amperios-hora máximos que pueden circular a través de la batería antes de que esta alcance el final de su vida útil trabajando bajo las condiciones establecidas que aparecen en la ficha técnica de la batería. Hay que recordar que durante el ciclado no solo se produce el envejecimiento por ciclado, sino que a la vez ocurre el envejecimiento estacionario, por lo que en realidad lo que se ve al final de la vida útil de la batería es una combinación de ambos tipos de envejecimiento. Si bien la información sobre el envejecimiento estacionario no está disponible en las fichas técnicas, el modelo propuesto permite estimar el mismo a partir de la información proporcionada por los fabricantes, para luego hallar el envejecimiento total de la batería.

El número de amperios-hora para el proceso de ciclado se calcula empleando la ecuación 7.4, donde L se halla de acuerdo a lo explicado en la sección 7.3. El factor “2” adicional que aparece en la ecuación 7.4 y que no se encuentra en la ecuación 3.23, es debido a que el modelo propuesto considera también los amperios-hora que circulan durante el proceso de carga y no solo aquellos que lo hacen durante el proceso de descarga, siendo esto una de las modificaciones principales al modelo base [119] para obtener el modelo propuesto.

$$Ah_{cic,tot} = 2 \cdot L \cdot DoD \cdot Q_R \quad (7.4)$$

Luego se realiza la traslación al DoD_R a través de la ecuación 7.2, dando lugar a la cantidad equivalente de amperios-hora totales que pasaron durante el ciclado como si este se hubiera

realizado al DoD de referencia ($Ah_{cic,tot,eq}$), tal y como se muestra en la ecuación 7.5.

$$Ah_{cic,tot,eq} = f(DoD, T) \cdot Ah_{cic,tot} \quad (7.5)$$

El tiempo sobre el cual se evalúa el proceso de envejecimiento queda determinado por la cantidad de horas que demoran en realizarse todos los ciclos posibles al DoD_R , es decir, el tiempo que demoran en circular los $Ah_{cic,tot,eq}$, tal y como se muestra en la ecuación 7.6.

$$t_{eq} = f(DoD) \cdot \frac{Ah_{cic,tot}}{I_R} = f(DoD, T) \cdot t_{real} \quad (7.6)$$

Donde:

t_{eq} : Tiempo equivalente a un proceso bajo el DoD_R (hora).

I_R : Corriente de referencia dada por el fabricante (A).

t_{real} : Tiempo medido real (hora).

La cantidad de amperios-hora que se pierden debido al envejecimiento estacionario durante el proceso de ciclado, se expresa como un valor directamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, donde el factor de proporcionalidad (H) solo depende de la temperatura, tal y como se muestra en la ecuación 7.7, la cual se deriva de la ecuación 3.22.

$$Ah_{es,tot,R} = H_{(T)} \cdot \sqrt{t_{eq}} \quad (7.7)$$

Reordenando la ecuación 7.3 se obtiene la ecuación 7.8. Luego, al aplicar la diferencia entre la cantidad de $Ah_{cic,tot,eq}$ de un determinado proceso de ciclado (previamente trasladado al DoD_R) con el de referencia, se obtiene la ecuación 7.9, donde después de reemplazar el segundo término de esta con la ecuación 7.7, se obtiene la ecuación 7.10, la cual indica que la cantidad de $Ah_{cic,tot,eq}$ que se ganan o pierden en el ciclado al cambiar el DoD , resulta en la cantidad de $Ah_{es,tot,eq}$ que se pierden o ganan, respectivamente, para el envejecimiento estacionario. En otras palabras, cuando el ciclado se realiza a un DoD bajo, el tiempo que demora hasta llegar al final de su vida útil es mayor que si se empleara un DoD más alto, por lo tanto, en el primer caso el envejecimiento estacionario será mayor que en el segundo caso, sin embargo, en ambos casos, luego de hacer la traslación al DoD_R , la suma del envejecimiento por ciclado y del envejecimiento calendario, debe ser la misma, por lo tanto, cuando se ganan amperios-hora por ciclado se pierden amperios-hora estacionario y viceversa.

$$Ah_{cic,tot,eq} = Ah_{max,eq} - Ah_{es,tot,eq} \quad (7.8)$$

$$Ah_{cic,tot,eq,i} - Ah_{cic,tot,R} = -(Ah_{es,tot,eq,i} - Ah_{es,tot,R}) \quad (7.9)$$

$$Ah_{cic,tot,eq,i} - Ah_{cic,tot,R} = -H(T) \cdot (\sqrt{t_{eq,i}} - \sqrt{t_{eq,R}}) \quad (7.10)$$

Donde:

- i : Indica un proceso de ciclado determinado (-).
- R : Indica el proceso de ciclado de referencia (-).

Mediante la ecuación 7.10 se calcula el factor H para cada una de las temperaturas dadas por el fabricante. Los resultados obtenidos se muestran de la figura 7.8 a la 7.10.

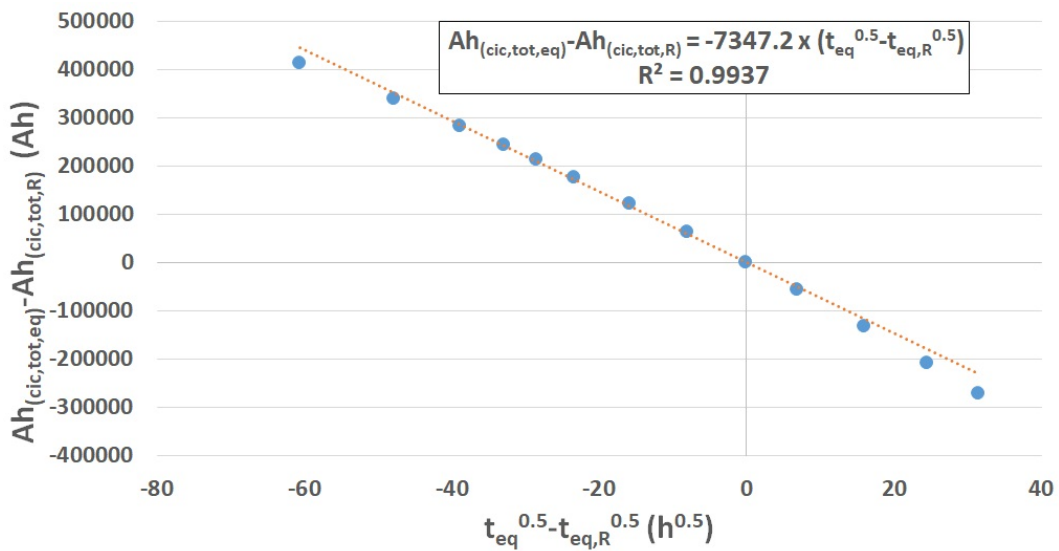


Figura 7.8: Estimación del factor H para $T_a = 298,15 \text{ K}$. (Fuente: Elaboración propia)

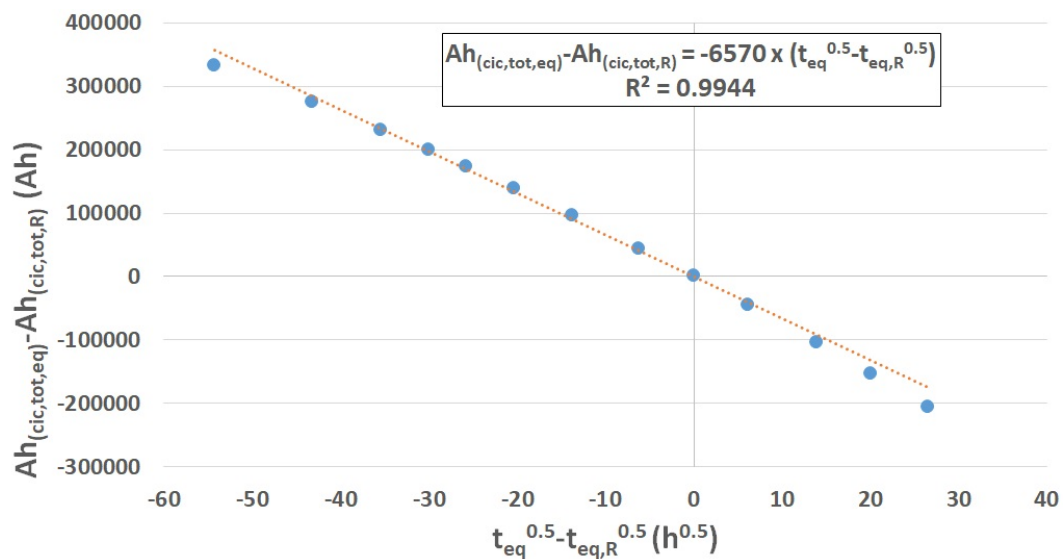


Figura 7.9: Estimación del factor H para $T_a = 308,15 \text{ K}$. (Fuente: Elaboración propia)

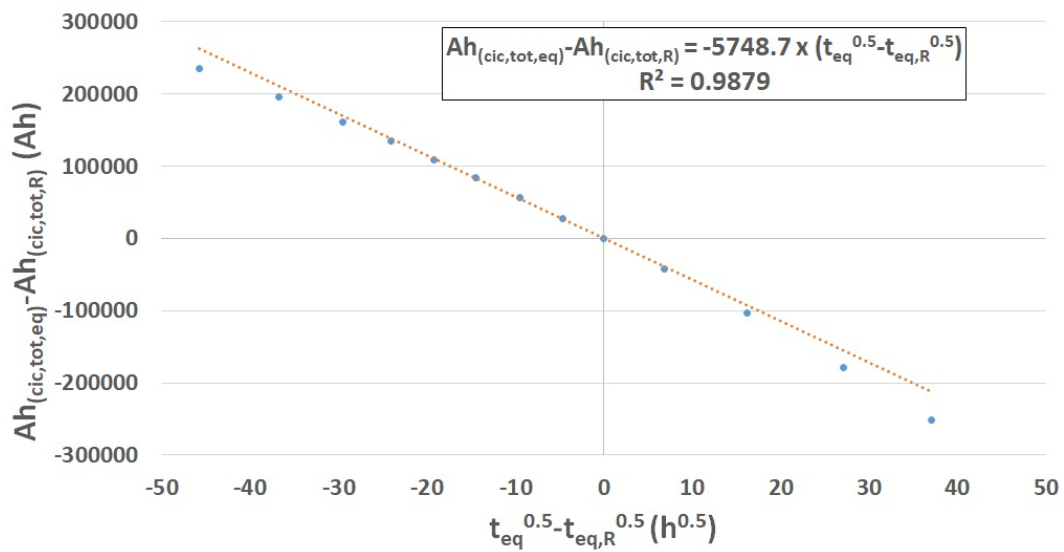


Figura 7.10: Estimación del factor H para $T_a = 318,15 \text{ K}$. (Fuente: Elaboración propia)

Teniendo en cuenta la ecuación 3.22 y el hecho de que la traslación al DoD_R hace que el factor H no dependa del DoD (y por tanto, tampoco del SoC), se puede establecer que su relación con la temperatura es como se muestra en la ecuación 7.11 y la figura 7.11.

$$H = \exp(E/T_a) \quad (7.11)$$

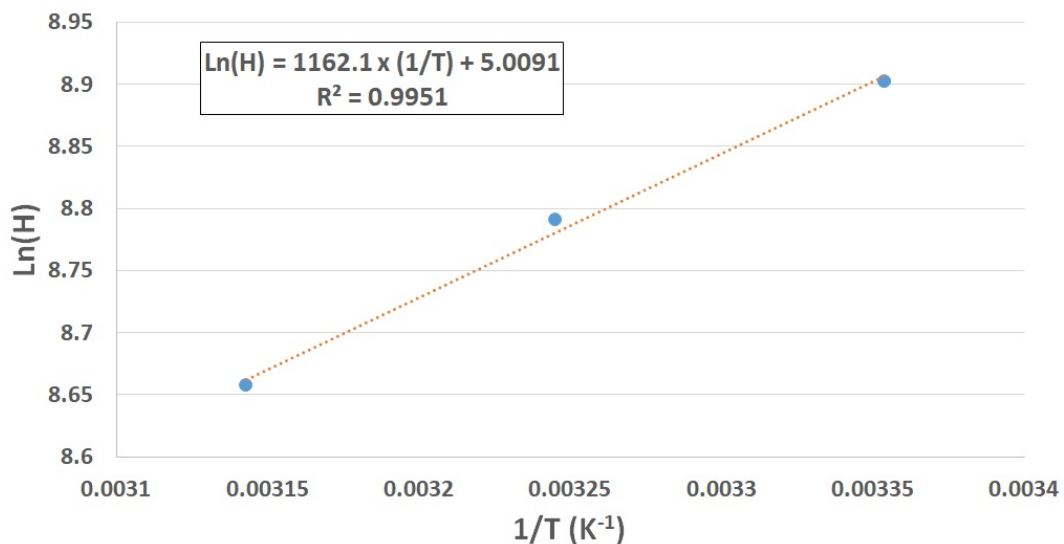


Figura 7.11: Dependencia de H con respecto a la temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

Los amperios-hora máximos extraídos durante el tiempo de vida útil de la batería se pueden calcular empleando la ecuación 7.3, cuyos resultados se muestran de la gráfica 7.12 a la 7.14.

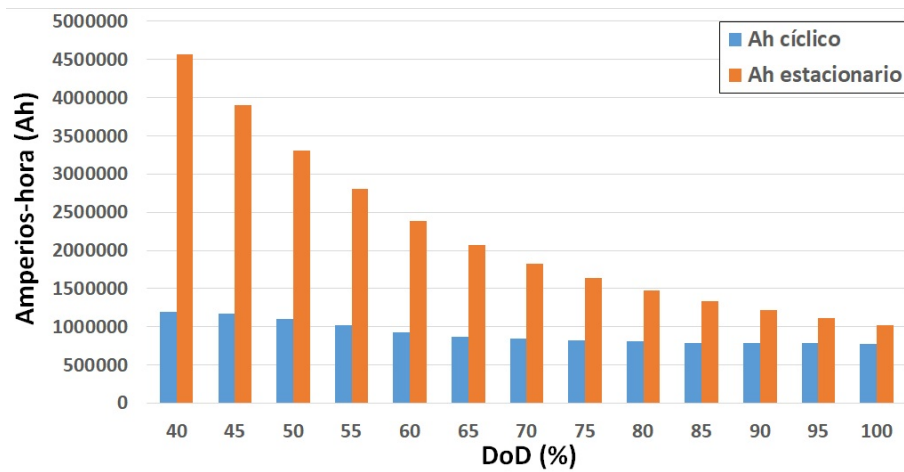


Figura 7.12: Amperios-hora para $T = 298,15K$. (Fuente: Elaboración propia)

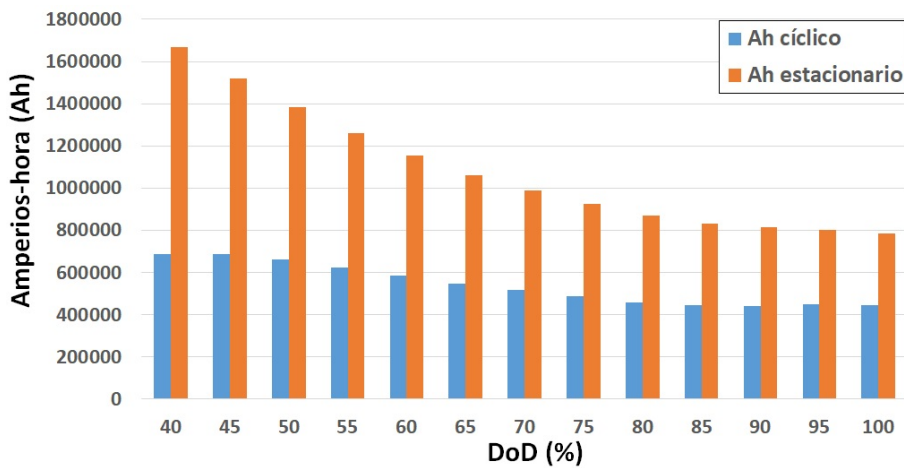


Figura 7.13: Amperios-hora para $T = 308,15K$. (Fuente: Elaboración propia)

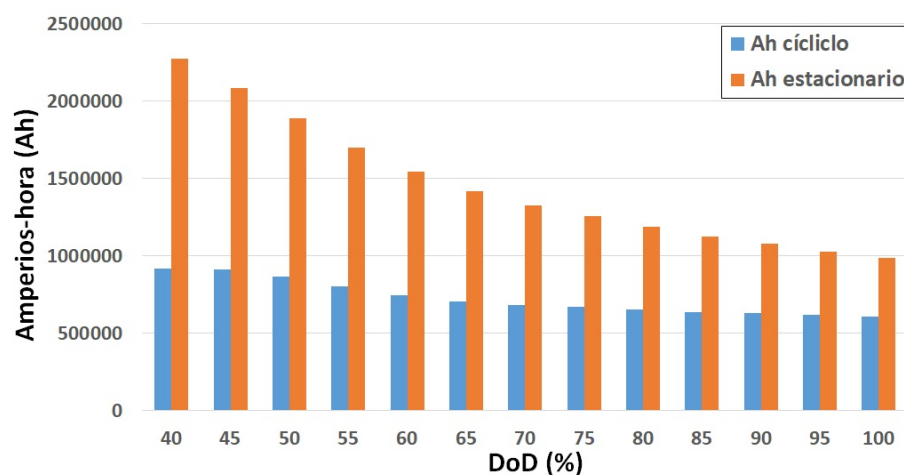


Figura 7.14: Amperios-hora para $T = 318,15K$. (Fuente: Elaboración propia)

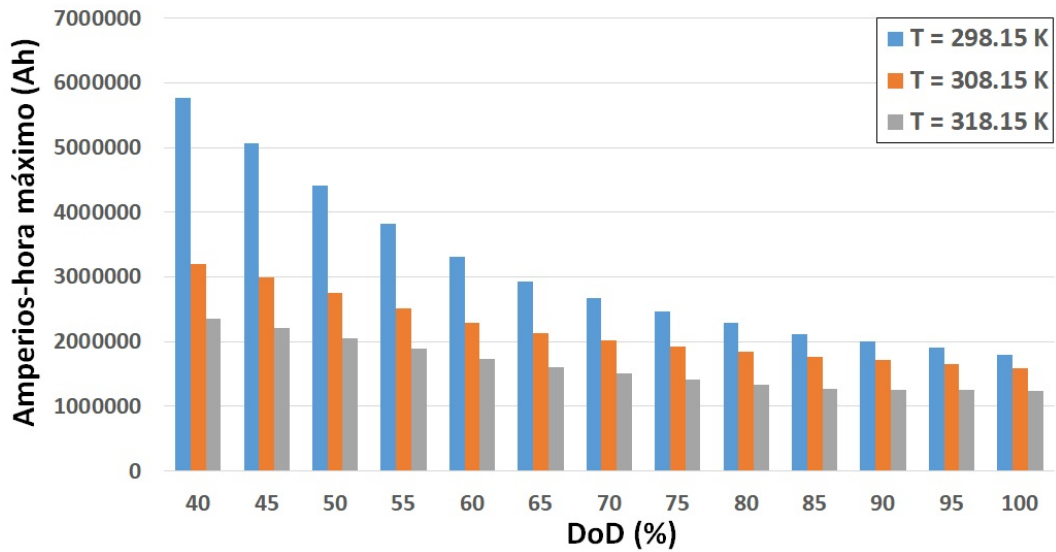


Figura 7.15: Número máximo de amperios-hora extraídos. (Fuente: Elaboración propia)

La expresión matemática que representa la cantidad de amperios-hora que pierde la batería durante su funcionamiento se muestra en la ecuación 7.12.

$$Ah_p(t) = \int I \cdot dt + H \cdot \sqrt{\frac{t_{real}}{f(DoD, T)}} \quad (7.12)$$

Por último, el final de la vida útil de la batería llegará cuando $Ah_p = Ah_{max}$ (ver ecuación 7.3), en consecuencia, la evolución temporal de la degradación de la batería, expresada en tanto por ciento (%) se puede hallar mediante la ecuación 7.13.

$$Q(t) = \frac{Ah_p(t)}{Ah_{max}} \times 100 \quad (7.13)$$

7.6. Comparación con un modelo existente

Existen diversos modelos matemáticos para estimar la degradación o envejecimiento de una batería de litio, siendo uno de los más utilizados el planteado por Chen et al. [123], donde se realizan diferentes ensayos a las baterías variando el SoC , el DoD y la temperatura ambiente, para luego estimar el envejecimiento estacionario y el envejecimiento por ciclado, donde ambos siguen la relación empírica dada por la ecuación de Arrhenius. Una desventaja del modelo descrito es que se necesitan hacer ensayos experimentales para su parametrización, lo cual conlleva a degradar la batería, en ese sentido, el modelo de envejecimiento que se propone en el presente trabajo de investigación, toma la información disponible en la ficha técnica

proporcionada por los fabricantes de baterías y determina el envejecimiento total de estas sin necesidad de degradarlas. Sin embargo, una desventaja del modelo propuesto es que asume como cierta la información otorgada en las fichas técnicas sobre el comportamiento eléctrico de la batería funcionando bajo ciertas condiciones de ensayo, las cuales difieren de las condiciones reales de operación a las que trabajará la batería, en donde pueden influir otros factores como por ejemplo: humedad relativa, exposición al Sol, viento, etc. En la tabla 7.1 se muestra la comparación entre el modelo desarrollado en [123] y el modelo propuesto.

Tabla 7.1: Comparación entre modelos de envejecimiento.

Característica	Chen et al.	Propuesto
Parametrización	Se necesitan ensayos experimentales.	A partir de la información proporcionada en la ficha técnica.
Dependencia con la temperatura	Se establece.	Se establece.
Dependencia con el <i>SoC</i>	Se establece.	No se establece.
Dependencia con el <i>DoD</i>	Se establece.	Se establece.
Variación de la capacidad con la corriente de trabajo	No se establece.	Se establece.

7.7. Resumen y conclusiones

En este capítulo se propone un modelo de envejecimiento para la batería de litio que puede ser parametrizado a partir de la información disponible por el fabricante. Este modelo se propone debido a la no conveniencia (económica) de degradar la batería hasta que quede casi o totalmente inservible para futuros experimentos, como sí ocurre cuando se utiliza un modelo tradicional de estimación de la degradación de la batería, donde su parametrización requiere de ensayos experimentales de degradación a diversas condiciones de trabajo.

El modelo propuesto tiene en cuenta que durante el ciclado, no solo se produce un envejecimiento por ciclado, sino que también se produce, a la vez, un envejecimiento estacionario debido al paso del tiempo. Para facilitar los cálculos se hace una traslación hacia el DoD_R ,

esto significa que durante los cálculos, todos los factores a determinar dependerán solo de la temperatura. Para volver a las condiciones reales, se realiza la conversión inversa.

De los cálculos realizados se puede observar que la cantidad de amperios-hora que se pueden extraer de la batería disminuyen con el aumento de la temperatura y del ciclado. También se puede observar que el envejecimiento por ciclado es menor que el envejecimiento estacionario, pudiendo este último aumentar siempre que durante el funcionamiento de la batería se consideren períodos largos de reposo, lo cual conlleva a un menor ciclado y por lo tanto, a la reducción del envejecimiento por ciclado.

Capítulo 8

Caso de estudio

Con la finalidad validar los modelos dinámico-térmico desarrollados para la batería de litio, lo cual incluye los métodos y procedimientos para calcular los parámetros de estos, se analiza un caso de funcionamiento real de la microrred fotovoltaica instalada, bajo unas condiciones de trabajo controladas, durante un día completo de operación. Asimismo, se realiza una comparación entre los resultados obtenidos con los modelos matemáticos desarrollados y los datos registrados por la microrred fotovoltaica.

8.1. Perfiles de potencia

Los perfiles de potencia nos permiten determinar la forma en la que trabaja la microrred fotovoltaica, siendo los aspectos más importantes la producción (generador fotovoltaico), almacenamiento (banco de baterías) y entrega (consumo) de energía. Los perfiles de potencia fotovoltaica y de consumo son las dos señales que se ingresan a la microrred fotovoltaica para establecer su forma de trabajo, siendo el perfil de potencia de la batería una consecuencia de los otros dos.

8.1.1. Perfil de producción fotovoltaica

El perfil de producción fotovoltaica que se muestra en la figura 8.1 ha sido elaborado a partir de perfiles reales de irradiancia y temperatura ambiente, utilizados para simular la respuesta en potencia de dos módulos fotovoltaicos conectados en serie de la marca Sharp, modelo NU-E245. Dentro de la microrred instalada, la potencia fotovoltaica es generada a través del emulador de módulos fotovoltaicos implementado, con la finalidad de trabajar todos los días con el mismo perfil de potencia y que este no se vea influenciado por las condiciones meteorológicas, tal y como ocurre cuando se trabaja con módulos fotovoltaicos reales. El perfil de potencia fotovoltaica ha sido escalado de tal manera que no sobrepase los límites de seguridad establecidos por el emulador (fuente de potencia).

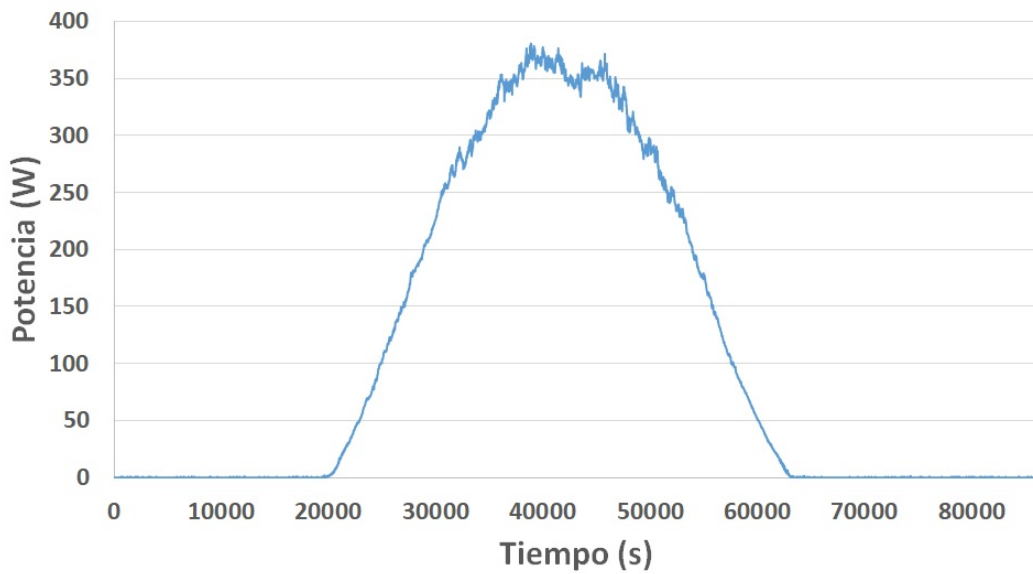


Figura 8.1: Perfil de producción fotovoltaica. (Fuente: Elaboración propia)

8.1.2. Perfil de potencia de consumo

El perfil de potencia de consumo que se muestra en la figura 8.2 ha sido elaborado en base a datos reales registrados para 20 viviendas durante un día de verano. El perfil de potencia de consumo ha sido escalado de tal manera que no sobrepase la capacidad de entrega de energía por parte de la microrred. Un valor positivo de la potencia de consumo indica que la microrred está inyectando potencia a la red eléctrica, mientras que un valor negativo indica que la microrred está recibiendo energía por parte de la red eléctrica.

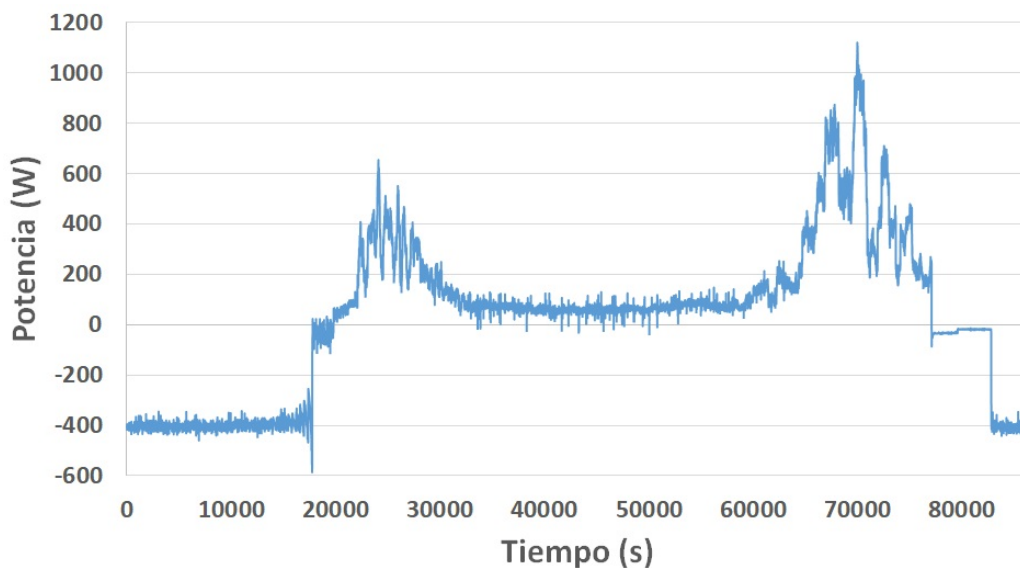


Figura 8.2: Perfil de consumo. (Fuente: Elaboración propia)

8.1.3. Perfil de potencia de la batería

En general, dentro de la microrred fotovoltaica, la batería actúa como un respaldo de la producción fotovoltaica, almacenando el exceso de energía producida por el generador fotovoltaico y entregándola cuando la producción fotovoltaica sea insuficiente para satisfacer la demanda de energía. En la figura 8.3 se muestra el perfil de potencia de la batería de litio integrada a la microrred fotovoltaica, donde un valor positivo indica que la batería se encuentra en un proceso de carga (recibe potencia) y un valor negativo indica que la batería se encuentra en un proceso de descarga (entrega potencia).

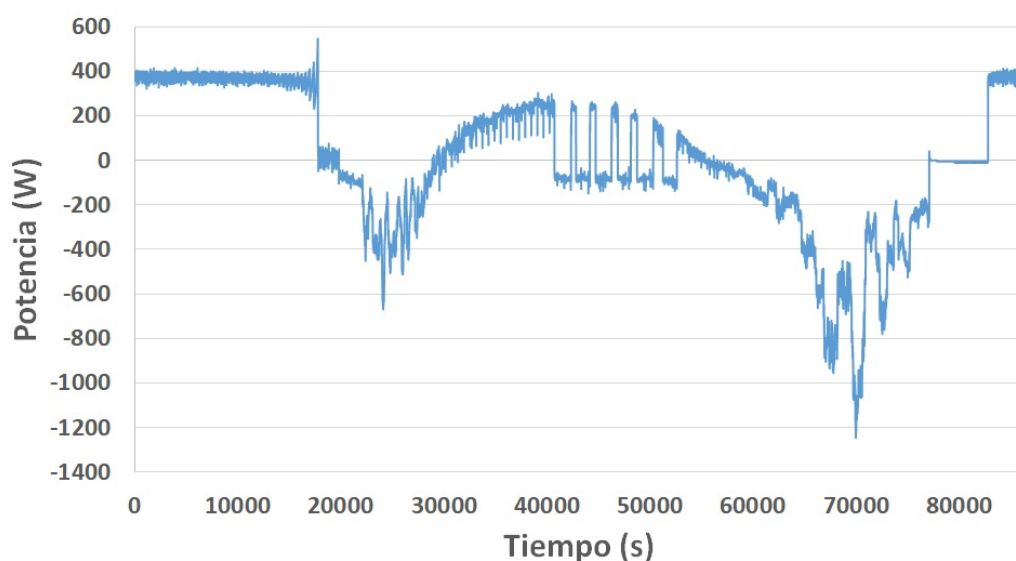


Figura 8.3: Perfil de potencia de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

La microrred fotovoltaica ha sido configurada de tal manera que la batería trabaje dentro del 20% y 80% del *SoC*. Si el *SoC* desciende por debajo del 20%, la microrred detiene la entrega de potencia desde la batería, permitiendo que esta sea cargada por el generador fotovoltaico (si hubiese exceso de producción fotovoltaica) hasta que se supere el 22% del *SoC*, punto en el cual se vuelve a permitir la extracción de potencia desde la batería. Por otro lado, si el *SoC* supera el 80%, la microrred detiene la entrega de potencia hacia la batería, permitiendo que esta se descargue debido a la demanda de energía por parte de la red eléctrica, cuando el *SoC* cae por debajo del 78% la microrred vuelve a permitir la entrega de potencia hacia la batería. Este proceso de parada y reinicio de operación de la batería se puede observar entre los segundos 40000 y 50000 de la figura 8.3. Debido a que al final del día de trabajo la batería termina descargada, desde ese momento y hasta el reinicio de operaciones al día siguiente, la

batería entra en un proceso de carga tomando energía desde la red eléctrica, para empezar el día de trabajo con un SoC igual al 80%. Este proceso de carga se realiza a la menor corriente posible para evitar un envejecimiento innecesario de la batería y puede observarse en la figura 8.3 hacia el final del día e inicios del mismo, donde aparece una potencia constante positiva.

8.2. Simulación de la respuesta eléctrica de la batería

En las secciones siguientes se realiza una comparación entre los valores de corriente, voltaje y potencia estimados a partir de los modelos desarrollados y los datos registrados. Esto servirá para determinar el nivel de confianza que se tiene en los resultados de los modelos desarrollados y la capacidad que tienen para predecir el comportamiento de la batería frente a condiciones reales de trabajo.

8.2.1. Simulación del perfil de corriente

En la figura 8.4, para los dos modelos propuestos, se puede observar una buena coincidencia entre los valores medidos y simulados para la respuesta en corriente de la batería. Sin embargo, en la simulación realizada con el segundo modelo se observa una disminución considerable del ruido de la señal de corriente.

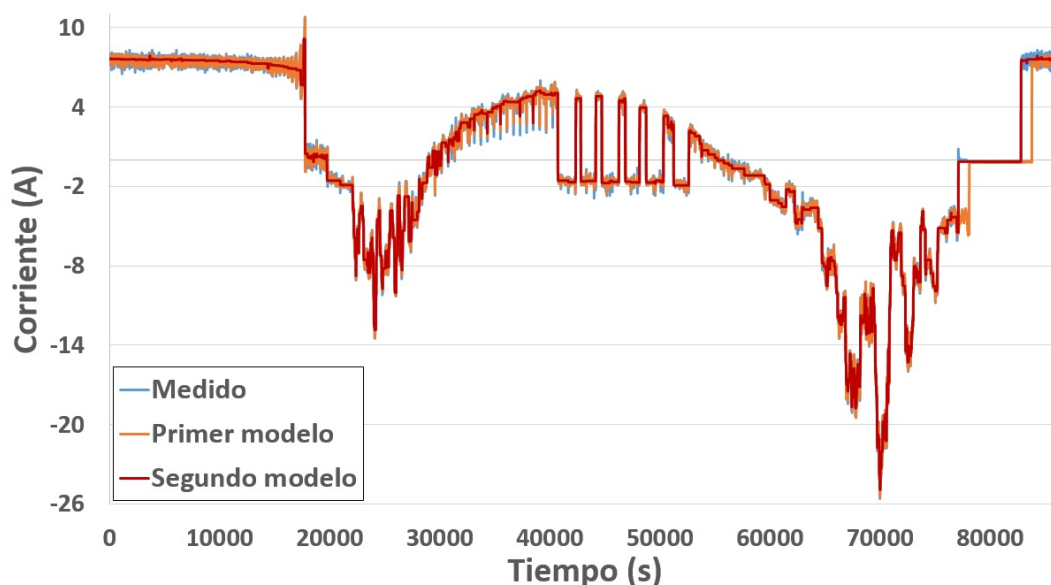


Figura 8.4: Corriente simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

Un valor positivo de corriente significa que la batería se encuentra en un proceso de carga (recibe energía) y un valor negativo es indicador de un proceso de descarga (entrega energía). Entre las ventajas de una buena simulación de la señal de corriente se encuentra el poder reducir el error en la estimación de la respuesta en voltaje de la batería, ya que esta depende de la corriente. Haciendo una estimación de la cantidad de amperios-hora que circulan a través de la batería, se tiene que esta recibe 59,42 Ah y entrega un total de 58,54 Ah, calculados a partir de los valores medidos, mientras que con el primer modelo se estima que la batería recibe 59,76 Ah y entrega 56,98 Ah y con el segundo modelo se estima que la batería recibe 59,46 Ah y entrega 58,58 Ah.

8.2.2. Simulación del perfil de voltaje

En la figura 8.5 se puede observar que los modelos desarrollados simulan de una manera adecuada la respuesta en voltaje de la batería, incluyendo los estados transitorios, teniendo un error relativo máximo de 1,46% para el primer modelo y de 0,97% para el segundo modelo.

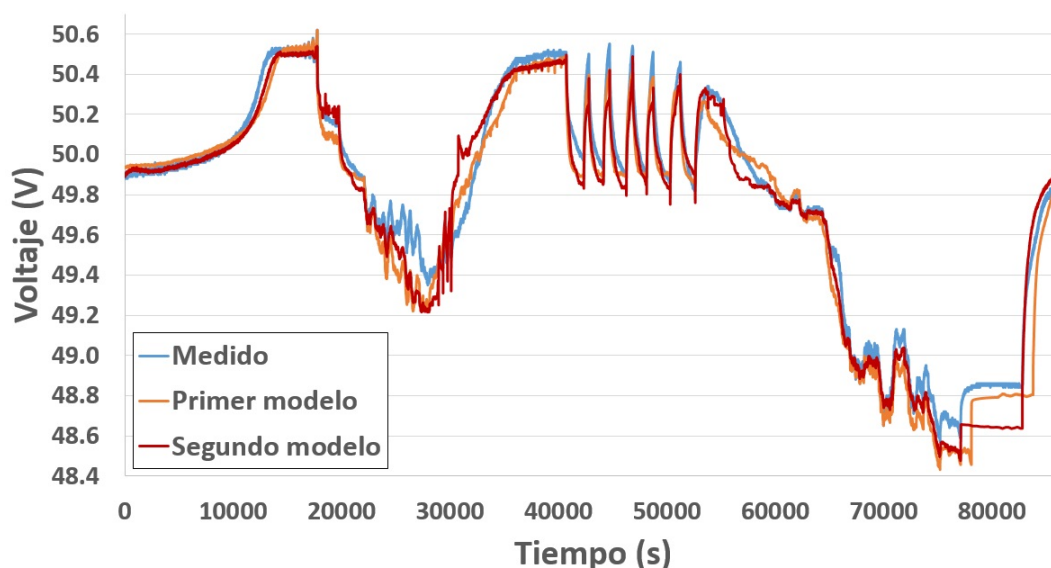


Figura 8.5: Voltaje simulado y medido de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

Un intervalo creciente o decreciente de voltaje indica un aumento o disminución de la corriente, respectivamente, sin que esta sea necesariamente positiva en el primer caso o negativa en el segundo caso, es decir, un aumento del voltaje no es indicador de un proceso de carga y una disminución del voltaje no es indicador de un proceso de descarga, sino que más bien son indicadores de la tendencia del comportamiento de la corriente.

Una de las ventajas de poder simular la respuesta en voltaje de la batería con un error relativo bajo, es que se podrá estimar la temperatura interna de la misma con una mayor exactitud, debido a que uno de los factores que influyen en la respuesta térmica de la batería es el nivel de voltaje, tal y como se explicó en la sección 3.2.2.

Asimismo, se puede notar la importancia del desarrollo de un procedimiento que suavice o filtre la señal de corriente, ya que gracias a esto, el voltaje estimado no presenta oscilaciones importantes que puedan afectar el cálculo de la temperatura interna de la batería.

8.2.3. Simulación del perfil de potencia

La figura 8.6 muestra la buena coincidencia entre los valores de potencia simulados empleando los modelos desarrollados y los datos medidos. Haciendo una estimación de la energía que circula a través de la batería, se tiene que esta recibe un total de 2978,66 Wh y entrega 2882,24 Wh, calculados a partir de los valores medidos, mientras que con el primer modelo se estima que la batería recibe 2942,63 Wh y entrega 2863,88 Wh y con el segundo modelo se estima que la batería recibe 2980,37 Wh y entrega 2880,84 Wh.

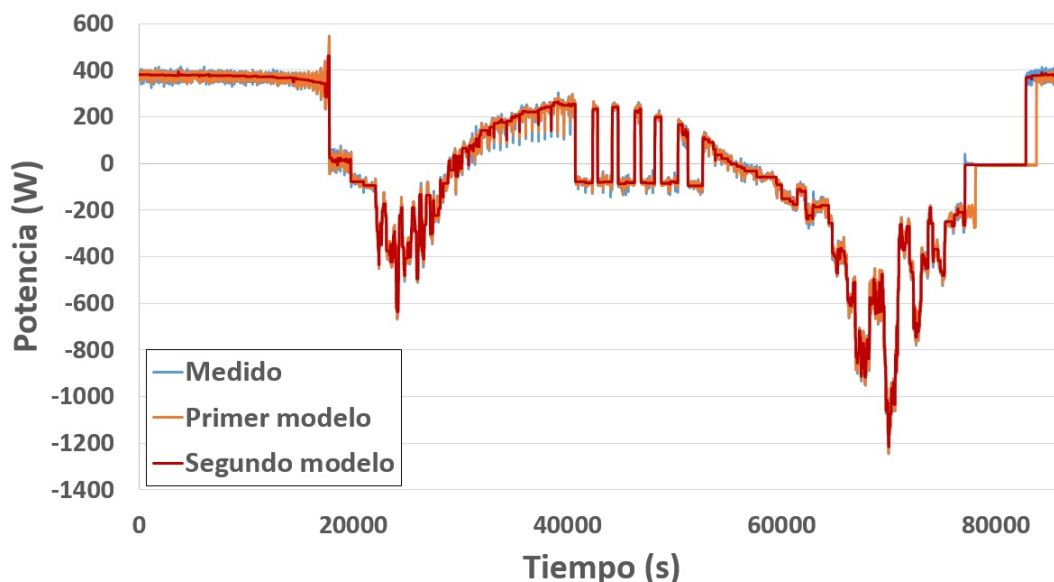


Figura 8.6: Potencia simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

Cabe recordar que la potencia que recibe la batería en el día proviene del generador fotovoltaico, mientras que en la noche proviene de la red eléctrica. Si durante el día el generador fotovoltaico no fuese capaz de cargar la batería, esta queda fuera de funcionamiento hasta la hora de la noche donde empieza a ser cargada por la red eléctrica.

8.3. Simulación de la respuesta térmica de la batería

La respuesta térmica de la batería de litio, cuantificada a través de su temperatura interior, es una consecuencia del nivel de tensión, del paso de corriente y de la temperatura ambiente. En la figura 8.7 se muestra una comparación entre los valores simulados y medidos de la temperatura interior de la batería. Se pueden apreciar diferencias entre los valores medidos y simulados inferiores a los $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (aproximadamente 11%), lo cual no es significativo para la respuesta eléctrica de la batería. Una buena estimación de la temperatura interna ayuda a predecir las condiciones de trabajo bajo las cuales la batería puede funcionar de manera segura, como por ejemplo, la corriente máxima, la temperatura ambiente máxima, etc.

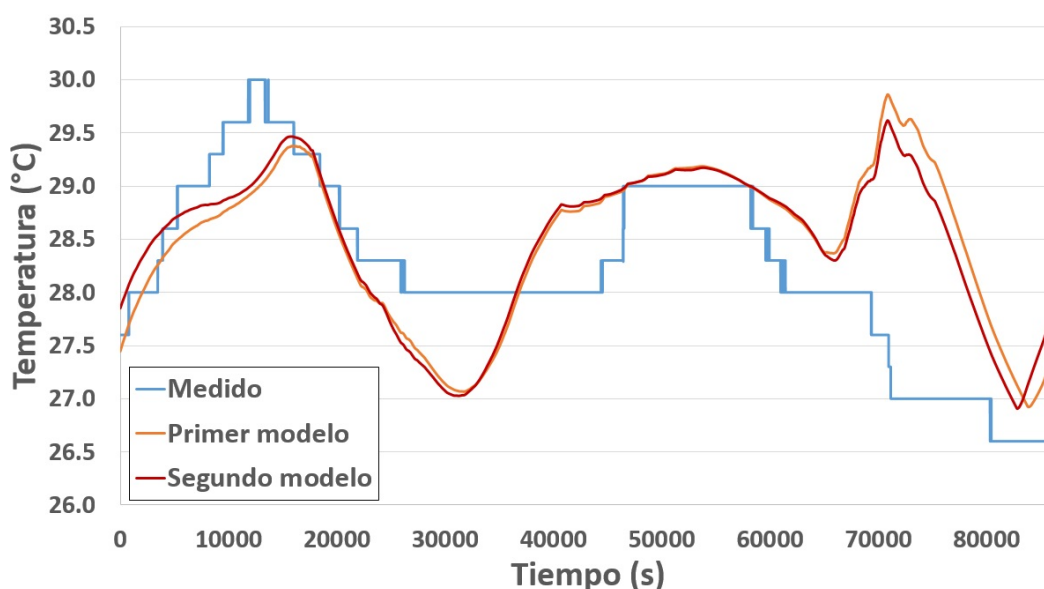


Figura 8.7: Temperatura interna simulada y medida de la batería. (Fuente: Elaboración propia)

8.4. Simulación del envejecimiento de la batería

El proceso de degradación de la batería se estima utilizando el procedimiento descrito en el capítulo 7, primero para un día de ensayo y luego extrapolando hasta el momento en que la batería llega al final de su vida útil. Debido a que el fabricante indica el envejecimiento de la batería en número de ciclos y no en capacidad perdida, para la simulación se ha supuesto que una pérdida del 20% de la capacidad inicial de la batería marca el final de su vida útil [121], es decir, el número máximo de ciclos extraíbles de la batería generan un 20% de pérdida de

capacidad. En la figura 8.8 se observa el resultado de la estimación de la pérdida de capacidad de la batería para un día de ensayo, el cual tiene las características que se muestran en la tabla 8.1.

Tabla 8.1: Régimen de trabajo de la batería para un día de ensayo.

Parámetro	Valor
Amperios-hora circulantes	159.4 Ah
Temperatura ambiente promedio	26.1 °C
DoD promedio	37.89 %
Corriente promedio	6.64 A

Es importante recordar que la batería bajo ensayo no tenía la información necesaria para realizar la estimación del envejecimiento de esta, por lo tanto, se utilizó la ficha técnica de una batería de la misma tecnología, mismo voltaje nominal (48 V), pero con una capacidad de 100 Ah, que es diferente a la capacidad de la batería ensayada, la cual es de 74 Ah, en ese sentido, se hizo una equivalencia en corriente, capacidad y DoD entre las dos baterías, es decir, en lugar de trabajar en términos de corriente y amperios-hora, se trabajó en términos de C_{rate} y de SoC, para que los efectos del régimen de trabajo en la batería bajo ensayo sean equivalentes en la batería de referencia.

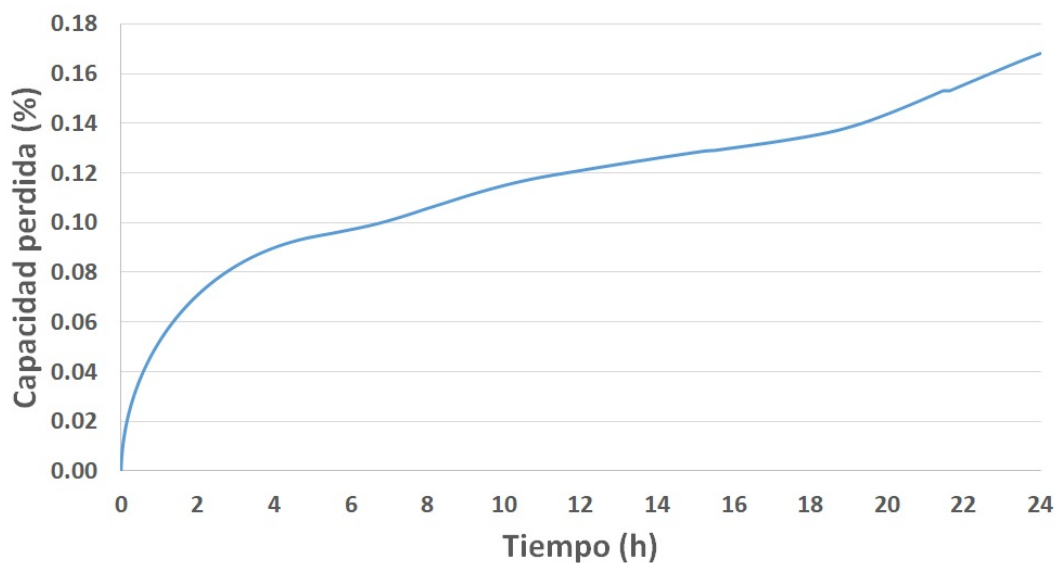


Figura 8.8: Pérdida de capacidad de la batería durante un día de ensayo. (Fuente: Elaboración propia)

En la figura 8.9 se muestra la estimación de pérdida de capacidad de la batería hasta llegar a un 20% de pérdida total. En este caso se utilizó una temperatura ambiente igual a la promedio anual de Lima, que es igual a $18,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ ¹⁹, dando como resultado un tiempo de vida útil igual a 3668 días (aproximadamente 10 años). Cabe resaltar el clima templado de la ciudad de Lima, junto a una baja amplitud térmica de la temperatura ambiente, hace que la batería no sea sometida a un estrés térmico que produzca una degradación significativa en esta.

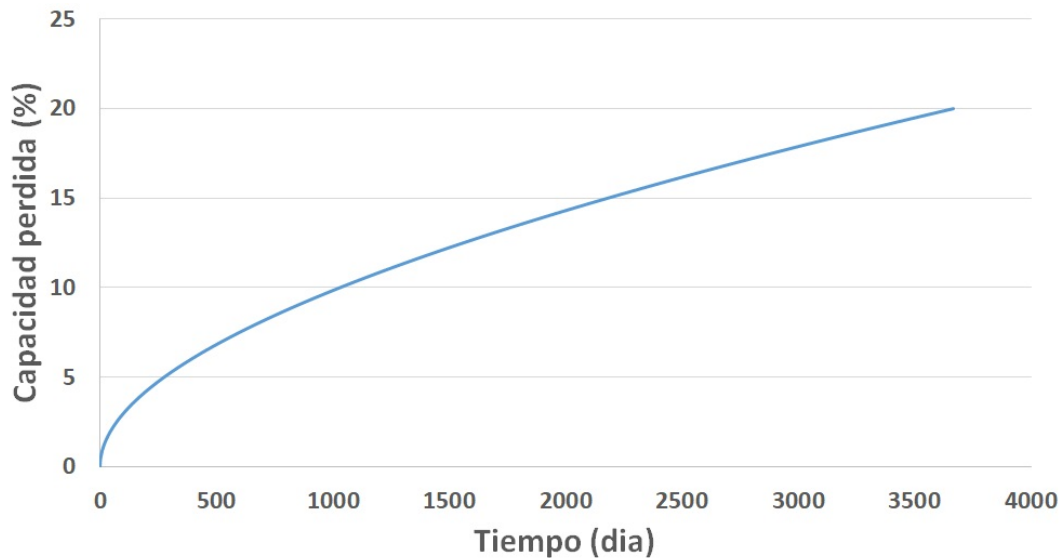


Figura 8.9: Pérdida de capacidad de la batería hasta el final de su vida útil. (Fuente: Elaboración propia)

8.5. Resumen y conclusiones

En este capítulo se presenta un caso de funcionamiento real de una microrred fotovoltaica y se simula, empleando los modelos dinámico-térmico desarrollados, la respuesta eléctrica de la batería litio, comparándose los resultados con los datos medidos. Asimismo, se estima la degradación de la batería hasta llegar al final de su vida útil. La microrred es configurada de tal manera que todos los días trabaje con los mismos perfiles de potencia, tanto para la producción fotovoltaica como para la demanda de energía o consumo.

La producción fotovoltaica es generada mediante un emulador de módulos fotovoltaicos, lo cual evita las variaciones de la potencia generada debido a las condiciones meteorológicas, por lo tanto, se puede reproducir el mismo experimento las veces que sean necesarias. Por

¹⁹<https://es.climate-data.org/americas-del-sur/peru/lima/lima-1014/>

otro lado, el perfil de consumo se ha desarrollado a partir de datos medidos para 20 viviendas y se ejecuta mediante la inyección controlada de energía hacia la red eléctrica. La respuesta eléctrica de la batería viene a ser una consecuencia del intento de esta en apoyar al generador fotovoltaico para satisfacer la demanda de energía y de almacenar el excedente de la producción fotovoltaica.

Las simulaciones del comportamiento dinámico de la batería se realizan para la respuesta en corriente, voltaje y potencia de la misma, obteniéndose errores relativos inferiores al 1,5% y 1,0% para el primer y segundo modelo propuesto, respectivamente. Asimismo, la simulación de la respuesta térmica de la batería entrega errores relativos de hasta un valor aproximado del 11%, sin embargo, a este nivel de error, se ha observado poca influencia en la respuesta eléctrica de la batería, lo cual se hace notar en los bajos errores relativos obtenidos en las primeras simulaciones.

Dadas las condiciones de trabajo de la batería, se espera un envejecimiento muy lento, por lo que se estima un tiempo de vida útil de aproximadamente 10 años, lo cual se justifica por el bajo ciclado y una temperatura ambiente correspondiente a un clima templado.

Capítulo 9

Conclusiones generales

- 1) Se logró desarrollar dos modelos dinámico-térmico sencillos y con un bajo coste computacional que representan de una manera adecuada el comportamiento eléctrico de una batería de litio cuando esta se encuentra integrada a una microrred fotovoltaica. Los modelos existentes para baterías de litio han sido desarrollados a nivel de celda y no pensando en una batería de uso industrial, por lo que solo la consideran como un elemento electroquímico, sin embargo, los modelos desarrollados también tienen en cuenta la influencia de la instrumentación, el sistema de control y el sistema de potencia que integra la batería industrial a la microrred fotovoltaica. Los modelos desarrollados se construyen integrando al modelo equivalente de Thévenin, una rama RL para el primer modelo y dos pares de diodos junto con un condensador para el segundo modelo, con lo cual se mejora la estimación de los niveles de voltaje y de los estados transitorios que tienen lugar durante el funcionamiento de la batería. Los modelos desarrollados, al igual que todos los modelos eléctricos basados en el modelo equivalente de Thévenin, utilizan métodos recursivos para hallar el valor de algunos de sus parámetros y al no poder encontrar una relación matemática con alguna variable independiente, generan tablas con los valores hallados para dichos parámetros a determinados niveles del SoC , lo cual además de significar una falta de conocimiento más profundo de los fenómenos que tienen lugar durante el funcionamiento de la batería, también da lugar a una dependencia de la cantidad de puntos utilizados y del uso adecuado del método recursivo empleado.
- 2) Se logró establecer, para cada modelo dinámico-térmico desarrollado, un procedimiento matemático capaz de estimar el valor de sus parámetros. Debido a que los modelos desarrollados tienen una nueva expresión matemática, no se pueden utilizar los métodos tradicionales para hallar el valor de sus parámetros, por lo que se estableció una serie de pasos para tal fin, los cuales incluyen métodos analíticos y recursivos. La parametrización de los modelos dinámico-térmico desarrollados pasa por una serie de ensayos experimentales durante los cuales, como naturalmente debe ocurrir, existe una degradación de la batería, por lo tanto, estos ensayos deben tener la menor duración posible, para evitar una influencia significativa del envejecimiento en la respuesta eléctrica de

la batería bajo ensayo. La resistencia interna de la batería, así como las constantes de tiempo para cada rama RC que forman parte de cada modelo desarrollado se han calculado tanto para el proceso de carga como para el proceso de descarga, asimismo, se establece que todos los parámetros de los modelos dependen del SoC .

- 3) Se logró desarrollar dos métodos propios de suavizado de la señal de corriente, que es una de las variables de entrada de los modelos desarrollados para baterías de litio, esto con el objetivo de que los resultados finales presenten valores poco oscilantes. Los métodos de suavizado existentes no generan los resultados esperados, debido a que alteran la forma de la señal original dependiendo del ancho de la ventana que se escoja o suelen tomar mucho tiempo de procesamiento si se elige una ventana variable, mientras que los métodos desarrollados utilizan una ventana variable con un tiempo de procesamiento adecuado. El primer método de suavizado desarrollado está pensado para aplicaciones a tiempo real, sacrificando un poco de exactitud, mientras que el segundo método desarrollado necesita conocer todos los valores de corriente antes de iniciar el tratamiento de los datos, por lo que no está pensado para aplicaciones a tiempo real, pero es más exacto que el primer método.
- 4) Se logró implementar una microrred fotovoltaica monofásica con fines experimentales que sirve para evaluar el comportamiento eléctrico de la batería que se encuentra integrada a la mencionada microrred. Las evaluaciones se llevan a cabo cambiando el modo de funcionamiento de la microrred para realizar determinados tipos de ensayos. Esta microrred funciona utilizando una fuente de potencia a modo de emulador de módulos fotovoltaicos, con lo cual se obtiene un perfil controlado, estable, repetitivo y modificable de producción fotovoltaica, lo cual no ocurre cuando se utilizan módulos fotovoltaicos reales. Asimismo, la microrred simula la existencia de una carga de consumo mediante la inyección controlada de energía a la red eléctrica siguiendo lo determinado por un perfil de consumo establecido. También se ha desarrollado un software de monitoreo y control para la microrred, el cual registra toda la información de los parámetros eléctricos de la microrred mientras esta se encuentra funcionando, de igual modo, el software desarrollado establece los límites seguros de funcionamiento de la microrred, como un nivel de control adicional a los que ya vienen incorporados en los propios equipos que integran la microrred fotovoltaica. Uno de los aspectos que no se puede controlar durante los ensayos experimentales es la temperatura ambiente, por lo cual la respuesta eléctrica de

la batería y en general de la propia microrred se puede ver alterada en mayor o menor medida.

- 5) Se logró proponer un modelo de envejecimiento para baterías de litio que puede ser parametrizado utilizando la información disponible en las fichas técnicas que proporcionan los fabricantes. El método propuesto necesita ser validado con datos experimentales para determinar la exactitud de sus resultados. Debido a que la parametrización de los modelos tradicionales de envejecimiento requieren de pruebas que degraden la batería, no son convenientes para los fines del presente trabajo de investigación, sobre todo porque dejaría a la batería casi o totalmente inservible para futuros ensayos y porque económicamente se requiere de un presupuesto muy elevado para adquirir la cantidad necesaria de baterías industriales con las que se puedan realizar los ensayos respectivos. Si bien el método propuesto, al tomar información disponible en las fichas técnicas, evita los ensayos que degraden la batería, asume como cierta la información consignada en las fichas técnicas, lo cual, al ser establecidas mediante pruebas en laboratorio, pueden no considerar algunos aspectos presentes en el funcionamiento de la batería en condiciones reales, como lo son: la exposición al Sol, viento, humedad relativa, etc.
- 6) Se validaron con datos experimentales los resultados obtenidos por los modelos dinámico-térmico desarrollados para estimación de la respuesta eléctrica de la batería de litio, para lo cual se utilizaron datos medidos de irradiancia y temperatura ambiente (para elaborar el perfil de producción fotovoltaica), así como datos medidos sobre el consumo eléctrico a nivel residencial (para elaborar el perfil de consumo). Por lo tanto, esta nueva configuración de la microrred fotovoltaica simula un entorno de trabajo real al cual está sometido la batería de litio.

Capítulo 10

Trabajos futuros

- 1) Debido a que no se ha podido encontrar una relación matemática entre varios de los parámetros de los modelos dinámico-térmico desarrollados con alguna variable independiente, trabajos futuros deben enfocarse a subsanar esta deficiencia proponiendo nuevos modelos, métodos de cálculo o ensayos experimentales. Hallar la mencionada relación matemática ayudará a tener un mayor conocimiento sobre los fenómenos físicos que ocurren dentro de una batería y por lo tanto, ayudará a lograr una mejor estimación de su comportamiento eléctrico en el tiempo hasta el final de su vida útil.
- 2) Uno de los objetivos a futuro al desarrollar un modelo matemático sencillo para representar el comportamiento eléctrico de una batería de litio, es el de poderlo implementar en algún tipo de aplicación a tiempo real para el monitoreo de baterías, con lo cual se pueda hacer un seguimiento del estado de la misma, incluyendo su nivel de degradación, en ese sentido, el software desarrollado para el monitoreo y control de la microrred puede ser modificado para que integre un algoritmo de predicción a tiempo real del final de la vida útil de la batería de acuerdo al régimen de trabajo, con la finalidad de tomar medidas preventivas o correctivas, es decir, saber cuándo se deberá reemplazar la batería o cambiar su modo de funcionamiento a fin de disminuir el ritmo de envejecimiento.
- 3) Los modelos dinámico-térmico desarrollados tienen como variables de entrada la señal de corriente y la temperatura ambiente, tal y como sucede en los modelos existentes para baterías, sin embargo, para el estudio del comportamiento eléctrico de las baterías de litio dentro de microrredes fotovoltaicas, lo más adecuado es que las variables de entrada sean la potencia fotovoltaica, la potencia de consumo y la temperatura ambiente, lo cual no ha sido realizado en el presente trabajo de investigación porque implica el estudio y análisis de la respuesta eléctrica bajo diversas condiciones de funcionamiento de los demás componentes de la microrred fotovoltaica, en especial del controlador de carga (modos y algoritmos de funcionamiento, etc.) y del inversor/cargador (tiempo de respuesta, autoconsumo, etc.).
- 4) En cuanto a los ensayos experimentales, la temperatura ambiente es un parámetro que

no se ha podido controlar durante las pruebas, por lo que trabajos futuros deben centrarse en el uso de una cámara térmica que genere variaciones de temperatura de varias decenas de grados centígrados, con la finalidad de analizar mejor la influencia de la temperatura en la respuesta eléctrica de la batería. Asimismo, los ensayos realizados a la batería de litio se llevaron a cabo dentro de la microrred sin analizar su comportamiento fuera de esta, debido a la falta del equipamiento necesario para ello, por lo que, en un futuro se deben realizar ensayos sometiendo a la batería a procesos de carga y descarga cuando esta se encuentra dentro y fuera de la microrred, para determinar la influencia que ejerce la microrred sobre el comportamiento eléctrico de la batería.

- 5) Como se ha mencionado anteriormente, el modelo propuesto para el envejecimiento de la batería necesita ser comparado con datos experimentales, con la finalidad de validar sus resultados o realizar las modificaciones necesarias. Debido a que el uso de baterías industriales para este tipo de ensayos resulta en un costo excesivo, en una primera etapa se pueden realizar pruebas utilizando baterías comerciales de poca capacidad o a nivel de celda.

Bibliografía

- [1] P. Denholm. *"The role of storage and demand response"*. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2015.
- [2] T. Bowen, I. Chernyakhovskiy, P. Denholm. *"Grid-Scale Battery Storage"*. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2019.
- [3] Clean Energy Institute - University of Washington, "LITHIUM-ION BATTERY". <https://www.cei.washington.edu/research/energy-storage/lithium-ion-battery/>. Accedido por última vez: 02/11/2023.
- [4] F. An, W. Zhang, B. Sun, J. Jiang and X. Fan. *"A novel state-of-energy simplified estimation method for lithium-ion battery pack based on prediction and representative cells"*, Journal of Energy Storage, vol. 63, 2023.
- [5] M. R. Jongerden and B. R. Haverkort. *"Battery Modeling"*, CTIT Technical Report Series, Centre for Telematics and Information Technology, University of Twente, Enschede, Países Bajos, 2008.
- [6] O. Tremblay and L. Dessaint, *"Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications"*, World Electric Vehicle Journal, vol. 3, 2009, pp. 289-298.
- [7] V. Nakama, M. Lafoz, J. Najera and D. Sal y Rosas, *"Development and validation of a parameter estimation methodology for two different lithium-ion batteries to optimize their performance and life cycle"*, Journal of Physics: Conference Series, vol. 1841, 2021. doi:10.1088/1742-6596/1841/1/012008.
- [8] V. Nakama, M. Lafoz, J. Najera and D. Sal y Rosas, *"Estimation of cycling aging of lithium-ion batteries for photovoltaic applications"*, Journal of Physics: Conference Series, vol. 2180, 2022. doi:10.1088/1742-6596/2180/1/012011.
- [9] V. Nakama. *"Método propuesto para la traslación de la curva IV de un módulo fotovoltaico medida bajo condiciones reales de operación a diversas condiciones de funcionamiento"*,

Tesis de maestría, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, 2017.

- [10] W. Xiao, W. G. Dunford and A. Capel. “*A Novel Modeling Method for Photovoltaic Cells*”, 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Alemania, 2004.
- [11] Rus-Casas, C., Aguilar, J.D., Rodrigo, P., Almonacid, F., Perez-Higueras, “*P.J. Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators*”. Energy Conversion and Management, vol. 78, pp. 527-536, 2013.
- [12] Z. Wen, J. Chen, X. Cheng, H. Niu, and X. Luo. “*A new and simple split series strings approach for adding bypass diodes in shingled cells modules to reduce shading loss*”, Solar Energy, vol. 184, pp. 497-507, 2019.
- [13] Y.M. Saint-Drenan and T. Barbier, “*Data-analysis and modelling of the effect of inter-row shading on the power production of photovoltaic plants*”, Solar Energy, vol. 184, pp. 127-147, 2019.
- [14] G. Sai Krishna and T. Moger. “*Improved SuDoKu reconfiguration technique for total-cross-tied PV array to enhance maximum power under partial shading conditions*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 109, pp. 333-348, 2019.
- [15] D. Manimegalai, M. Karthikeyan and S.C. Vijayakumar. “*Maximizing power output of partially shaded photovoltaic arrays using sudoku configuration*”, ARPN, vol. 13, pp. 124-133, 2018.
- [16] M. Baka, P. Manganiello, D. Soudris, and F. Catthoor. “*A cost-benefit analysis for reconfigurable PV modules under shading*” Solar Energy, vol. 178, pp. 69-78, 2019.
- [17] S. Ghosh, V. K. Yadav, and V. Mukherjee. *Improvement of partial shading resilience of PV array though modified bypass arrangement*”, Renewable Energy, vol. 143, pp. 1079-1093, 2019.
- [18] S. M. Hashemzadeh. “*A new model-based technique for fast and accurate tracking of global maximum power point in photovoltaic arrays under partial shading conditions*”. Renewable Energy, vol. 139, pp. 1061-1076, 2019.
- [19] D. Pilakkat and S. Kanthalakshmi. “*An improved P&O algorithm integrated with artificial bee colony for photovoltaic systems under partial shading conditions*”. Solar Energy, vol. 178, pp. 37-47, 2019.

- [20] F. Belhachat and C. Larbes. “*Comprehensive review on global maximum power point tracking techniques for PV systems subjected to partial shading conditions*”. *Solar Energy*, vol. 183, pp. 476-500, 2019.
- [21] I. Buchmann, “*Batteries in a Portable Word: A Handbook on Rechargeables Batteries for Non-Engineers*”. 2nd ed., Cadex Electronics Inc., pp. 17, 2001.
- [22] Y. Gao, Y. Gai and Ch. Liu. “*Annual operating characteristics analysis of photovoltaic-energy storage microgrid based on retired lithium iron phosphate batteries*”, *Journal of Energy Storage*, vol. 45, p. 103769, 2022.
- [23] A. Berrueta, M. Heck, M. Jantsch, A. Ursúa and P. Sanchis. “*Combined dynamic programming and region-elimination technique algorithm for optimal sizing and management of lithium-ion batteries for photovoltaic plants*”, *Applied Energy*, vol. 228, p. 1-11, 2018.
- [24] I. Gonzáles, A. J. Calderón and F. J. Folgado. “*IoT real time system for monitoring lithium-ion battery long-term operation in microgrids*”, *Journal of Energy Storage*, vol. 51, p. 104596, 2022.
- [25] R. H. Majji, J. P. Mishra and A. A. Dongre. “*Model predictive control based autonomous DC microgrid integrated with solar photovoltaic system and composite energy storage*”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 54, p. 102862, 2022.
- [26] Y. Wang, Y. Sun, Y. Zhang, X. Chen, H. Shen, Y. Liu and X. Zhang. “*Optimal modeling and analysis of microgrids lithium iron phosphate battery energy storage system under different power supply states*”, *Journal of Power Sources*, vol. 521, p. 230931, 2022.
- [27] K. Uddin, R. Gough, J. Radcliffe, J. Marco and P. Jennings. “*Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the United Kingdom*”, *Applied Energy*, vol. 206, p. 12-21, 2017.
- [28] I. Buchmann. “*Charging at High and Low Temperatures*”, Battery University. Disponible en: <https://batteryuniversity.com/article/bu-410-charging-at-high-and-low-temperatures>. Fecha de última visita: 23/04/23.
- [29] Z. Lu, X. L. Yu, L. C. Wei, F. Cao, L. Y. Zhang, X. Z. Meng, et al. “*A comprehensive experimental study on temperature-dependent performance of lithium-ion battery*”, *Applied Thermal Engineering*, vol. 158, p. 113800, 2019.

- [30] D. Ouyang, J. Hu, M. Chen, J. Weng, Q. Huang, J. Liu, et al. "Effects of abusive temperature environment and cycle rate on the homogeneity of lithium-ion battery", *Thermochimica Acta*, vol. 676, pp. 241-248, 2019.
- [31] L. H. Saw, K. Somasundaram, Y. Ye, and A. A. O. Tay. "Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles", *Journal of Power Sources*, vol. 249, pp. 231-238, 2014.
- [32] Z. G. Qu, Z. Y. Jiang, and Q. Wang. "Experimental study on pulse self-heating of lithium-ion battery at low temperature", *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 135, pp. 696-705, 2019.
- [33] Y. Huang, P. Mei, Y. Lu, R. Huang, X. Yu, Z. Chen, et al. "A novel approach for Lithium-ion battery thermal management with streamline shape mini channel cooling plates", *Applied Thermal Engineering*, vol. 157, p. 113623, 2019.
- [34] X. Xu, W. Li, B. Xu, and J. Qin. "Numerical study on a water cooling system for prismatic LiFePO₄ batteries at abused operating conditions", *Applied Energy*, vol. 250, pp. 404-412, 2019.
- [35] Y. Fan, Y. Bao, C. Ling, Y. Chu, X. Tan, and S. Yang. "Experimental study on the thermal management performance of air cooling for high energy density cylindrical lithium-ion batteries", *Applied Thermal Engineering*, vol. 155, pp. 96-109, 2019.
- [36] C. Menale, F. D'Annibale, B. Mazzarotta, and R. Bubbico. "Thermal management of lithium-ion batteries: An experimental investigation", *Energy*, vol. 182, pp. 57-71, 2019.
- [37] L. Gu, J. Y. Gui, J. V. Wang, G. Zhu, and J. Kang. "Parameterized evaluation of thermal characteristics for a lithium-ion battery", *Energy*, vol. 178, pp. 21-32, 2019.
- [38] Y. Bai, L. Li, Y. Li, G. Chen, H. Zhao, Z. Wang, et al. "Reversible and irreversible heat generation of NCA/Si-C pouch cell during electrochemical energy-storage process", *Journal of Energy Chemistry*, vol. 29, pp. 95-102, 2019.
- [39] S. Skoog. "Electro-thermal modeling of high-performance lithium-ion energy storage systems including reversible entropy heat", 2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Tampa, FL, 2017, pp. 2369-2373. doi: 10.1109/APEC.2017.7931031

- [40] C. Zhu, X. Li, L. Song, and L. Xiang. "Development of a theoretically based thermal model for lithium ion battery pack", *Journal of Power Sources*, vol. 223, pp. 155-164, 2013.
- [41] L. Sheng, L. Su, and H. Zhang. "Experimental determination on thermal parameters of prismatic lithium ion battery cells", *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 139, pp. 231-239, 2019.
- [42] Y. Wu, K. Li, J. Wang, S. Ji and S. Wang. "Experimental study and numerical modeling on cylindrical lithium-ion power battery thermal inertia", *Energy Procedia* vol. 158, pp. 4396-4401, 2019.
- [43] T. Deng, G. Zhang, Y. Ran, and P. Liu. "Thermal performance of lithium ion battery pack by using cold plate", *Applied Thermal Engineering*, vol. 160, p. 114088, 2019.
- [44] Z. Lei, Z. Maotao, X. Xiaoming, and G. Junkui. "Thermal runaway characteristics on NCM lithium-ion batteries triggered by local heating under different heat dissipation conditions", *Applied Thermal Engineering*, vol. 159, p. 113847, 2019.
- [45] J. Taylor, A. Barai, T. R. Ashwin, Y. Guo, M. Amor-Segan, and J. Marco. "An insight into the errors and uncertainty of the lithium-ion battery characterisation experiments", *Journal of Energy Storage*, vol. 24, p. 100761, 2019.
- [46] W. Chen, J. Liang, Z. Yang and G. Li. "A Review of Lithium-Ion Battery for Electric Vehicle Applications and Beyond", *Energy Procedia* vol. 158, pp. 4363-4368, 2019.
- [47] W. Zhang, L. Wang, L. Wang, and C. Liao. "An improved adaptive estimator for state-of-charge estimation of lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 402, pp. 422-433, 2018.
- [48] A. Samba. "Battery Electrical Vehicles-Analysis of Thermal Modelling and Thermal Management", *Electric power*, LUSAC (Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg) - Université de caen Basse Normandie, MOBI (the Mobility, Logistics and Automotive Technology Research Centre), Vrije Universiteit Brussel, 2015.
- [49] J. Zhu, M. Knapp, M. S. D. Darma, Q. Fang, X. Wang, H. Dai, et al. "An improved electro-thermal battery model complemented by current dependent parameters for vehicular low temperature application", *Applied Energy*, vol. 248, pp. 149-161, 2019.

- [50] M. Xu, R. Wang, B. Reichman, and X. Wang. “*Modeling the effect of two-stage fast charging protocol on thermal behavior and charging energy efficiency of lithium-ion batteries*”, *Journal of Energy Storage*, vol. 20, pp. 298-309, 2018.
- [51] S. Li, J. Li, H. He and H. Wang. “*Lithium-ion battery modeling based on Big Data*”, *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 168-173, 2019.
- [52] Y. Wang, D. Yang, X. Zhang, and Z. Chen. “*Probability based remaining capacity estimation using data-driven and neural network model*”, *Journal of Power Sources*, vol. 315, pp. 199-208, 2016.
- [53] J. Meng, G. Luo, M. Ricco, M. Swierczynski, D.-I. Stroe, and R. Teodorescu. “*Overview of Lithium-Ion Battery Modeling Methods for State-of-Charge Estimation in Electrical Vehicles*”, *Applied Sciences*, vol. 8, p. 659, 2018.
- [54] S. Li, H. He, and J. Li. “*Big data driven lithium-ion battery modeling method based on SDAE-ELM algorithm and data pre-processing technology*”, *Applied Energy*, vol. 242, pp. 1259-1273, 2019.
- [55] Min Chen and G. A. Rincon-Mora. “*Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance*”, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504-511, June 2006. doi: 10.1109/TEC.2006.874229
- [56] Y. Zheng, W. Gao, X. Han, M. Ouyang, L. Lu, and D. Guo. “*An accurate parameters extraction method for a novel on-board battery model considering electrochemical properties*”, *Journal of Energy Storage*, vol. 24, p. 100745, 2019.
- [57] R. Jackey, M. Saginaw, P. Sanghvi, J. Gazzarri, T. Huria and M. Ceraolo. “*Battery Model Parameter Estimation Using a Layered Technique: An Example Using a Lithium Iron Phosphate Cell*”, The MathWorks Inc., 2013.
- [58] T. Huria, M. Ceraolo, J. Gazzarri and R. Jackey. “*High fidelity electrical model with thermal dependence for characterization and simulation of high power lithium battery cells*”, 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference, Greenville, SC, 2012, pp. 1-8. doi: 10.1109/IEVC.2012.6183271
- [59] R. Iglesias, A. Lago, A. Nogueras, C. Martínez-Peñalver, J. Marcos, C. Quintans, M.J. Moure and M.D. Valdés. “*Modelado y Simulación de una Batería de Ion-Litio Comercial Multi-*

celda”, Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI), Portugal, 2012.

- [60] S. Wang, C. Fernandez, X. Liu, J. Su, and Y. Xie. “*The parameter identification method study of the splice equivalent circuit model for the aerial lithium-ion battery pack*”, Measurement and Control, vol. 51, pp. 125-137, 2018.
- [61] M. J. Esfandyari, M. R. Hairi Yazdi, V. Esfahanian, M. Masih-Tehrani, H. Nehzati, and O. Shekoofa. “*A hybrid model predictive and fuzzy logic based control method for state of power estimation of series-connected Lithium-ion batteries in HEVs*”, Journal of Energy Storage, vol. 24, p. 100758, 2019.
- [62] Y. Li, M. Vilathgamuwa, S. S. Choi, T. W. Farrell, N. T. Tran, and J. Teague. “*Development of a degradation-conscious physics-based lithium-ion battery model for use in power system planning studies*”, Applied Energy, vol. 248, pp. 512-525, 2019.
- [63] C. Lyu, Y. Song, J. Zheng, W. Luo, G. Hinds, J. Li, et al. “*In situ monitoring of lithium-ion battery degradation using an electrochemical model*”, Applied Energy, vol. 250, pp. 685-696, 2019.
- [64] C. E. Aimó, E. R. Henquín, and P. A. Aguirre. “*Optimal design and discharge operation of lithium-ion whole-cell*”, Journal of Energy Storage, vol. 24, p. 100786, 2019.
- [65] 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, pp. 44-55, 2016.
- [66] A. Fill, S. Koch, and K. P. Birke. “*Analytical model of the current distribution of parallel-connected battery cells and strings*”, Journal of Energy Storage, vol. 23, pp. 37-43, 2019.
- [67] N. Yang, Y. Fu, H. Yue, J. Zheng, X. Zhang, C. Yang, et al. “*An improved semi-empirical model for thermal analysis of lithium-ion batteries*”, Electrochimica Acta, vol. 311, pp. 8-20, 2019.
- [68] J. Lv, S. Lin, W. Song, M. Chen, Z. Feng, Y. Li, et al. “*Performance of LiFePO₄ batteries in parallel based on connection topology*”, Applied Energy, vol. 252, p. 113407, 2019.
- [69] M. J. Esfandyari, V. Esfahanian, M. R. Hairi Yazdi, H. Nehzati, and O. Shekoofa. “*A new approach to consider the influence of aging state on Lithium-ion battery state of power estimation for hybrid electric vehicle*”, Energy, vol. 176, pp. 505-520, 2019.

- [70] R. Ahmed, J. Gazzarri, S. Onori, S. Habibi, R. Jackey, K. Rzemien, et al. "Model-Based Parameter Identification of Healthy and Aged Li-ion Batteries for Electric Vehicle Applications", SAE International Journal of Alternative Powertrains, vol. 4, pp. 233-247, 2015.
- [71] R. Zhu, B. Duan, C. Zhang, and S. Gong. "Accurate lithium-ion battery modeling with inverse repeat binary sequence for electric vehicle applications", Applied Energy, vol. 251, p. 113339, 2019.
- [72] G. Yang, J. Li, Z. Fu and L. Guo. "Adaptive state of charge estimation of Lithium-ion battery based on battery capacity degradation model", Energy Procedia vol. 152, pp. 514-519, 2018.
- [73] X. Lai, Y. Zheng, and T. Sun. "A comparative study of different equivalent circuit models for estimating state-of-charge of lithium-ion batteries", Electrochimica Acta, vol. 259, pp. 566-577, 2018.
- [74] S. Wang, C. Fernandez, L. Shang, Z. Li, and J. Li. "Online state of charge estimation for the aerial lithium-ion battery packs based on the improved extended Kalman filter method", Journal of Energy Storage, vol. 9, pp. 69-83, 2017.
- [75] X. Li, Z. Wang, and L. Zhang. "Co-estimation of capacity and state-of-charge for lithium-ion batteries in electric vehicles", Energy, vol. 174, pp. 33-44, 2019.
- [76] S.-L. Wang, C. Fernandez, C.-Y. Zou, C.-M. Yu, X.-X. Li, S.-J. Pei, et al. "Open circuit voltage and state of charge relationship functional optimization for the working state monitoring of the aerial lithium-ion battery pack", Journal of Cleaner Production, vol. 198, pp. 1090-1104, 2018.
- [77] X. Bian, L. Liu, and J. Yan. "A model for state-of-health estimation of lithium ion batteries based on charging profiles", Energy, vol. 177, pp. 57-65, 2019.
- [78] P. Guo, Z. Cheng, and L. Yang. "A data-driven remaining capacity estimation approach for lithium-ion batteries based on charging health feature extraction", Journal of Power Sources, vol. 412, pp. 442-450, 2019.
- [79] T. Huria, M. Ceraolo, J. Gazzarri and R. Jackey. "Simplified Extended Kalman Filter Observer for SOC Estimation of Commercial Power-Oriented LFP Lithium Battery Cells", The MathWorks Inc., 2013.

- [80] F. Yang, W. Li, C. Li, and Q. Miao. "State-of-charge estimation of lithium-ion batteries based on gated recurrent neural network", *Energy*, vol. 175, pp. 66-75, 2019.
- [81] F. Guo, G. Hu, S. Xiang, P. Zhou, R. Hong, and N. Xiong. "A multi-scale parameter adaptive method for state of charge and parameter estimation of lithium-ion batteries using dual Kalman filters", *Energy*, vol. 178, pp. 79-88, 2019.
- [82] X. Tang, F. Gao, C. Zou, K. Yao, W. Hu, and T. Wik. "Load-responsive model switching estimation for state of charge of lithium-ion batteries", *Applied Energy*, vol. 238, pp. 423-434, 2019.
- [83] X. Tang, Y. Wang, and Z. Chen. "A method for state-of-charge estimation of LiFePO₄ batteries based on a dual-circuit state observer", *Journal of Power Sources*, vol. 296, pp. 23-29, 2015.
- [84] X. Song, F. Yang, D. Wang and K. Tsui. "Combined CNN-LSTM Network for State-of-Charge Estimation of Lithium-Ion Batteries", *IEEE Access*, vol. 7, 2019, pp. 88894-88902, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2926517.
- [85] Y. Zheng, C. Qin, X. Lai, X. Han, and Y. Xie. "A novel capacity estimation method for lithium-ion batteries using fusion estimation of charging curve sections and discrete Arrhenius aging model", *Applied Energy*, vol. 251, p. 113327, 2019.
- [86] D. Liu, L. Li, Y. Song, L. Wu, and Y. Peng. "Hybrid state of charge estimation for lithium-ion battery under dynamic operating conditions", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 110, pp. 48-61, 2019.
- [87] Y. Zheng, J. Wang, C. Qin, L. Lu, X. Han, and M. Ouyang. "A novel capacity estimation method based on charging curve sections for lithium-ion batteries in electric vehicles", *Energy*, vol. 185, pp. 361-371, 2019.
- [88] M. S. Hossain Lipu, M. A. Hannan, A. Hussain, M. H. Saad, A. Ayob, and M. N. Uddin. "Extreme Learning Machine Model for State-of-Charge Estimation of Lithium-Ion Battery Using Gravitational Search Algorithm", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 4225-4234, 2019.
- [89] A. S. Mussa, M. Klett, M. Behm, G. Lindbergh, and R. W. Lindström. "Fast-charging to a partial state of charge in lithium-ion batteries: A comparative ageing study", *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 325-333, 2017.

- [90] Z. Wang, S. Zeng, J. Guo, and T. Qin. "State of health estimation of lithium-ion batteries based on the constant voltage charging curve", *Energy*, vol. 167, pp. 661-669, 2019.
- [91] Y. Deng, H. Ying, J. E. H. Zhu, K. Wei, J. Chen, et al. "Feature parameter extraction and intelligent estimation of the State-of-Health of lithium-ion batteries", *Energy*, vol. 176, pp. 91-102, 2019.
- [92] X. Wang, X. Wei, and H. Dai. "Estimation of state of health of lithium-ion batteries based on charge transfer resistance considering different temperature and state of charge", *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 618-631, 2019.
- [93] N. Omar, M. A. Monem, Y. Firouz, J. Salminen, J. Smekens, O. Hegazy, et al. "Lithium iron phosphate based battery ? Assessment of the aging parameters and development of cycle life model", *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1575-1585, 2014.
- [94] D. Ren, X. Feng, L. Lu, X. He, and M. Ouyang. "Overcharge behaviors and failure mechanism of lithium-ion batteries under different test conditions", *Applied Energy*, vol. 250, pp. 323-332, 2019.
- [95] C. Zhang, J. Jiang, Y. Gao, W. Zhang, Q. Liu, and X. Hu. "Charging optimization in lithium-ion batteries based on temperature rise and charge time", *Applied Energy*, vol. 194, pp. 569-577, 2017.
- [96] Y. Lei, C. Zhang, Y. Gao and T. Li. "Charging Optimization of Lithium-ion Batteries Based on Capacity Degradation Speed and Energy Loss", *Energy Procedia* vol. 152, pp. 544-549, 2018.
- [97] H. Fang, C. Depcik, and V. Lvovich. "Optimal pulse-modulated Lithium-ion battery charging: Algorithms and simulation", *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 359-367, 2018.
- [98] S. Li, Q. Wu, D. Zhang, Z. Liu, Y. He, Z. L. Wang, et al. "Effects of pulse charging on the performances of lithium-ion batteries", *Nano Energy*, vol. 56, pp. 555-562, 2019.
- [99] Q. Lin, J. Wang, R. Xiong, W. Shen, and H. He. "Towards a smarter battery management system: A critical review on optimal charging methods of lithium ion batteries", *Energy*, vol. 183, pp. 220-234, 2019.
- [100] X. Zhan, L. Xu, J. Zhang and A. Li. "Study on AGVs battery charging strategy for improving utilization", *Procedia CIRP* vol. 81, pp. 558-563, 2019.

- [101] Z. Chu, X. Feng, L. Lu, J. Li, X. Han, and M. Ouyang. "Non-destructive fast charging algorithm of lithium-ion batteries based on the control-oriented electrochemical model", *Applied Energy*, vol. 204, pp. 1240-1250, 2017.
- [102] A. S. Mussa, A. Liivat, F. Marzano, M. Klett, B. Philippe, C. Tengstedt, et al. "Fast-charging effects on ageing for energy-optimized automotive $\text{LiNi}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{O}_2/\text{graphite}$ prismatic lithium-ion cells", *Journal of Power Sources*, vol. 422, pp. 175-184, 2019.
- [103] Y. Yin, Y. Hu, S.-Y. Choe, H. Cho, and W. T. Joe. "New fast charging method of lithium-ion batteries based on a reduced order electrochemical model considering side reaction", *Journal of Power Sources*, vol. 423, pp. 367-379, 2019.
- [104] X.-G. Yang and C.-Y. Wang. "Understanding the trilemma of fast charging, energy density and cycle life of lithium-ion batteries", *Journal of Power Sources*, vol. 402, pp. 489-498, 2018.
- [105] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan. "Bi-directional electric vehicle fast charging station with novel reactive power compensation for voltage regulation", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 300-310, 2015.
- [106] Z. Du, D. L. Wood, and I. Belharouak. "Enabling fast charging of high energy density Li-ion cells with high lithium ion transport electrolytes", *Electrochemistry Communications*, vol. 103, pp. 109-113, 2019.
- [107] J. Xu, X. Wang, N. Yuan, B. Hu, J. Ding, and S. Ge. "Graphite-based lithium ion battery with ultrafast charging and discharging and excellent low temperature performance", *Journal of Power Sources*, vol. 430, pp. 74-79, 2019.
- [108] N. Takami, K. Ise, Y. Harada, T. Iwasaki, T. Kishi, and K. Hoshina. "High-energy, fast-charging, long-life lithium-ion batteries using TiNb_2O_7 anodes for automotive applications", *Journal of Power Sources*, vol. 396, pp. 429-436, 2018.
- [109] C. Mao, R. E. Ruther, J. Li, Z. Du, and I. Belharouak. "Identifying the limiting electrode in lithium ion batteries for extreme fast charging", *Electrochemistry Communications*, vol. 97, pp. 37-41, 2018.

- [110] J. Sieg, J. Bandlow, T. Mitsch, D. Dragicevic, T. Materna, B. Spier, et al. “Fast charging of an electric vehicle lithium-ion battery at the limit of the lithium deposition process”, Journal of Power Sources, vol. 427, pp. 260-270, 2019.
- [111] M. Song and S.-Y. Choe. “Fast and safe charging method suppressing side reaction and lithium deposition reaction in lithium ion battery”, Journal of Power Sources, vol. 436, p. 226835, 2019.
- [112] Z. Chu, X. Feng, M. Ouyang, Z. Wang, L. Lu, J. Li and X. Han. “Optimal charge current of lithium ion battery”, Energy Procedia vol. 142, pp. 1867-1873, 2017.
- [113] Chroma ATE Inc. “Solar Array Simulation Soft Panel 62000H Series User’s Manual”, Version 1.7, Taiwan, 2014.
- [114] Xiao, W., Dunford, W. G., Capel, A. “A novel modeling method for photovoltaic cells”. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialist Conference (IEEE Cat. No.04CH37551), Aachen, Germany, pp. 1950-1956, vol. 3, 2004. doi: 10.1109/PESC.2004.1355416.
- [115] Ahmed, R., Gazzarri, J., Onori, S., Habibi, S. et al. “Model-Based Parameter Identification of Healthy and Aged Li-ion Batteries for Electric Vehicle Applications”, SAE Int. J. Alt. Power. 4(2):2015, doi:10.4271/2015-01-0252.
- [116] Y. Jin, W. Zhao, Z. Li, B. Liu and L. Liu, “Modeling and Simulation of Lithium-ion Battery Considering the Effect of Charge-Discharge State”, Journal of Physics: Conference Series, vol. 1907, 2021. doi:10.1088/1742-6596/1907/1/012003.
- [117] S. N. Motapon, A. Lupien-Bedard, L. -A. Dessaint, H. Fortin-Blanchette and K. Al-Haddad. “A Generic Electrothermal Li-ion Battery Model for Rapid Evaluation of Cell Temperature Temporal Evolution”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, no. 2, pp. 998-1008, Feb. 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2618363.
- [118] K. Liu, T.R. Ashwin, X. Hu, M. Luccu and W. Dhammika. “An evaluation study of different modelling techniques for calendar ageing prediction of lithium-ion batteries”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 131, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110017.
- [119] S. Drouilhet and B. Jhonson. “A battery life prediction method for hybrid power applications”, American Institute of Aeronautics and Astronautics, Aerospace Sciences Meeting & Exhibit, 35th, Reno, NV, Jan. 6-9, 1997.

- [120] J. Xiao, P. Wang, L. Setyawan and Q. Xu. “*Multi-Level Energy Management System for Real-Time Scheduling of DC Microgrids With Multiple Slack Terminals*”, IEEE Transactions on energy conversion, 2015, doi: 10.1109/TEC.2015.2488639.
- [121] J. Geng, S. Gao, X. Sun, Z. Liu, F. Zhao and H. Hao. “*Potential of electric vehicle batteries second use in energy storage systems: The case of China*”, Energy, vol. 253, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124159.
- [122] Y. Yanhong, P. Wei, D. Wei, S. Ziqi, Q. Zhiping and Z. Meng. “*Day-Ahead Scheduling Optimization for Microgrid with Battery Life Model*”, Transactions of China electrotechnical society, vol. 30, 2015.
- [123] Y. Chen, Y. He, Z. Li and L. Chen. “*A Combined Multiple Factor Degradation Model and Online Verification for Electric Vehicle Batteries*”, Energies, vol. 12, 2019, doi: 10.3390/en12224376.

Anexo A

Suavizado de los parámetros A , B y R_{op}

El suavizado de las curvas mostradas en esta sección se realizó utilizando el método de la media móvil con una ventana de 100 puntos. En las figuras A.1 y A.2 se muestra el suavizado del parámetro A , el cual representa a la resistencia adicional que se integra al modelo propuesto y que no es considerada en otros modelos existentes.

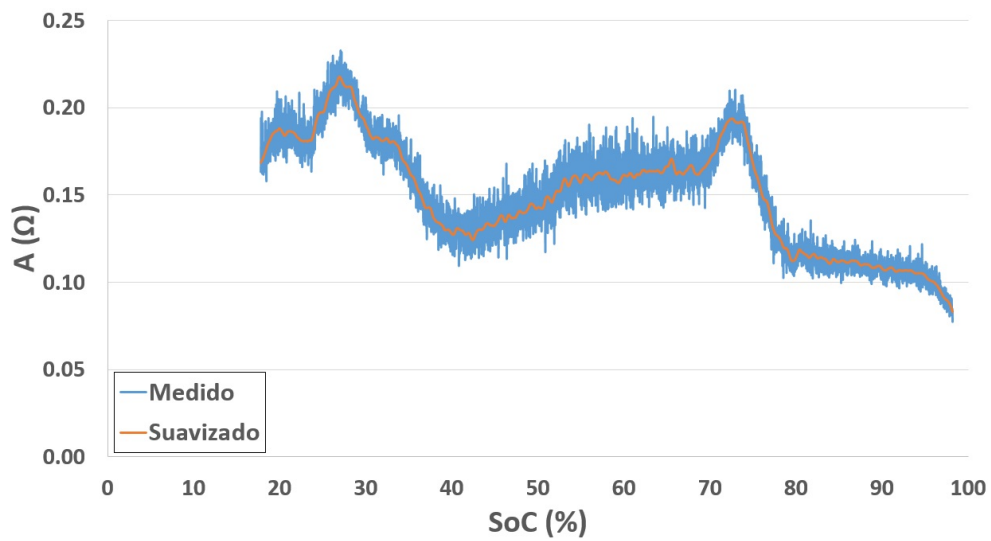


Figura A.1: Suavizado del parámetro A para el proceso de carga.

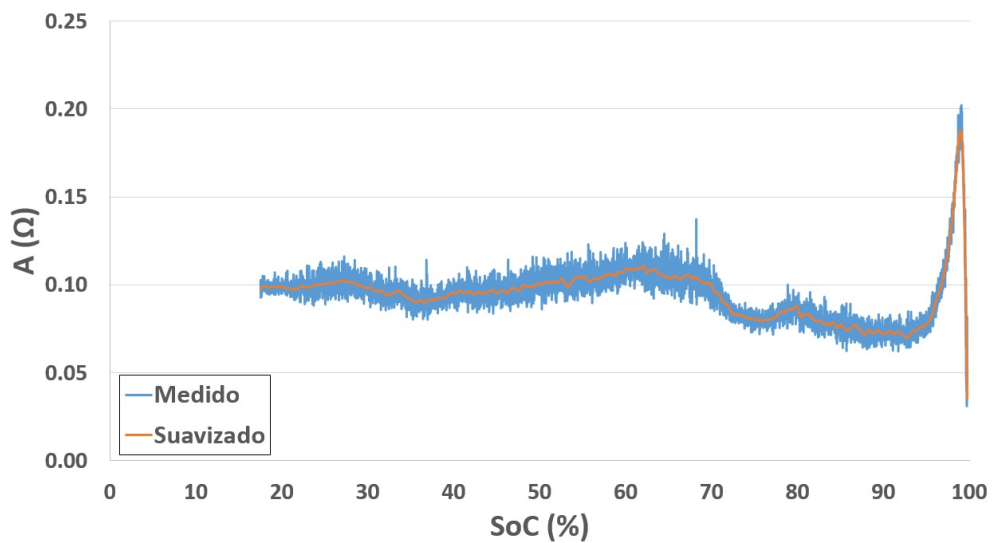


Figura A.2: Suavizado del parámetro A para el proceso de descarga.

En las figuras A.3 y A.4 se muestra el suavizado del parámetro B , el cual representa la corriente a la cual la resistencia integrada al modelo propuesto alcanza un valor igual al 37% de su valor máximo. De este parámetro depende la razón a la cual va cambiando el valor de la resistencia total de la batería conforme varía la magnitud de la corriente de trabajo, sin importar el sentido de la misma.

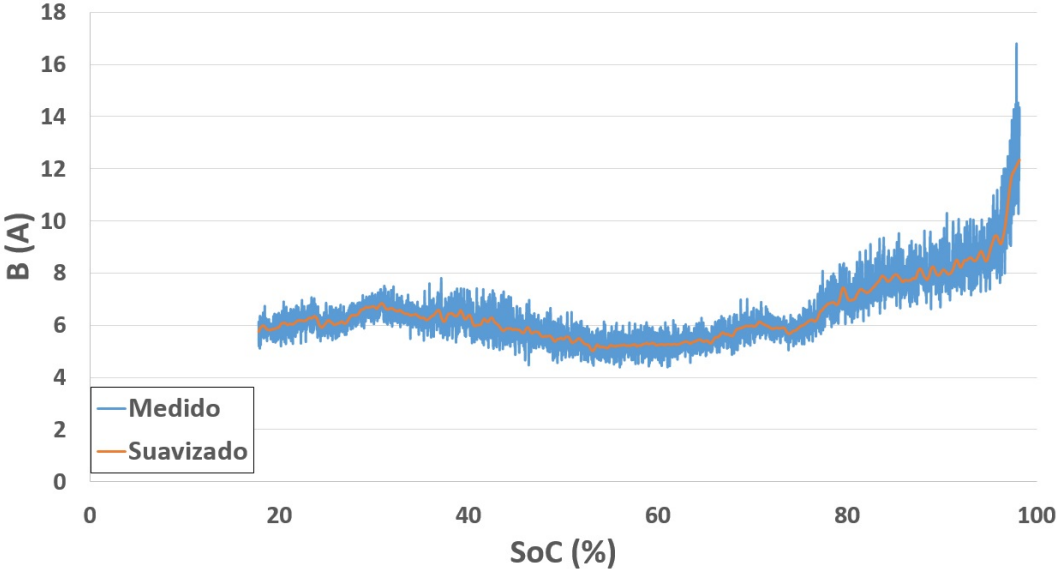


Figura A.3: Suavizado del parámetro B para el proceso de carga.

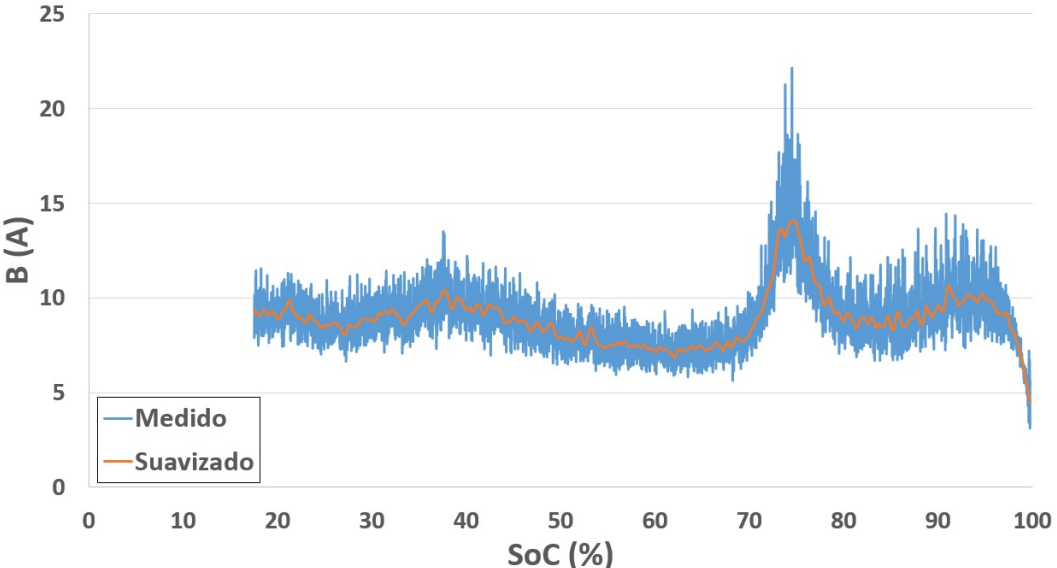


Figura A.4: Suavizado del parámetro B para el proceso de descarga.

En las figuras A.5 y A.6 se muestra el suavizado del parámetro R_{op} , el cual representa la suma de la resistencia interna de la batería y de las resistencias que conforman cada una de las tres ramas RC que contiene el modelo propuesto, por lo tanto, su valor es independiente de

la corriente de trabajo. Matemáticamente hablando, este parámetro se considera como el valor mínimo que puede tomar la resistencia total de la batería, siendo el valor máximo de la misma, la suma de los parámetros A y R_{op} .

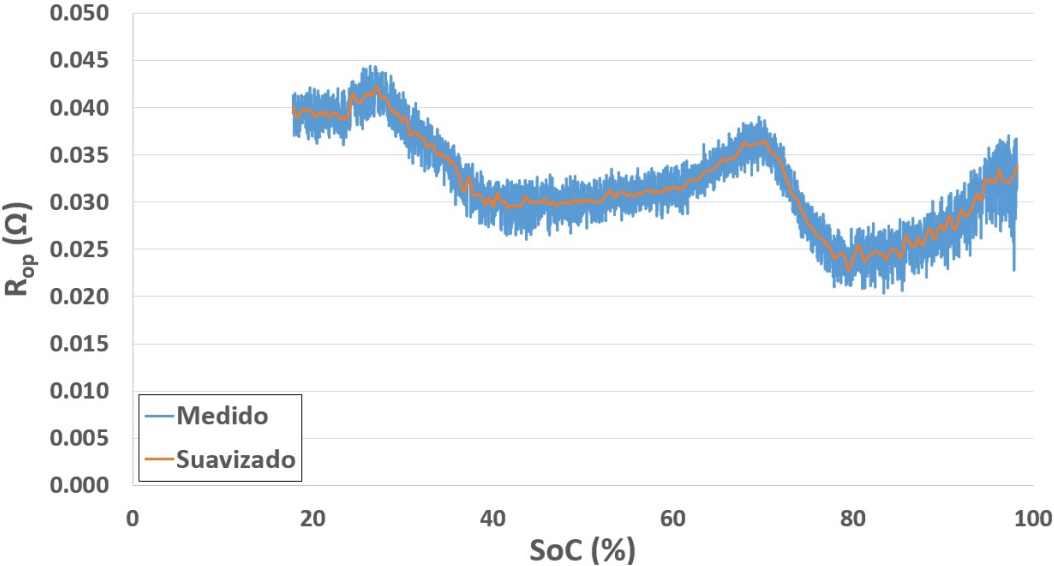


Figura A.5: Suavizado del parámetro R_{op} para el proceso de carga.

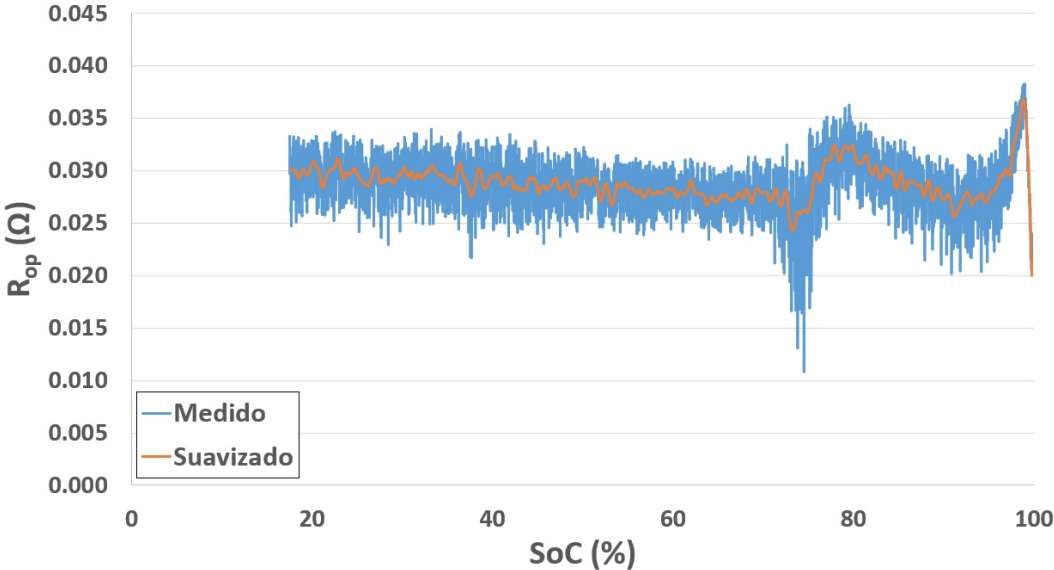


Figura A.6: Suavizado del parámetro R_{op} para el proceso de descarga.

Anexo B

Modelamiento de las curvas de carga y descarga a corriente constante

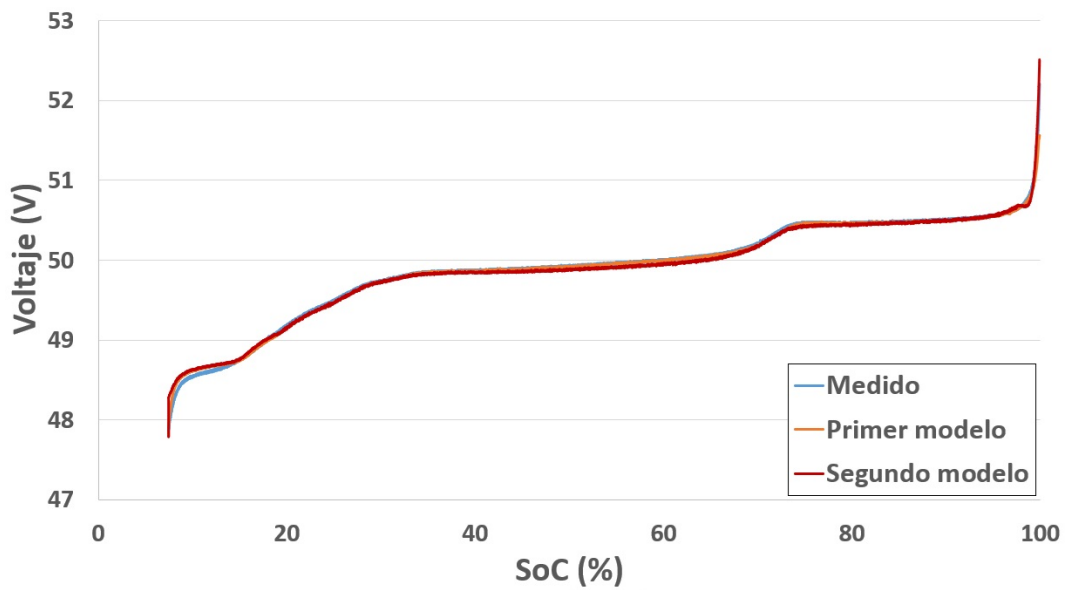


Figura B.1: Curva de carga de la batería para una corriente de 5 A.

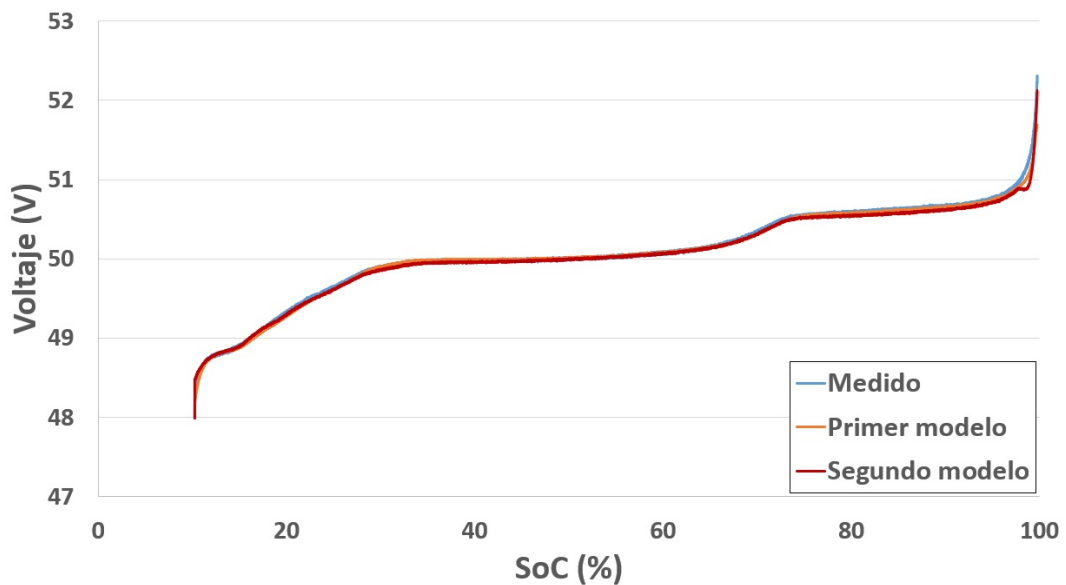


Figura B.2: Curva de carga de la batería para una corriente de 10 A.

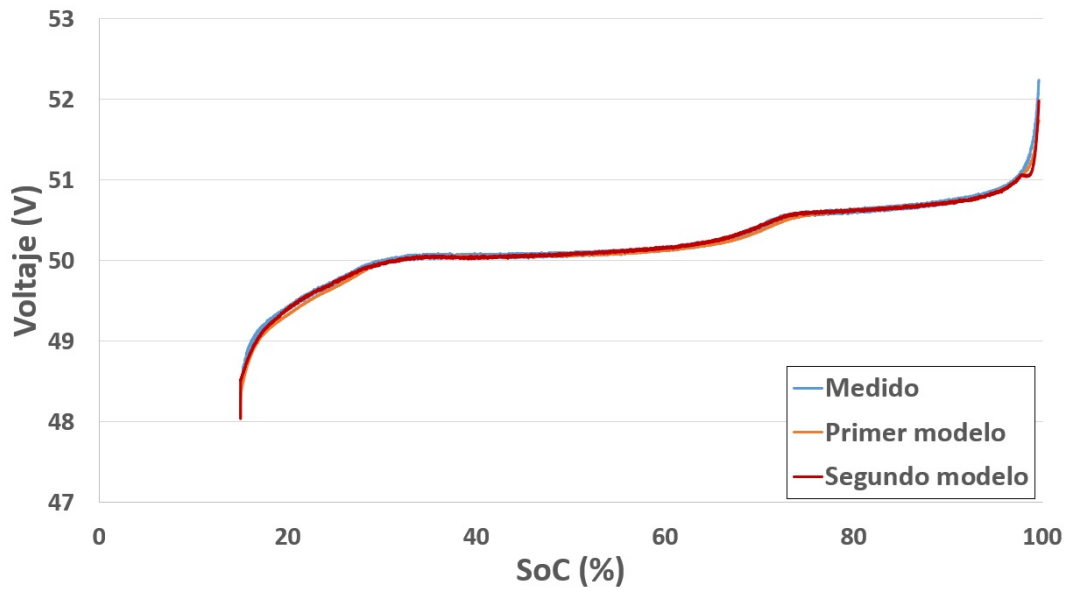


Figura B.3: Curva de carga de la batería para una corriente de 15 A.

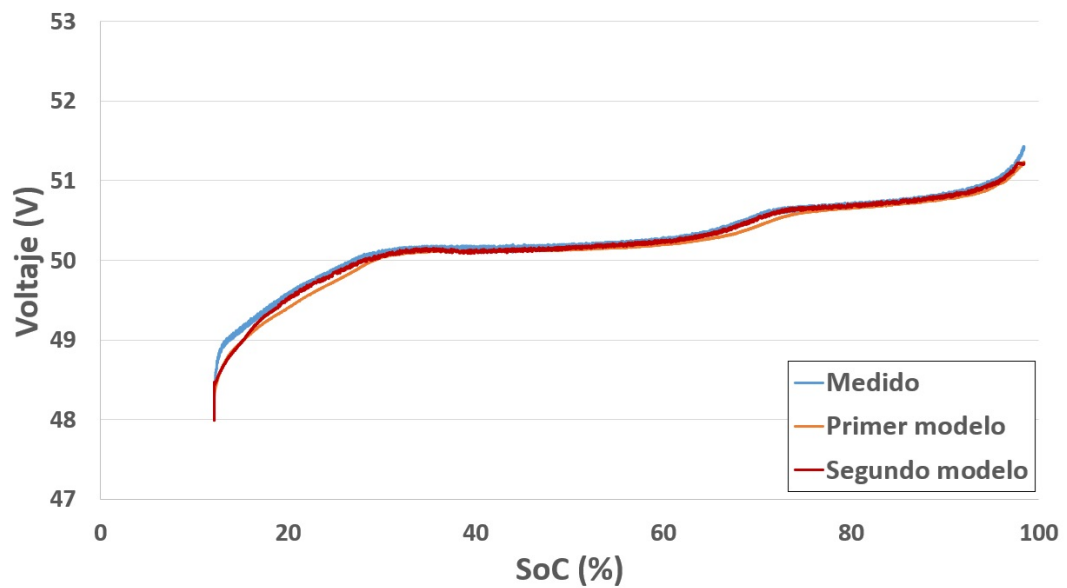


Figura B.4: Curva de carga de la batería para una corriente de 20 A.

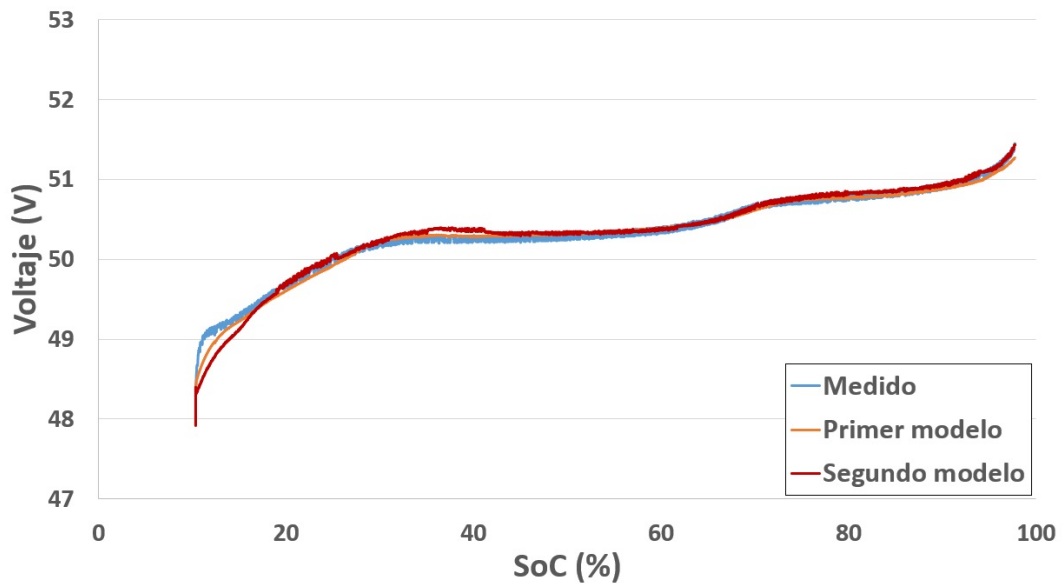


Figura B.5: Curva de carga de la batería para una corriente de 27 A.

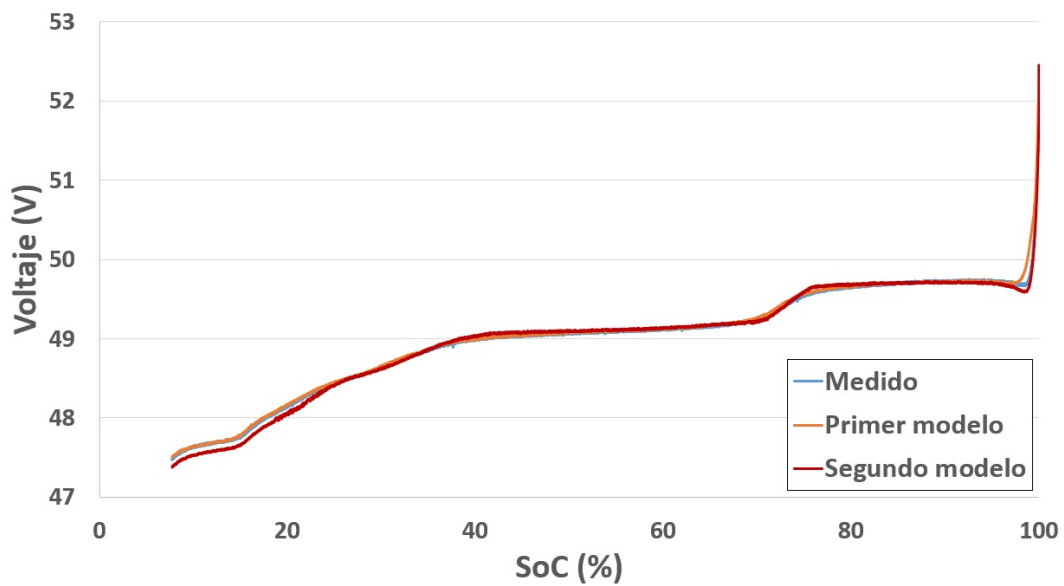


Figura B.6: Curva de descarga de la batería para una corriente de 5 A.

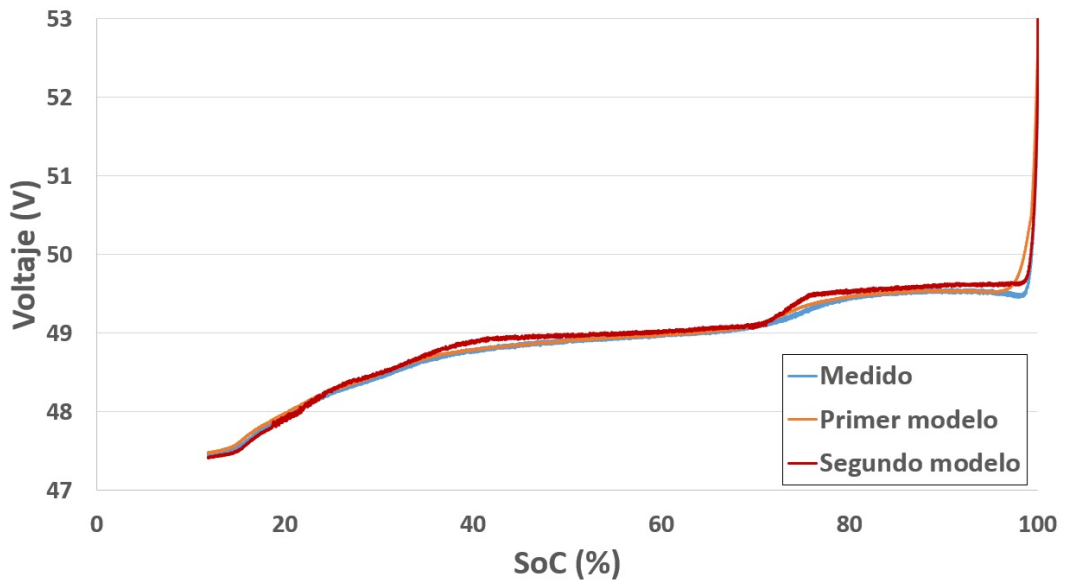


Figura B.7: Curva de descarga de la batería para una corriente de 10 A.

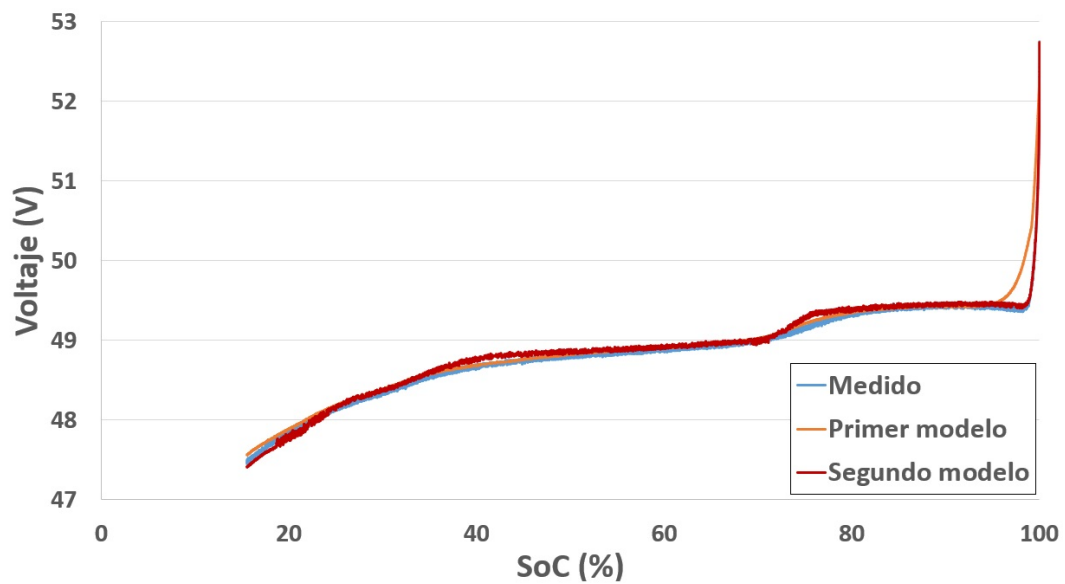


Figura B.8: Curva de descarga de la batería para una corriente de 15 A.

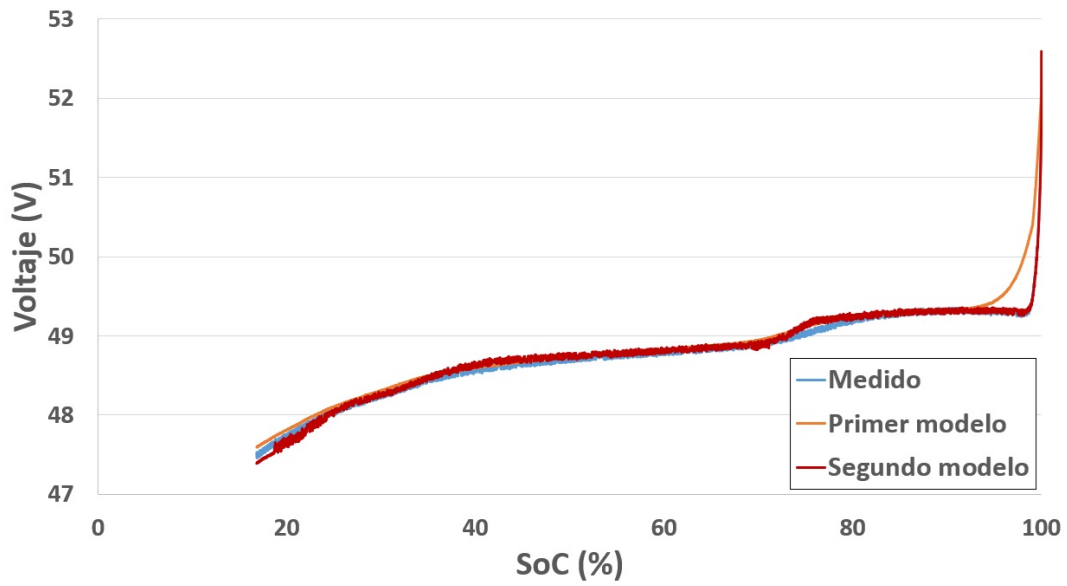


Figura B.9: Curva de descarga de la batería para una corriente de 20 A.

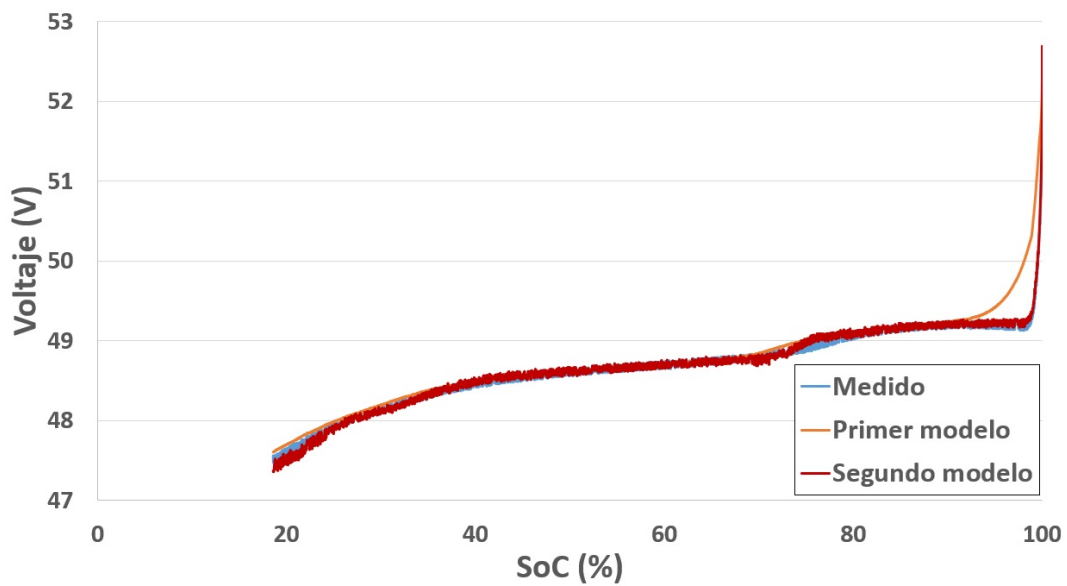


Figura B.10: Curva de descarga de la batería para una corriente de 28 A.

Anexo C

Matriz de consistencia

Título: MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE UNA BATERÍA DE LITIO INDUSTRIAL, PARA ESTIMAR SU COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DENTRO DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE SU FUNCIONAMIENTO BAJO CONDICIONES REALES DE OPERACIÓN					
Problema de Estudio	Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables y dimensiones	Metodología
El modelamiento matemático para estimar el comportamiento eléctrico de una batería de litio cuando se encuentra integrada a una microrred fotovoltaica, incluyendo los efectos de esta última sobre la batería de litio.	<p>Problema general</p> <p>Los modelos matemáticos existentes para baterías de litio no modelan la influencia de la microrred fotovoltaica sobre el comportamiento eléctrico de la batería.</p>	<p>Objetivo general</p> <p>Desarrollar un modelo matemático, con un coste computacional bajo, que represente de manera adecuada el comportamiento eléctrico de una batería de litio integrada a una microrred fotovoltaica.</p>	<p>Hipótesis general</p> <p>Modificando el circuito equivalente de Thévenin, se puede conseguir un modelo matemático que represente el comportamiento eléctrico de una batería de litio integrada a una microrred fotovoltaica incluyendo los efectos de esta última sobre la batería.</p>	<p>Variable independiente</p> <p>Modelamiento matemático</p> <p>DIMENSIONES:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura ambiente - Estado transitorio - Estado estacionario 	<p>Tipo de investigación: Aplicada, cuantitativa, cuasiexperimental, hipotética-deductiva y longitudinal.</p> <p>Nivel de investigación: Explicativo</p> <p>Métodos: Experimental</p> <p>Diseño: Estudio de laboratorio</p>
	<p>Problemas específicos</p> <p>-La microrred influye en la respuesta eléctrica de la batería.</p> <p>-Los componentes del BMS influyen en el comportamiento eléctrico de la batería.</p>	<p>Objetivos específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Instalar una microrred fotovoltaica. - Realizar ensayos experimentales para que de acuerdo a los resultados proponer un modelo matemático. - Parametrizar el modelo propuesto. - Desarrollar un método de suavizado de la corriente. - Proponer un modelo de envejecimiento. - Validar el modelo propuesto. 	<p>Hipótesis específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> - Añadiendo una sección RL al circuito equivalente de Thévenin se mejora la exactitud del mismo para modelar la batería de litio industrial. - Añadiendo dos pares de diodos y un condensador al circuito equivalente de Thévenin se mejora la exactitud del mismo para modelar la batería de litio industrial. 	<p>Variable dependiente</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comportamiento eléctrico <p>DIMENSIONES:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comportamiento a corriente constante. - Comportamiento bajo corriente pulsada. - Comportamiento bajo condiciones reales. 	<p>Población y muestra: Una microrred fotovoltaica en funcionamiento continuo durante 1 año, registrando datos cada segundo (aproximadamente).</p> <p>Técnicas e instrumentos de recolección de datos: Comunicación vía ModBus con la microrred que internamente registra las variables a analizar.</p>
					<p>Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comparación de la información recabada con modelos matemáticos existentes. - Software: Matlab

Autor: Víctor Nakama

Fuente: Elaboración propia

Anexo D

Matriz de operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	OPERACIONALIZACIÓN			ESCALA DE MEDICIÓN
			DIMENSIONES	INDICADORES	INDICES Y/O ITEMS	
<p>a) Modelamiento matemático</p> <p>b) Comportamiento eléctrico</p>	<p>a) Representa matemáticamente a la batería de litio dentro de la microrred fotovoltaica.</p> <p>b) Respuesta eléctrica de la batería cuando es sometida a ciertas condiciones de trabajo.</p>	<p>a) Circuito eléctrico equivalente</p> <p>b) Voltaje, corriente y temperatura interna de la batería durante su funcionamiento.</p>	<p>a) Temperatura ambiente, estado transitorio y estado estacionario de la batería.</p> <p>b) Respuesta eléctrica a corriente constante, corriente pulsada y bajo condiciones reales.</p>	<p>a) Variación del voltaje, corriente y temperatura de la batería cuando cambian las condiciones de trabajo.</p> <p>b) Evolución temporal del voltaje, corriente y temperatura interna de la batería durante su funcionamiento bajo un determinado perfil de trabajo.</p>	<p>a) No aplica</p> <p>b) No aplica</p>	<p>a) Nivel de razón</p> <p>b) Nivel de razón</p>

Autor: Víctor Nakama
Fuente: Elaboración propia