

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN PARA BATERÍAS DE ALTO RENDIMIENTO

Ing. Juan Diego Pico Sanabria

TRABAJO DE GRADO DE PROFUNDIZACIÓN PARA OPTAR POR EL
TÍTULO DE MÁGISTER EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA

DIRECTORES

ING. DIEGO ALEJANDRO PATIÑO Ph. D.

ING. FREDY RUIZ PALACIOS Ph. D.



Pontificia Universidad
JAVERIANA
Colombia

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA
BOGOTÁ DC, 2019**

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mis directores de trabajo: Diego Alejandro Patiño y Fredy Ruiz, por su admirable esfuerzo y dedicación a lo largo de este proceso. Por sus conocimientos, paciencia, orientación, y carácter ante las situaciones que se presentaron dado que fueron vitales para la culminación con éxito del presente trabajo. Por todo lo anterior, fueron una gran fuente de motivación y aprendizaje para el ejercicio de mi profesión, y mi crecimiento personal.

Así mismo les agradezco de manera especial a mis compañeros del grupo de investigación y de cubículo ya que apoyaron compartiendo su sabiduría, y enriqueciendo mis perspectivas personales.

Finalmente, les agradezco a mi padre, y a mi madre por el constante apoyo.

Resumen

El trabajo propone una solución para la gestión del despacho de potencia en baterías de LiFePO_4 , y la evaluación de su respectivo rendimiento económico al ser utilizado para realizar funciones de regulación de frecuencia en un sistema de potencia. Dicho sistema de potencia se formula como una microrred basada en un caso de estudio estandarizado, para el cual se hacen las derivaciones de los valores de potencia necesarios para la regulación por medio de la comparación con los datos del sistema eléctrico colombiano, del cual también se derivan los precios para el análisis económico del rendimiento de las baterías.

Para este propósito se caracteriza un modelo de la batería que permita evaluar el desempeño en potencia de las baterías al entrar en operación. Así mismo se implementa un método de estimación de estado de salud para lograr identificar la viabilidad de la ejecución de esta propuesta.

Palabras clave: Modelado de baterías de ion de litio, estado de salud, estado de carga, regulación de frecuencia, mercado de energía, gestión de despacho de potencia.

Abstract

This work offers a solution in the management of power scheduling on LiFePO₄ batteries, and evaluates the corresponding economic performance for its implementation as a system for frequency regulation in a power system. This power system is proposed as a microgrid based in a standardized case study. The corresponding power capacity required to run this service is derived from the values present in the Colombian power system. The values for the economic analysis performance of the battery-based system is derived from the data available from the Colombian energy market.

A battery model that allows for the evaluation of the power dispatch is characterized to this end. A health estimation method is implemented to identify the viability on the execution of this proposal.

Keywords: Li-ion battery modeling, state of health, state of charge, frequency regulation, energy market, power scheduling management.

Contenido

1. Introducción	9
a. Objetivos.....	11
i. Objetivo general	11
ii. Objetivos específicos.....	11
2. Sistema de potencia	12
a. Caso de estudio	15
b. Datos de operación para el servicio de regulación de frecuencia	20
3. Baterías de LiFePO_4	23
a. Modelamiento	23
b. Estimación de estado de salud.....	32
c. Implementación del esquema HWIL.....	34
4. Sistema de regulación de frecuencia	36
a. Planteamiento del problema de control óptimo	36
b. Diseño de pruebas y variables de evaluación	37
c. Análisis de resultados.....	39
5. Conclusiones.....	45
Bibliografía.....	46

Índice de Figuras

Figura 1.1. Esquema de trabajo propuesto.....	10
Figura 2.1 Esquema mecánico-eléctrico de un generador supliendo una carga aislada [1].	12
Figura 2.2 Funciones de transferencia de Torque a desviación en la velocidad del rotor del generador equivalente.	13
Figura 2.3 Modelamiento por medio de función de transferencia de un sistema de potencia incluyendo la respuesta al cambio en potencia de la carga dado un cambio en frecuencia.	13
Figura 2.4 Modelamiento por medio de función de transferencia de un sistema de potencia incluyendo la respuesta al cambio en potencia de la carga dado un cambio en frecuencia.	14
Figura 2.5. Diagrama de bloques de un generador alimentado por una turbina de vapor con sistema de recalentamiento [1].	15
Figura 2.6. Topología del sistema de 13 nodos de la IEEE (diagrama unifilar) [10].	16
Figura 2.7. Sistema de potencia IEEE 13 nodos + 2 máquinas sincrónicas (en verde) de 4.08 MVA conectadas sobre el nodo 632 y sus respectivos bloques de control adyacentes en azul.	17
Figura 2.8. Turbina y reguladores respectivos a cada generador, modelando una turbina y gobernador para la derivación de la potencia mecánica (STG) y un excitador de campo alimentado por las variables propias de cada generador y una variable selectora del método de PSS.....	17
Figura 2.9. Diagrama de bloques del sistema 13 nodos para análisis de regulación de frecuencia.....	18
Figura 2.10. Resultados de simulación a 3600 segundos para una perturbación de 0.1 p. u. de aumento en la carga en $t = 5s$, donde en negro se ve la frecuencia en Hz, en rojo la señal de potencia que usa el sistema como referencia para el gobernador, y en verde se ve la señal de control que entra como retroalimentación a la base del sistema.	19
Figura 2.11. Resultados de simulación a 35 segundos para una perturbación de 0.1 p. u. de aumento en la carga en $t = 5s$, donde en negro se ve la frecuencia en Hz, en azul se ve el cambio en la referencia de potencia base del sistema en p. u., en rojo la señal de potencia que usa el sistema como referencia para el gobernador, y en verde se ve la señal de control que entra como retroalimentación a la base del sistema.	19
Figura 2.12. Precio real del kWh en el mercado horario eléctrico colombiano para el periodo correspondiente a los años 2018 y 2019.	21
Figura 2.13 Energía usada en AGC de forma horaria de enero 1 a junio 6 de 2019.....	22
Figura 3.1. Circuito utilizado para modelar la batería de LiFePO ₄ de 12 V 6.4 Ah.	23
Figura 3.2. Valores de voltaje de acuerdo con la corriente de operación de la batería, y voltaje verdadero de la batería.	25
Figura 3.3. Punto de operación térmico de la batería caracterizada.....	25
Figura 3.4. Medición de un pulso de corriente para la determinación de parámetros circuitales.	26
Figura 3.5. Superficie correspondiente a la resistencia interna en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.	28
Figura 3.6. Superficie correspondiente a la resistencia de SEI en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.	29

Figura 3.7. Superficie correspondiente a la capacitancia de SEI en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.	30
Figura 3.8. Comparación de datos experimentales, en rojo, con el comportamiento del modelo, en azul; para los casos de las pruebas de carga y descarga por pulsos.	30
Figura 3.9. Modelo generalizado de la batería, se emplea como entradas el estado de carga inicial, la capacidad nominal en Ah, y la corriente de entrada en A durante el tiempo de simulación.	31
Figura 3.10. Implementación de los bloques del modelo circuital. (a) Componente de cálculo del voltaje de circuito abierto a partir de una tabla de consulta, integrador de corriente para determinar el SoC y los datos obtenidos en el CCT/CDT. (b) Cálculo de caída de voltaje en la resistencia interna de acuerdo con la ley de Ohm y una tabla de consulta bidimensional (SoC y corriente). (c) Cálculo de la caída del voltaje en la malla del modelo de la SEI de acuerdo con la ley de Ohm y la ecuación de voltaje de un capacitor, en conjunto con sus tablas de consulta bidimensional (SoC y corriente).	31
Figura 3.11. Degradación en la capacidad de una batería de LiFePO ₄ con respecto a su tiempo de uso [36].	33
Figura 3.12. Parámetros matemáticos para la derivación de una fórmula que estime el SoH de una batería de LiFePO ₄ . En azul se tienen los valores derivados de la literatura, y en rojo se tiene la función obtenida.	33
Figura 3.13. Configuración de comunicación de la fuente DC programable.	35
Figura 3.14. Estructura de HWIL manejada para las pruebas de la batería, donde en negro se tienen las conexiones eléctricas y en rojo las conexiones de comunicación.	35
Figura 4.1. (a) Sistema de potencia en forma diagrama de bloque considerando tanto la perturbación generada por los cambios en la demanda, como por la compensación entregada por el sistema de baterías. (b) Diagrama de bloques para la implementación del sistema de regulación de frecuencias en la batería.	38
Figura 4.2. (a) Esquema de pruebas para la batería con una capacidad de potencia de 240 W basada en la batería caracterizada. (b) Diagrama de bloques para la implementación del sistema de regulación de frecuencias en la batería.	39
Figura 4.3. Primera prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c), (e) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas. (d), (f) Variación del despacho de potencia de la batería en % vs tiempo en horas.	40
Figura 4.4. Segunda prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas. (d) Modelo propuesto por [35] para la degradación de baterías de LiFePO ₄	42
Figura 4.5. Tercera prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas.	43
Figura 4.6. Cuarta prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas.	44

Indice de Tablas

Tabla 2.1. Valores obtenidos a partir de la identificación de parámetros en el sistema IEEE de 13 nodos con la implementación de dos máquinas sincrónicas de 4.08 MVA.....	18
Tabla 2.2. Parámetros característicos de los controladores diseñados.....	20

1. Introducción

Los sistemas de potencia deben manejar condiciones de operación eficientes, que satisfagan determinadas condiciones de seguridad. El operador del sistema busca cumplir con estas condiciones minimizando los costos de operación asociados a la generación sin romper las restricciones operativas, i.e.: margen de frecuencia, estabilidad de voltaje, cargabilidad de elementos, calidad de la potencia entre otros. El margen de frecuencia es una condición de vital importancia en la salud del sistema ya que la mayoría de las cargas que se conectan están diseñadas para una operación en condiciones nominales de frecuencia, y son típicamente más sensibles a desviaciones con respecto a este parámetro que a otros. Si el sistema se encuentra con problemas de desviación de frecuencia y no se toman acciones al respecto, se puede tener un colapso de este debido a su relación con la potencia activa y las repercusiones en el apagado y sobrecalentamiento de equipos, circulación de corrientes por neutro, entre otros. Por esta razón el comportamiento normal del operador de red es deslastrar cargas para evitar daños y la necesidad de reiniciar las operaciones de generación en el sistema de potencia. Esta situación no es deseable ni para el operador ni para el usuario por las pérdidas económicas que puede ocasionar [1].

Por otra parte, la definición del rango de frecuencia depende del órgano regulador, pero en la literatura se encuentra típicamente valores alrededor del 1% con respecto a su valor nominal. En Colombia, este rango está determinado por la CREG en el Código de Redes, donde se tiene que para la frecuencia nominal de 60 Hz se debe estar entre 58.5 Hz y 62 Hz y al ocurrir una falla se tienen los rangos de 57.5 Hz – 58 Hz y 62 Hz – 63 Hz para operar durante 15 segundos, y desconectar cargas instantáneamente por fuera de estos rangos [2]. La inestabilidad en frecuencia es causada por variaciones de carga, y generación en potencia activa. Al aumentar la demanda con respecto a la generación, o disminuir la generación con respecto a la demanda se tiene una disminución en la frecuencia; y al aumentar la generación con respecto a la demanda, o disminuir la demanda con respecto a la generación se tiene una aceleración en la frecuencia. Con el objetivo de regular la frecuencia en el sistema se implementan distintos medios, como lo son la autorregulación, y las regulaciones: primaria, secundaria, y terciaria. La regulación primaria es dada por la inercia de las mismas máquinas generadoras y actúa en el marco de segundos, la regulación secundaria está provista por un sistema de control de retroalimentación atendiendo a la frecuencia y actúa en el rango de varios segundos a minutos, y la regulación terciaria opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos, actuando por medio de la repartición optimizada de cargas dentro de un sistema eléctrico extenso [3].

Los sistemas eléctricos están regidos por un mercado de bolsa, el cual se comporta de acuerdo con las reglas de mercados competitivos. Es decir, a mayor demanda y menor oferta se tienen precios superiores, y viceversa. Considerando esto, entonces resulta atractivo el concepto de un sistema de almacenamiento de energía que consuma este recurso en franjas de operación económicas, y lo entregue en franjas de operación de más alto costo. Al contrastar esta propuesta con respecto a la dinámica de la regulación de frecuencia con base en el comportamiento de la generación u oferta de energía, y su respectiva demanda, es evidente que existe una alta compatibilidad para implementar un sistema de almacenamiento con el propósito de ejecutar labores de regulación de frecuencia, manteniendo una viabilidad económica.

Dentro de las tecnologías de almacenamiento de energía contemporáneas, las baterías de litio han sido el foco de un amplio desarrollo en sus factores de desempeño y reducción de costos en los últimos años, cuyos resultados permiten diferentes características de operación de acuerdo con la combinación de elementos que se utilicen para fabricar el electrolito. De la composición química depende su rendimiento, nivel de voltaje nominal, capacidad en corriente por volumen, rangos seguros de operación en temperatura y corriente, potencia específica, vida útil, costo, entre otros. Los criterios de selección para

atender la labor de regulación de frecuencia son: una alta potencia específica, y el mejor balance posible entre el costo y la vida útil. Con esto en mente, la composición química ideal dentro de la familia de baterías de ion de litio son las baterías de litio-hierro-fosfato, o LiFePO_4 [4], [5].

En la implementación de las baterías de LiFePO_4 como solución al problema de regulación de frecuencia, se debe evaluar su viabilidad económica dentro del contexto de la gestión del despacho. Esta se basa en la comparación de los ingresos generados por la operación del sistema de regulación con respecto al precio de la batería y su deterioro, además de lograr determinar el rendimiento en potencia de la batería dentro del problema de despacho del sistema. En este documento se plantea la respuesta a este problema desde una perspectiva de control óptimo, usando como base el modelamiento por medio de un equivalente circuital de la batería para la evaluación del rendimiento en potencia, y complementariamente se realiza la evaluación de este desempeño dada la vida útil de la batería.

El esquema de operación propuesto se puede ver en la Figura 1.1.

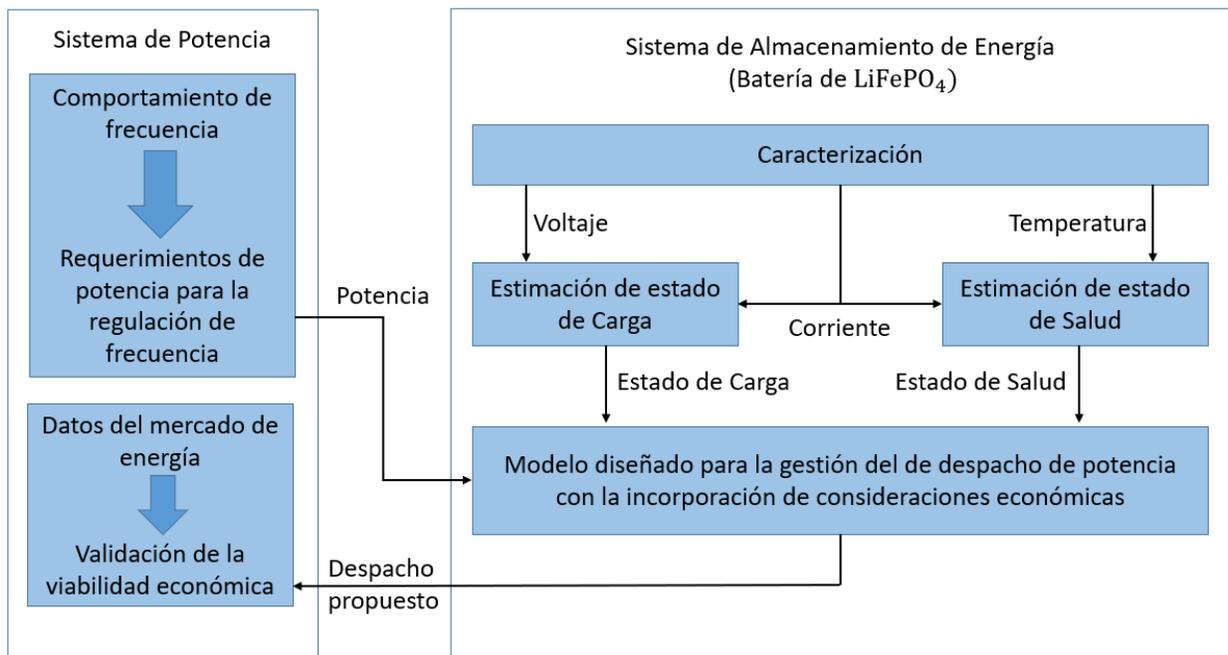


Figura 1.1. Esquema de trabajo propuesto.

Este documento está organizado de la siguiente manera: En la primera sección se introduce la problemática y propuesta desarrolladas. La sección dos muestra la teoría y datos necesarios para la propuesta del problema de regulación de frecuencia, junto con la selección del caso de estudio para la validación del sistema de regulación. El modelamiento de la batería para su implementación como elemento de inyección de potencia, y la consideración de su degradación de acuerdo con la vida útil de esta se hallan en la sección tres junto con la validación de estos modelos en el plano de un equipo físico. La sección cuatro plantea el problema de optimización para el despacho de potencia, determina las variables de interés y presenta los resultados obtenidos en el acople de los componentes de sistema de potencia y sistema de almacenamiento de energía. Finalmente, en la sección cinco se presentan las conclusiones.

a. Objetivos

i. Objetivo general

Diseñar un sistema de regulación de frecuencia por medio del control de carga, y descarga de baterías, y la estimación del estado de salud de estas.

ii. Objetivos específicos

- ∴ Formular un sistema de estimación/diagnóstico del perfil de degradación y de estado de carga en baterías LiFePO₄ implementadas sobre sistemas de potencia de baja tensión, asegurando una incertidumbre sobre la estimación del estado de carga menor o igual al 8%.
- ∴ Diseñar un sistema de control para realizar corrección de frecuencia en un sistema de distribución por medio del manejo de la carga y descarga del banco de baterías, a partir de la caracterización de un elemento de 240 W, en función de un perfil de demanda y las características de estado de salud del banco.
- ∴ Validar el sistema de almacenamiento de energía en baterías por medio de un caso de estudio en simulación y un análisis de desempeño de un prototipo hardware-in-the-loop.

2. Sistema de potencia

Para la operación satisfactoria de un sistema de potencia, es necesario que la frecuencia mantenga valores muy cercanos a una constante. El control cercano de la frecuencia asegura la constancia en la velocidad de motores síncronos y de inducción; esta constancia es de vital importancia en unidades de generación debido a que son altamente dependientes del rendimiento de los sistemas de combustibles, alimentación de aire, y alimentación de agua o vapor. Una caída en frecuencia implica un manejo de altas corrientes de magnetización en los transformadores y motores de inducción conectados a una red.

En general, los flujos de potencia activa y potencia reactiva son relativamente independientes en una red de transmisión. Por esta razón pueden ser estudiados de forma independiente. La potencia activa está fuertemente relacionada con la frecuencia de operación, mientras que la potencia reactiva se relaciona estrechamente con el voltaje de operación del sistema. La frecuencia se puede ver como una variable de presencia universal en un sistema interconectado, es decir, la frecuencia vista por un usuario residencial, comercial, o industrial en un punto A es la misma que en una línea de transmisión en un punto B o un generador en un punto C en tanto estén conectados a la misma red. Por otro lado, el voltaje se puede ver como una variable de naturaleza más local, cuya regulación esta articulada por medio del control de la frecuencia reactiva del sistema [1].

Para el caso en particular de este trabajo, es entonces de interés ejecutar el control de frecuencia por medio del control en el despacho de potencia activa. Es entonces de vital importancia conocer la forma en la que está caracterizado un sistema de potencia alrededor de la relación de estas dos variables, para esto es necesario determinar dicha relación de forma analítica en los marcos de operación del sistema de potencia. Los sistemas de potencia se pueden descomponer en las secciones mencionadas anteriormente: generación, transmisión y/o distribución, y carga o demanda. En el presente marco de análisis, la dinámica que se quiere describir entre la frecuencia y la potencia real está dictada por las relaciones entre las dinámicas mecánicas y eléctricas del generador, junto con el comportamiento de la potencia eléctrica de la demanda. Gráficamente, el concepto de limitación o control de velocidad desde un esquema mecánico-eléctrico se ilustra en la Figura 2.1.

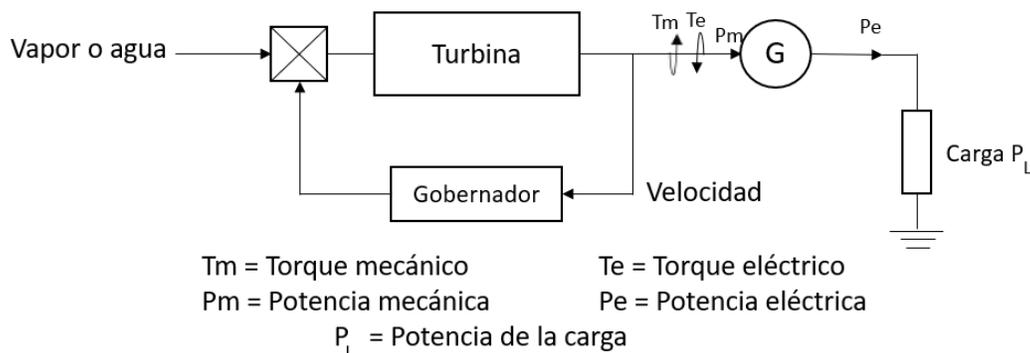


Figura 2.1 Esquema mecánico-eléctrico de un generador suministrando una carga aislada [1].

La dinámica de este sistema refleja los cambios en la carga de forma instantánea como un cambio en el torque eléctrico que da el generador. Esto causa un desbalance entre el torque mecánico y el eléctrico,

frecuencia de forma distinta y entraría a oscilar el sistema. Por esta razón, con la abstracción previa sería necesario que en todo instante tuviesen sincronismo. El caso de múltiples máquinas es de interés dado que permite operar bajo una medida mucho mayor de confiabilidad, y permite satisfacer criterios de mantenimiento. Es por esta razón que se determina una característica de decaimiento de velocidad R a través de una malla de retroalimentación en estado estable.

En consecuencia, el decaimiento de velocidad se maneja por medio del valor de R, que determina el porcentaje de variación de la velocidad del rotor o frecuencia con respecto a la posición de la válvula del sistema de turbina/gobernador o la potencia entregada por el generador. Esto se puede ver expresado en la Figura 2.4 y la ecuación 2.2.

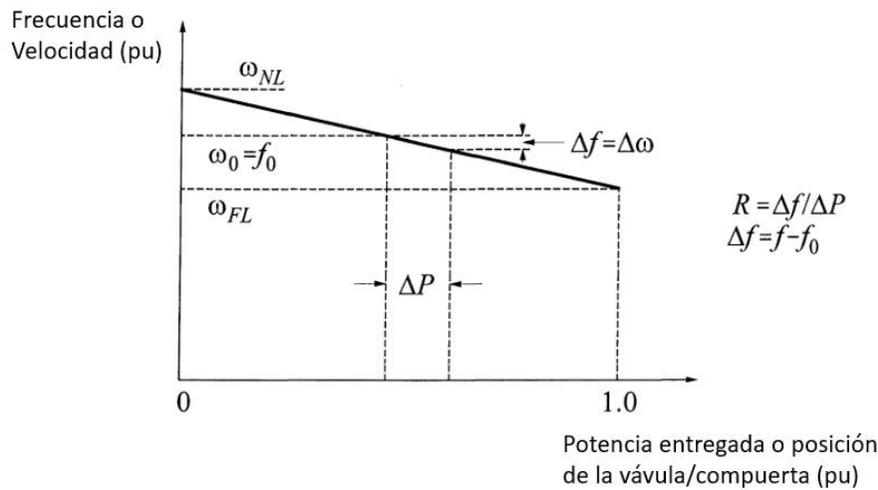


Figura 2.4 Modelamiento por medio de función de transferencia de un sistema de potencia incluyendo la respuesta al cambio en potencia de la carga dado un cambio en frecuencia.

$$R [\%] = \frac{\text{Porcentaje de velocidad o cambio en frecuencia}}{\text{Porcentaje de cambio en potencia entregada}} \times 100 = \left(\frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) \times 100 \quad 2.2$$

Donde ω_{NL} es la velocidad sin carga, ω_{FL} es la velocidad con carga completa, ω_0 es la velocidad nominal, y f_0 es la frecuencia nominal.

Para modelar el sistema completo de potencia para la evaluación de la dinámica de la potencia, se determina usar 3 bloques de funciones de transferencia: la primera modelando el comportamiento que tiene el sistema de potencia incluyendo generador y la carga, con la potencia eléctrica del sistema como entrada y cuya salida es la frecuencia; la segunda modelando la turbina que alimenta al generador del sistema, manejando como entrada la apertura de las válvulas o compuertas y como salida la potencia mecánica que entrega dicha turbina; y finalmente la tercera función de transferencia modela el gobernador que controla la turbina con una entrada en unidades de potencia eléctrica (que debe estar de acuerdo a la constante de decaimiento de las unidades de generación y a la referencia a la que se calibre el sistema) y cuya salida determina el punto de operación de la compuerta o válvula de la turbina, controlando a ésta de forma efectiva. Esto se puede ver en la Figura 2.5.

En la figura citada anteriormente se puede evidenciar donde influyen las perturbaciones o cambios en la potencia del sistema, y de esta se puede analizar la dinámica en términos de frecuencia. Es decir, este modelo permite analizar y dar respuesta a la problemática de regulación de frecuencia a través del control en la inyección de potencia activa, así como considerar cambios en la carga que requieran la acción de dicho mecanismo.

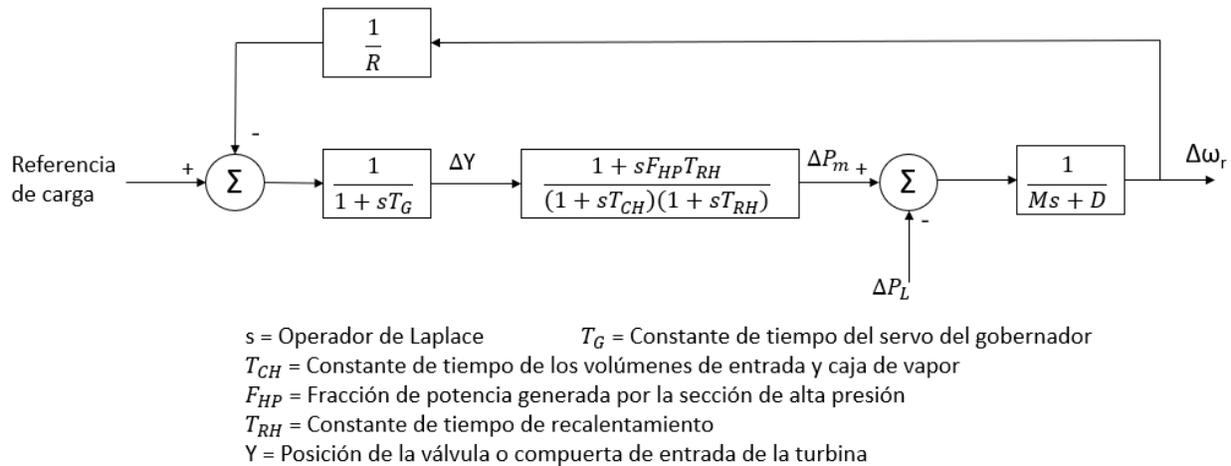


Figura 2.5. Diagrama de bloques de un generador alimentado por una turbina de vapor con sistema de recalentamiento [1].

a. Caso de estudio

Se comienza por realizar una evaluación de los sistemas de potencia base de IEEE provistos en [6], con el propósito de determinar un sistema base donde comparar la escala requerida para el servicio y el rendimiento general del proyecto presentado. Dentro de estos se consideran como sistemas viables por su nivel de voltaje como por su potencia a los casos de 13, 34, y 37 nodos, de donde por el tipo de elementos utilizados y la topología se decide el uso del sistema 13 nodos.

En este contexto, debido a que la red de 13 buses de los casos de estudio de 1992 tiene un perfil de alta carga en potencia, maneja un nivel de voltaje de operación propio de sistemas de distribución, y tiene características relativamente complejas con respecto al balance de la carga y medios de distribución; se considera que este sistema provee una perspectiva robusta para el estudio de regulación de frecuencia, y es comparable con microrredes de tamaño considerable, e. g.: Esperence en el oeste de Australia, Fort Carson en Colorado Springs USA, o el sistema de la cárcel de Santa Rita en Dublin California USA [7]-[9].

Por otra parte, una microrred es una red pequeña que forma un sistema de potencia con generación distribuida que use energía fósil, e. g.: Turbinas de vapor o de gas, celdas de combustible de baja o alta temperatura, microturbinas, o motores de combustión interna; o renovable, e. g.: generadores fotovoltaicos, pequeñas hidroeléctricas, generadores eólicos, energía geotérmica, o energía térmica solar [7]. El sistema 13 nodos tiene la topología mostrada en la Figura 2.6, en total tiene una demanda de 3.971 MVA con un factor de potencia de 0.9008 [10].

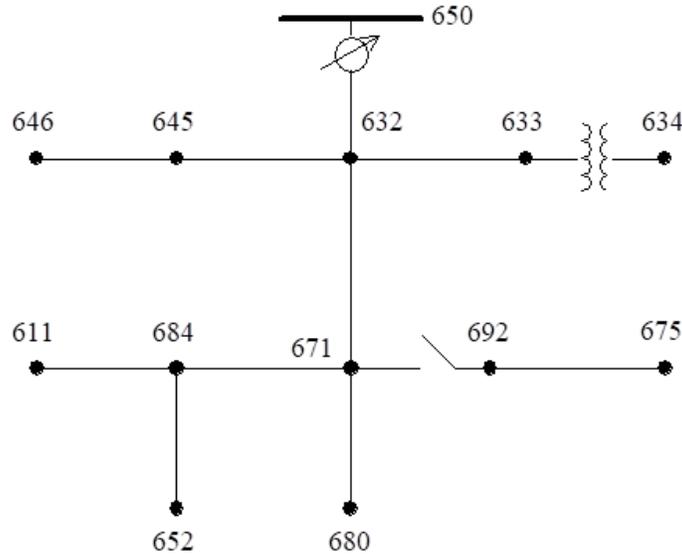


Figura 2.6. Topología del sistema de 13 nodos de la IEEE (diagrama unifilar) [10].

El presente estudio asume que esta red está en un estado de operación de isla, es decir, se tienen recursos de generación distribuida (generadores capaces de abastecer la totalidad de la demanda [11]). Se asume que esta generación distribuida es provista por medio de dos generadores sincrónicos de 4.08 MVA para satisfacer el criterio de confiabilidad, cuya alimentación en términos de potencia está dada por medio de turbinas de vapor junto con sus respectivos gobernadores de velocidad. La determinación de la potencia de los generadores fue realizada tras revisar distintas opciones de dimensionamiento de acuerdo con la potencia del sistema referida previamente, y las capacidades de potencia real y aparente dadas por los catálogos en [12] – [14].

Como se puede ver en la Figura 2.6, entre los nodos 650 y 632 se tiene un regulador de voltaje. Adicionalmente se tiene que en el nodo 650 solo se tiene la conexión a la red, luego no existen cargas conectadas hasta el nodo 632 aguas abajo. Por estas razones, se realizó la conexión de las máquinas sincrónicas al nodo 632 con las características del modelo MJB 630 LA 4, para operación a 60 Hz [12].

Se realizó el montaje en Simulink para identificar el sistema por medio de su respuesta a escalón ante la desconexión de la red (nodo 650) manejando las 2 máquinas sincrónicas especificadas con diferentes métodos de estabilizadores de sistema de potencia (PSS), concretamente: 1. Sin método, i.e.: el excitador de campo del generador no recibe retroalimentación. 2. Estabilizador multibanda cuya entrada es el cambio en la velocidad del rotor ($\Delta\omega$). 3. Estabilizador lead-lag cuya entrada es el cambio en la velocidad del rotor ($\Delta\omega$). Y 4. Estabilizador lead-lag cuya entrada es la diferencia entre la potencia mecánica y eléctrica que ve el generador. Los parámetros para estos estabilizadores fueron tomados en base a los valores típicos para este tipo de sistemas de acuerdo con [1], [15]-[17].

La intención básica de agregar un PSS es mejorar el amortiguamiento de los límites de transferencia de potencia, ya que los PSS por naturaleza limitan las excursiones pequeñas fuera del punto de operación en estado estable. En la Figura 2.7 y 2.8 se muestra el montaje del sistema de potencia y el montaje de los sistemas de estabilización propios de este respectivamente. Es de notar que un PSS trabaja en conjunto con el sistema de excitación de una máquina sincrónica para modificar el ángulo de torque al cigüeñal para incrementar el amortiguamiento.

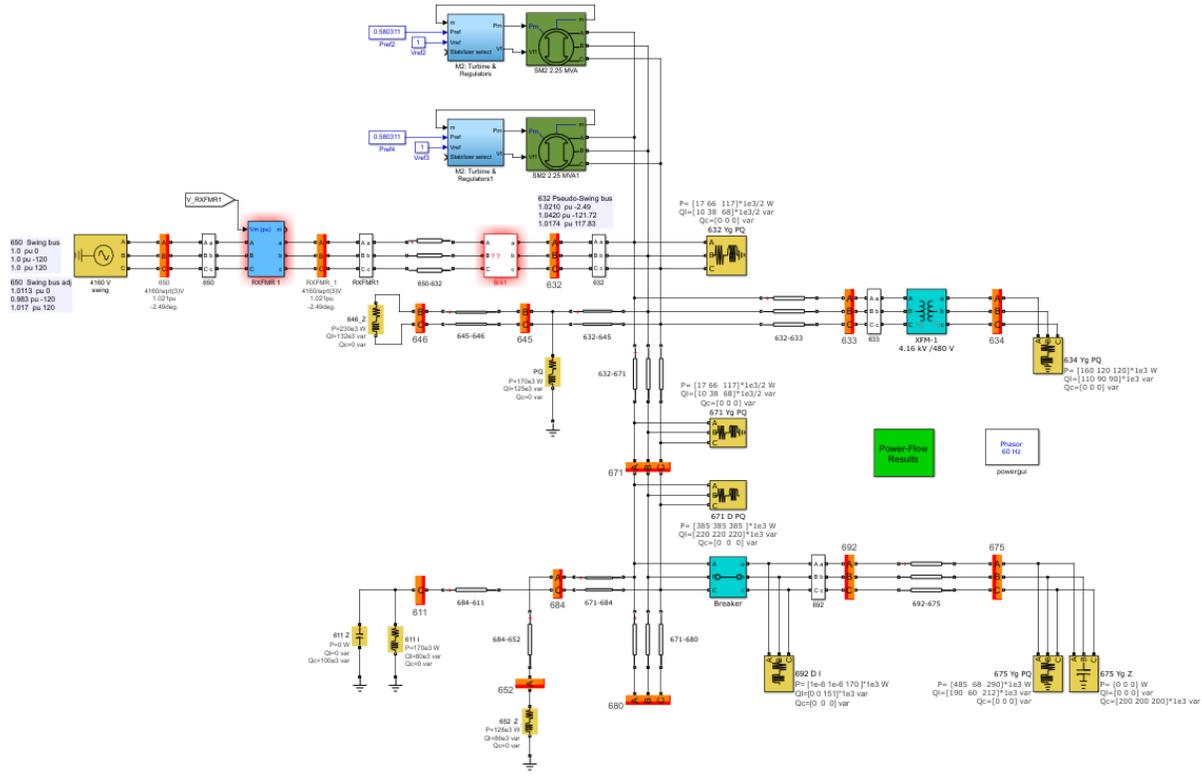


Figura 2.7. Sistema de potencia IEEE 13 nodos + 2 máquinas sincrónicas (en verde) de 4.08 MVA conectadas sobre el nodo 632 y sus respectivos bloques de control adyacentes en azul.

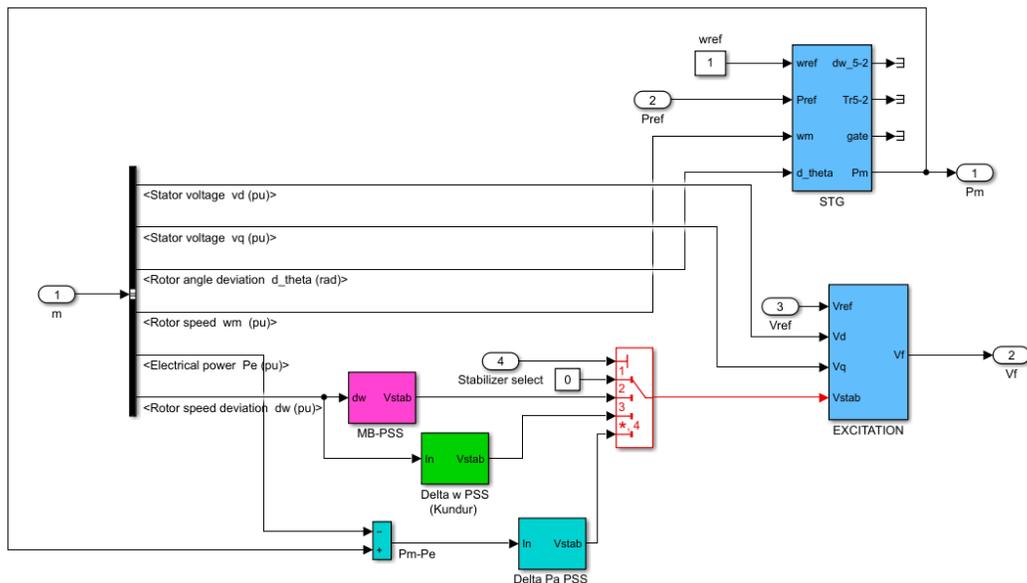


Figura 2.8. Turbina y reguladores respectivos a cada generador, modelando una turbina y gobernador para la derivación de la potencia mecánica (STG) y un excitador de campo alimentado por las variables propias de cada generador y una variable selectora del método de PSS.

En la Figura 2.7. se resaltan en rojo un bloque de circuit-breaker implementado para controlar las excitaciones del sistema, el cual actúa como punto de aislamiento del sistema y permite de esta forma modelar dos entradas de interés: la primera es un escalón que se logra al desconectar de forma instantánea la alimentación de la red, y la segunda es el mismo escalón más un impulso en el instante previo al escalón a través de la inserción de una falla y la respectiva programación en los tiempos de apertura y cierre del interruptor (barra infinita o generador swing en el nodo 650). A partir de la información obtenida al guardar datos de potencia y el cambio en la velocidad del rotor de los generadores, se realizó una identificación del sistema haciendo uso del toolbox de MATLAB para cada uno de los casos de PSS y las entradas previamente descritas. Los datos guardados se pueden observar en el Anexo A.

De los datos obtenidos en este proceso se obtuvieron valores para M y D como se muestra en la Tabla 2.1, donde se puede ver la comparación con respecto al cálculo de estos valores con base a los valores de catálogo, y valores típicos de acuerdo con [1], [12].

Parámetro	Valor teórico	Valor hallado
M [MW·s/MVA]	1.4035-2.8069	2.3451
D [MW (pu)/Hz (pu) ·100] [%]	1-2	1.68047

Tabla 2.1. Valores obtenidos a partir de la identificación de parámetros en el sistema IEEE de 13 nodos con la implementación de dos máquinas sincrónicas de 4.08 MVA.

Con base a esto, se realizó el montaje del sistema en términos de funciones de transferencia con base en la revisión teórica mostrada, y de acuerdo con la información obtenida en la identificación del sistema y parámetros típicos derivados de literatura disponible para los bloques de la turbina de vapor y del gobernador [18]-[20]. El diagrama de bloques respectivo se puede ver en la Figura 2.9.

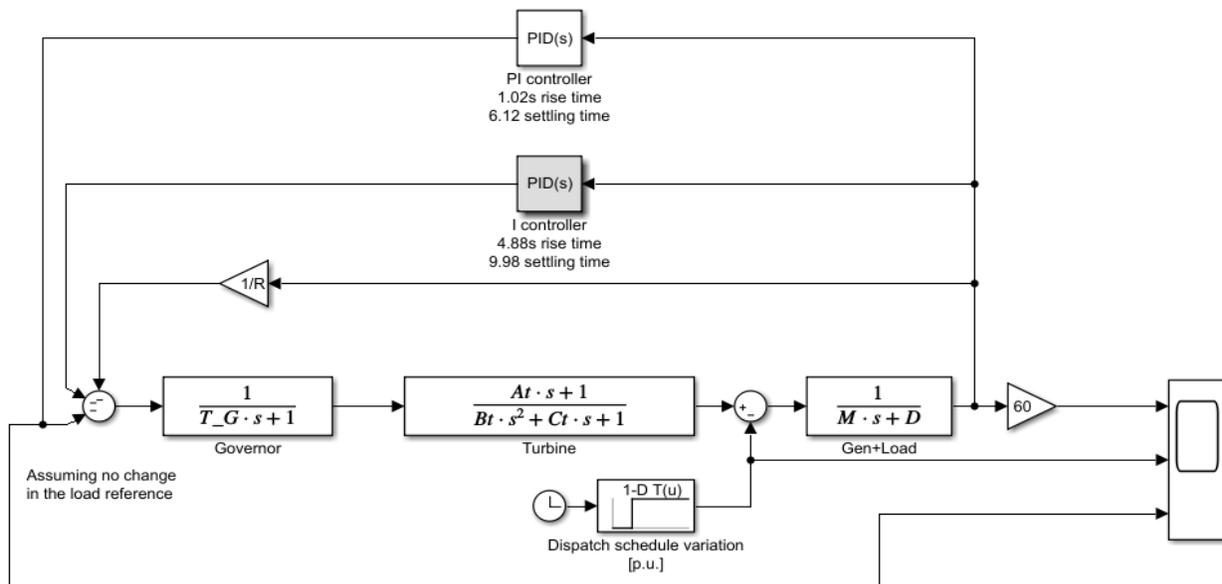


Figura 2.9. Diagrama de bloques del sistema 13 nodos para análisis de regulación de frecuencia. Se utiliza el bloque de control de AGC de respuesta rápida con un tiempo de establecimiento de 6.12 s, se desarrolló un bloque complementario como alternativa, el cual maneja valores típicos (9.98 s de tiempo de establecimiento) el cual se ve sombreado.

La simulación de este sistema en el marco de una hora para un cambio de 10% de aumento en la carga, i. e.: 0.1 p. u., se puede ver en las Figuras 2.10. y 2.11.

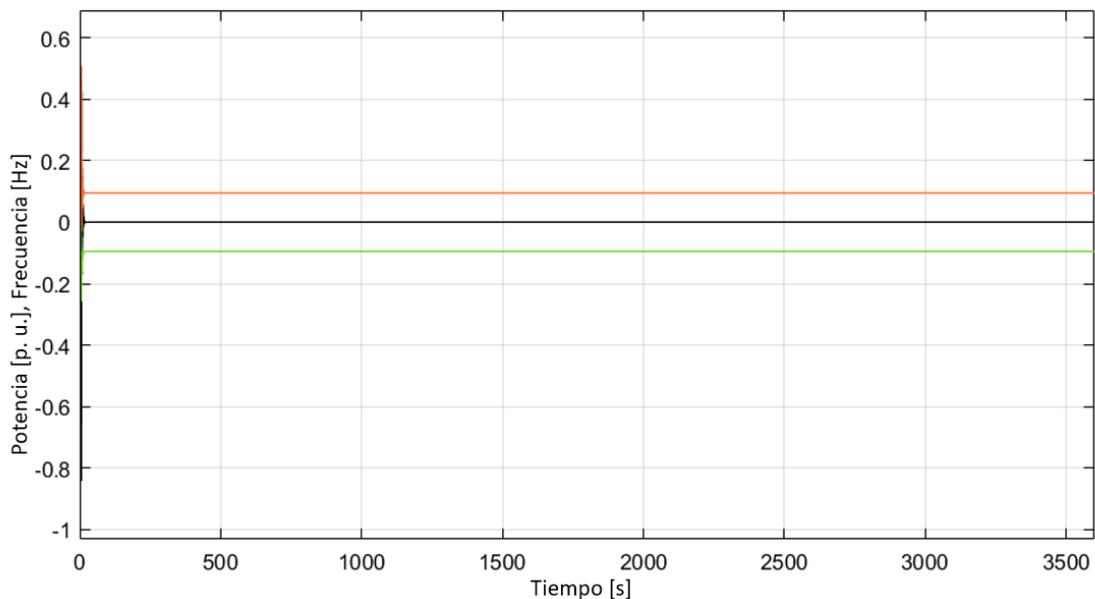


Figura 2.10. Resultados de simulación a 3600 segundos para una perturbación de 0.1 p. u. de aumento en la carga en $t = 5$ s, donde en negro se ve la frecuencia en Hz, en rojo la señal de potencia que usa el sistema como referencia para el gobernador, y en verde se ve la señal de control que entra como retroalimentación a la base del sistema.

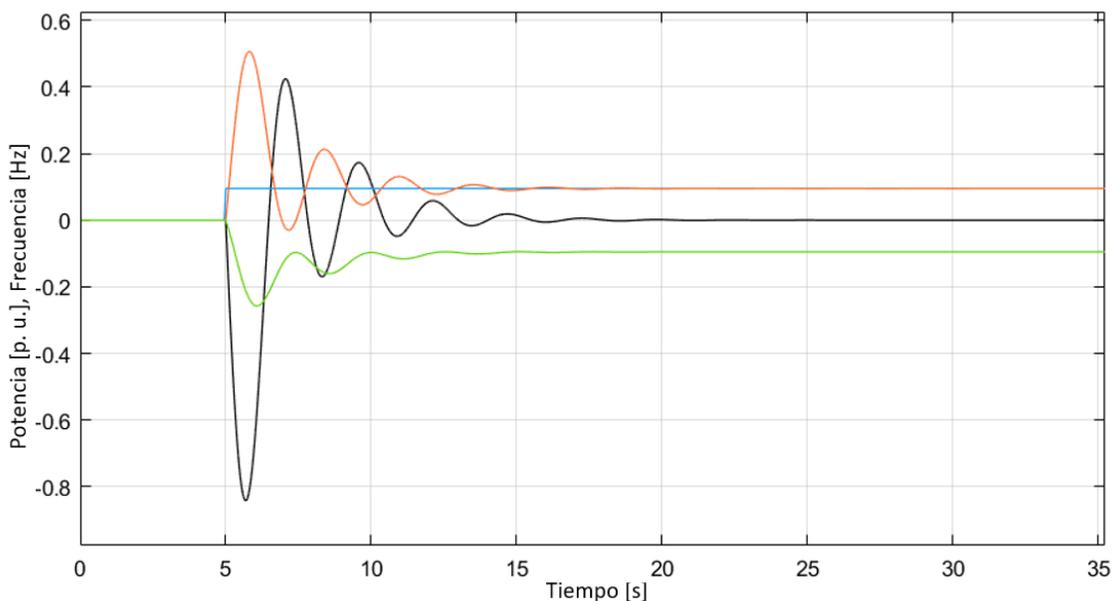


Figura 2.11. Resultados de simulación a 35 segundos para una perturbación de 0.1 p. u. de aumento en la carga en $t = 5$ s, donde en negro se ve la frecuencia en Hz, en azul se ve el cambio en la referencia de potencia base del sistema en p. u., en rojo la señal de potencia que usa el sistema como referencia para el gobernador, y en verde se ve la señal de control que entra como retroalimentación a la base del sistema.

Como se puede ver en la figura 2.9., todos los cambios de potencia externas al generador, turbina, y gobernador entran a ser consideradas como perturbaciones a la entrada del bloque del generador. Es decir que tanto los cambios en la carga propia del sistema, así como las dinámicas que introduzcan acciones alimentadas por el sistema diseñado, son considerados como perturbaciones a este nivel. Similarmente, se configuraron dos controladores para la regulación de frecuencia del sistema. El primero se configuró para que se desempeñara con una dinámica típica del servicio de AGC, implementando un controlador PI cuya respuesta está caracterizada por un tiempo de subida de 4.88 segundos, y un tiempo de establecimiento de 9.98 segundos. El segundo, que se ve implementado de forma activa en el caso de estudio, maneja un tiempo de subida de 1.02 segundos y un tiempo de establecimiento de 6.12 segundos. Los factores de estos controladores se pueden ver en la Tabla 2.2.

Parámetro	Controlador 1	Controlador 2
Integrador	7.5667010528455	16.7668069405998
Proporcional	0	7.65814508830775
Sobrepico	0%	2.92%
Margen de ganancia	12.3 dB @ 2.1 rad/s	7.77 dB @ 2.9 rad/s
Margen de fase	81.1 grados @ 0.364 rad/s	86 grados @ 1 rad/s

Tabla 2.2. Parámetros característicos de los controladores diseñados.

De las figuras 2.10 y 2.11. se puede observar que en general la frecuencia es controlada de forma satisfactoria ante una perturbación que se puede considerar de amplitud plena para la escala de control de frecuencia debido a la naturaleza de pequeña señal que tiene este servicio. La señal de potencia que usa el sistema como referencia tiene la misma magnitud y diferente signo con respecto a la señal que proviene del controlador PI, las cuales igualmente tienen la magnitud del cambio en potencia activa al que se somete el sistema. Por esta razón se puede ver que un sistema de acción electrónica puede actuar de forma mucho más rápida al sistema de potencia y podrá determinar la dinámica del sistema en la labor de mantener un estado estable.

b. Datos de operación para el servicio de regulación de frecuencia

Para el análisis de la solución propuesta, se tomó como base los datos históricos del sistema de potencia colombiano a partir de los registros públicos de XM presentados en [21].

En particular, se emplearon los datos del precio horario de la energía de la bolsa nacional para los años 2018 y 2019 como base de optimización para la programación de despacho orientada hacia el problema de optimización. Esta información se puede ver en la Figura 2. para la cual se trataron los datos presentados en [22], [23]. Así mismo, para propósitos de análisis se realizó la revisión de la capacidad en potencia que se maneja como margen para respuesta de AGC en el sistema por medio de la consulta a la información de servicio de AGC en kWh del 2019 y la generación en kWh en el primer semestre del 2019 [24], [25].

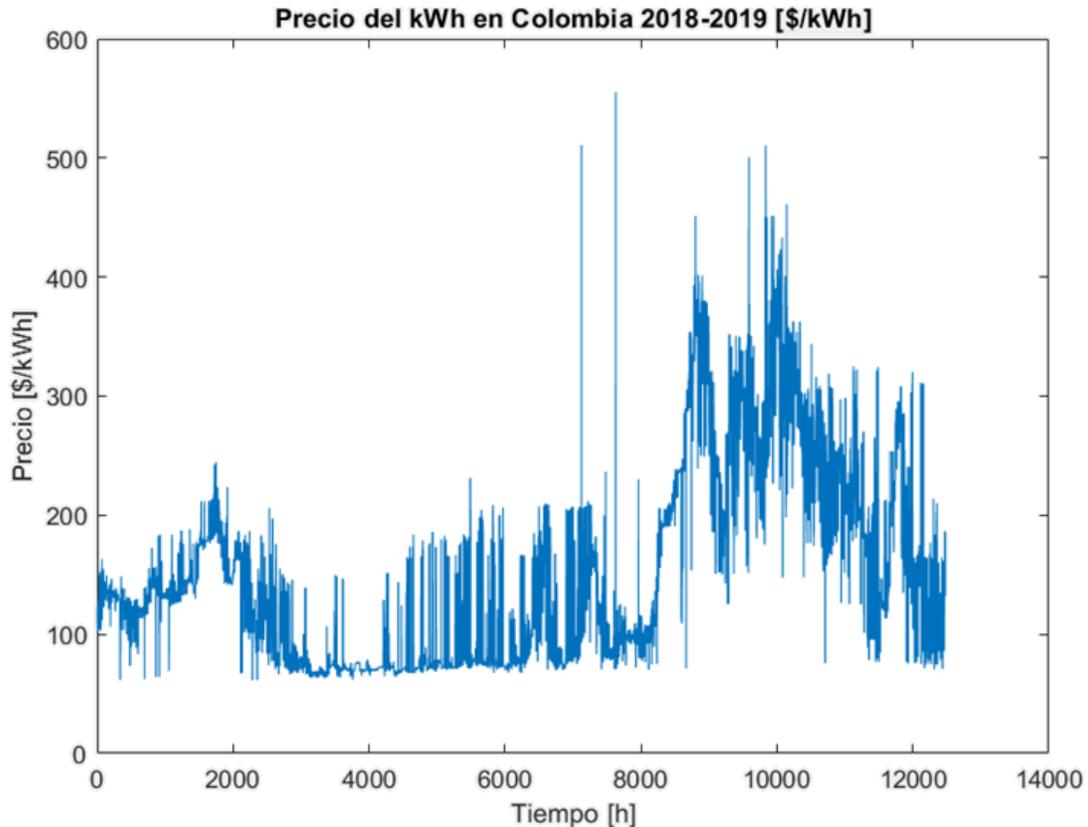


Figura 2.12. Precio real del kWh en el mercado horario eléctrico colombiano para el periodo correspondiente a los años 2018 y 2019.

El precio del kWh tiene dos componentes a ser considerados: El precio en bolsa y el precio de escasez. En condiciones normales de operación, el precio de bolsa corresponde al mayor precio de oferta de los generadores que pueden participar dentro del despacho centralizado, y consecuentemente son programadas para generar dentro de un marco de despacho ideal (en la subasta del día anterior a su entrada) y por esto no presentan inflexibilidad. De esta forma se tiene a este valor como el precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario. Por otro lado, el precio de la escasez es el precio techo que se define para la venta de la energía, y corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Este precio es calculado de forma mensual de acuerdo con un determinado conjunto de reglas establecidas en la regulación determinada dentro del esquema del cargo por confiabilidad [26].

En la Figura 2.12 se puede ver el manejo de ambas tarifas, tal como las tendencias en el precio del kWh correspondientes a las temporadas de sequía y lluvia. En instancias en donde se corrieron riesgos de tener eventos de desconexión o desincronización, es donde consecuentemente fue necesaria la implementación de la compra por medio del precio de escasez. El año 2019 comienza en la hora 8761 en el contexto de la Figura 2.12.

Para el año 2019 se muestran los datos correspondientes a la respuesta del sistema AGC en la Figura 2.13. Es de notar que para las labores de control de frecuencia en el sistema interconectado nacional (SIN) es de considerar las instancias de compra y venta de energía a Ecuador y en un futuro la correspondiente

conexión con Panamá y el sistema eléctrico Centroamericano [25], [27], [28]. La evaluación de este servicio (regulación primaria de frecuencia) es realizada de acuerdo con la regulación provista en [29].

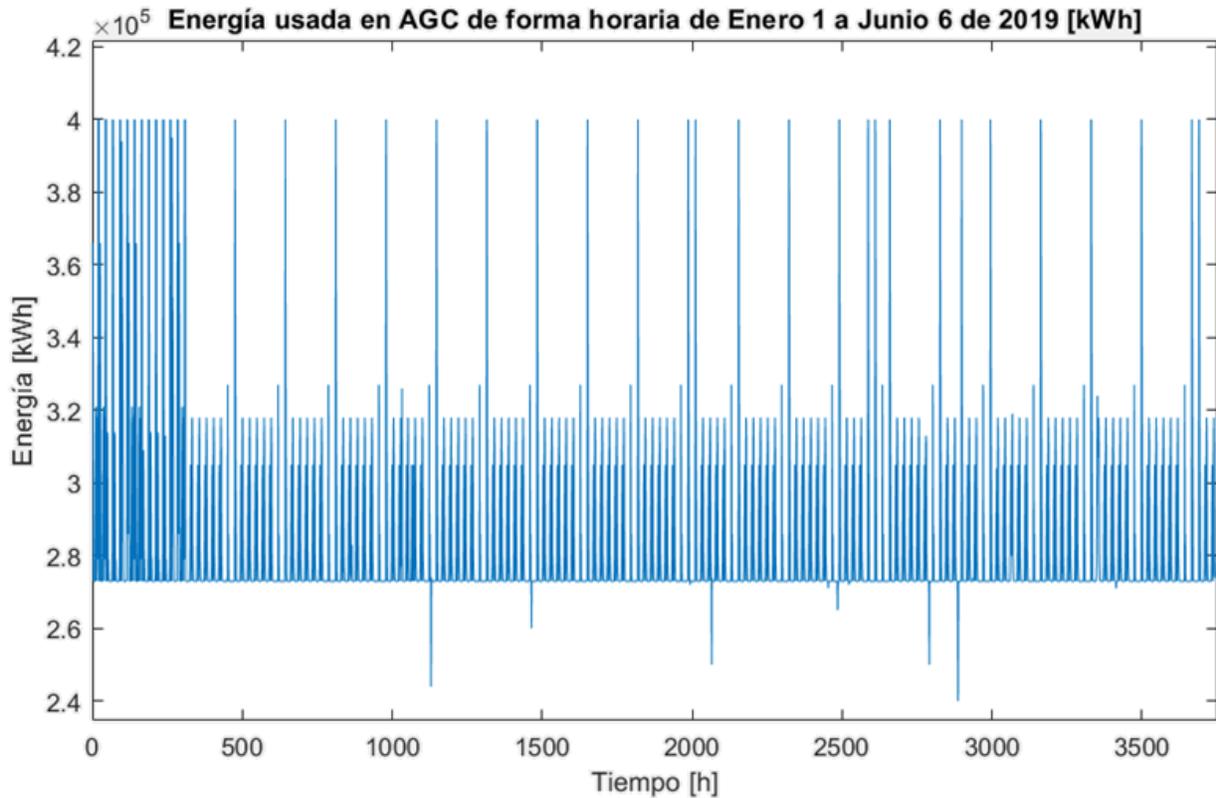


Figura 2.13 Energía usada en AGC de forma horaria de enero 1 a junio 6 de 2019.

En la Figura 2.13 se puede ver que el SIN tiene ciertos rangos de energía para la implementación de este servicio. Este valor se encuentra entre el 4.5% y el 6% de la energía total consumida en el caso de operación normal. El AGC como medio de regulación secundaria tiene una respuesta entre 30 segundos y 10 minutos con el propósito de mantener el sistema evitando deslastre de carga al operar entre 57.5 y 63 Hz en cualquier instante, o entre 57.5 y 58 Hz, o 62 y 63 Hz por menos de 15 segundos. En caso de la ocurrencia del evento de deslastre, este se lleva a cabo por medio del EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga) [3], [30]-[32].

Es de notar que los valores límite serían 178.7 y 238.62 kWh para el servicio de AGC en caso de estudio dado el tamaño del sistema IEEE 13 nodos correspondiente a 3971 MVA para operación tipo isla.

3. Baterías de LiFePO₄

Al utilizar una batería de LiFePO₄ como elemento activo de control para el servicio de regulación, es necesario tener un modelo preciso por medio de cual se pueda determinar un despacho en potencia y a su vez tener una idea del rendimiento de la batería en términos de costo/beneficio. Para estos propósitos se revisa la forma de modelado general para la característica de potencia, la estimación de estado de carga para la determinación de su capacidad en el problema de despacho, y la determinación de su estado de salud para lograr analizar su desempeño como sistema de regulación de frecuencia. Para el caso particular de este trabajo de grado, se caracteriza una batería de 12.8 V y 6.4 Ah de acuerdo con los recursos presentados para este tipo de trabajo.

a. Modelamiento

En relación con el modelamiento de baterías de litio, y en particular LiFePO₄, maneja una amplia gama de métodos de abstracción que permiten manejar las variables de interés como el nivel de precisión deseado de acuerdo con la aplicación propuesta.

Es de destacar que un modelo circuital de la batería permite tener acceso a información del voltaje y la corriente de estas, obteniendo así su potencia, sin perder de vista su naturaleza no lineal. Además, este modelo tiene un buen balance entre su precisión y la capacidad computacional que requiere para calcular los valores respectivos a su funcionamiento. Es decir, se encuentra en un punto intermedio dentro del espectro de modelos de caja negra (e. g.: la ley de Peukert, o modelos estocásticos) y caja blanca (e. g.: modelamiento de fenómenos físico-químicos para una partícula, 2D, 3D, o microestructuras completas).

Se hace necesario precisar que existen varios modelos circuitales, dentro de estos hay un tipo frecuentemente utilizado que consiste en una fuente de voltaje en serie con la resistencia en serie de la batería, en serie con mallas de resistencias en paralelo con impedancias variables (capacitancias, elementos no lineales, o impedancias compuestas), y en algunas ocasiones se conecta en serie una inductancia. Para la caracterización de las baterías del equipo de trabajo, se formula el modelo por medio de una resistencia en serie para considerar la resistencia en serie propia de la batería en serie con una malla compuesta por una resistencia y una capacitancia en paralelo para representar el efecto de la interfaz sólida electrolítica (SEI). En general los modelos pueden representar las baterías de donde derivan datos de forma cada vez más precisa por medio de la inclusión de cada vez más mallas en serie y usando una estimación de parámetros que secciona el uso de la batería de acuerdo con su nivel de carga. Para el presente trabajo se muestra el modelamiento del circuito en la Figura 3.1.

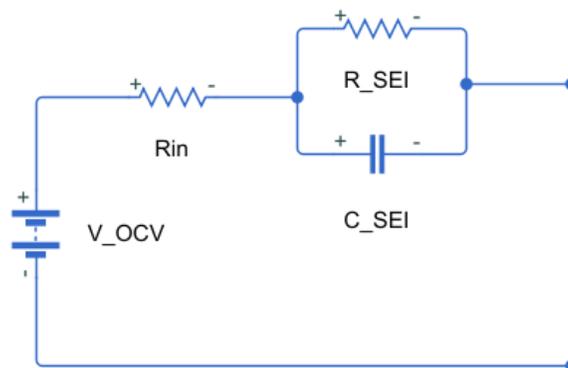


Figura 3.1. Circuito utilizado para modelar la batería de LiFePO₄ de 12 V 6.4 Ah.

El voltaje de circuito abierto es determinado a partir de la selección de electrodos. Este voltaje está regido por las ecuaciones 3.1-3.3.

$$U_{OCV,electrodo} = -\frac{\Delta G_{reacción}}{z \cdot F} = \frac{\Delta H - T \cdot \Delta S}{z \cdot F} \quad 3.1$$

$$U_{OCV, celda} = U_{OCV, cátodo} - U_{OCV, ánodo} \quad 3.2$$

$$U_{OCV,celda(concentración)} = U_{OCV,celda} + \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln\left(\frac{a_{Ox}}{a_{Red}}\right) \quad 3.3$$

La resistencia interna de la batería representa una estructura simple de la batería dada por el transporte de cargas, este fenómeno se ve afectado por la conducción de electrones y de iones. Dicha conducción es afectada por la conductividad del electrolito, los colectores de corriente, y por los cambios a estos que algunos aditivos puedan causar, el uso de los aditivos busca aumentar la conductividad electrónica. De esta forma los materiales activos en los electrodos determinan la conductividad electrónica e incidentalmente corresponde a la resistividad interna de la batería. Este valor es dependiente de la temperatura y se obtiene por medio experimental a través de la medición en la caída de voltaje de la batería ante un pulso de corriente. Los valores típicos de este parámetro se encuentran en el rango de $\mu\Omega$ a Ω .

La capacitancia busca simular la capacitancia de doble capa que se forma al tener una diferencia de potencial entre los electrodos y la solución que lleva a la absorción de iones, este fenómeno es desarrollado tanto para el cátodo como el ánodo a partir de la separación de cargas entre las capas del electrodo y el electrolito. Los valores típicos de este parámetro se encuentran en el rango de μF a kF . La resistencia en paralelo a la capacitancia simula el ritmo de transferencia de carga. Es decir, se modela la reacción química en el electrodo que ocurre con el intercambio o transferencia de cargas. Los órdenes de magnitud típicos para este parámetro están en el rango de $\mu\Omega$ a Ω .

En el modelo mostrado en la Figura 3.1. la fuente de voltaje representa el valor verdadero de voltaje de la batería, en el caso de la química de $LiFePO_4$ esta es una función altamente no lineal dependiente del estado de carga de la batería (SoC), i. e.: El porcentaje de capacidad en amperios-hora que tiene la batería con respecto a su capacidad nominal. En baterías de esta composición química se tiene un área de la función donde el voltaje no cambia de forma significativa con respecto a cambios en el estado de carga o consumo/provisión de corriente, en inglés esta región se denomina como plateau o región de estancamiento. Además de este comportamiento inherentemente no lineal, las baterías de litio tienen un comportamiento de histéresis sobre su carga y descarga, demostrando un voltaje superior al verdadero al cargarse, y menor al descargarse. Este comportamiento junto con su decaimiento al valor verdadero se modela por medio de los elementos capacitivos en los modelos circuitales. Para la resolución de los valores de voltaje se considera suficiente el uso de 1001 intervalos para tener una resolución del 0.1% sobre el valor del voltaje de circuito abierto.

El método implementado para la determinación del voltaje verdadero es las pruebas de carga y descarga continuas. Este método consiste en obtener información del voltaje de la batería a distintos valores de corriente tanto para su carga como su descarga, y promediar estos resultados. Dada la capacidad de descarga en corriente que maneja la batería se determina que los valores utilizados para la obtención del valor real son 0.5C y 0.78C, i. e.: 3.2 A y 5 A. Este método se ve ilustrado en la Figura 3.2.

En general, este seccionamiento se puede mejorar para tener una respuesta más cercana a la real incluyendo consideraciones por cambios en la dinámica de la batería ante su temperatura de operación, las cuales se simplifican dada la naturaleza de las pruebas y los datos de temperatura tomados. Para el caso de estudio se analiza el estado de estabilidad térmica al observar la temperatura tras una operación continua tanto en carga como descarga a 0.78C o 5 A (corriente máxima especificada por el fabricante). Dicha toma de datos se puede observar en la Figura 3.3.

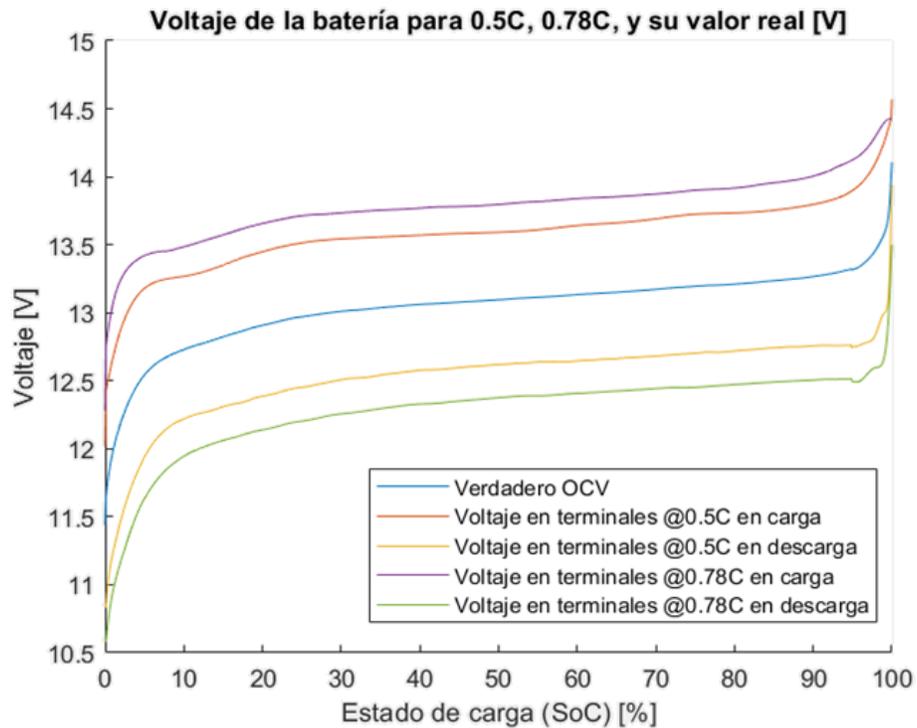


Figura 3.2. Valores de voltaje de acuerdo con la corriente de operación de la batería, y voltaje verdadero de la batería.

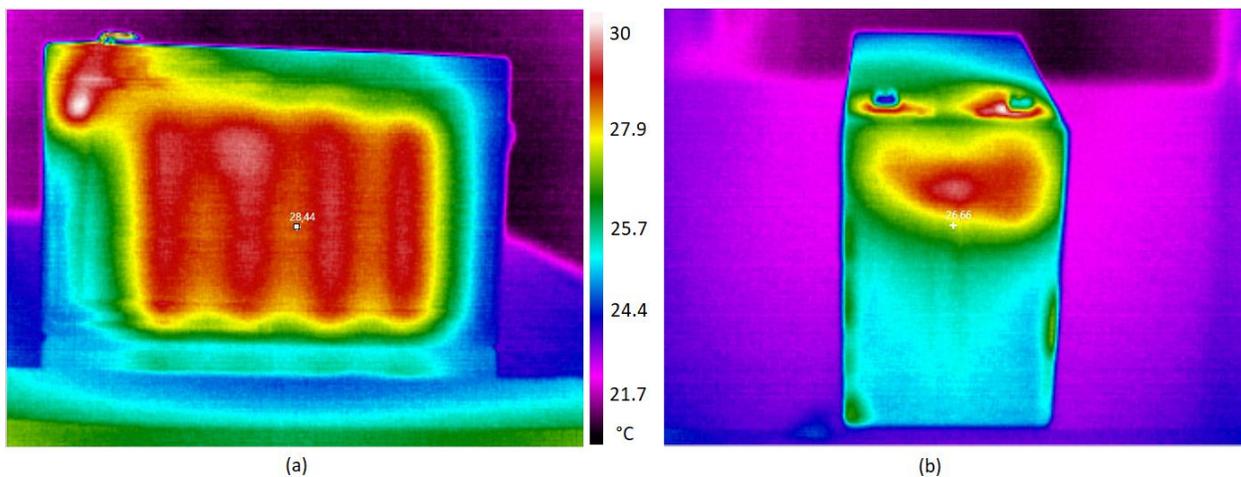


Figura 3.3. Punto de operación térmico de la batería caracterizada.

Con base a los resultados presentados en la Figura 3.3., se puede identificar que la temperatura de operación correspondiente a una corriente de 0.78C es de 30 °C bajo condiciones de temperatura ambiental de 20 °C. Estos valores de temperatura son determinados por medio del ajuste automático de rango, y la función de detección de temperatura ambiental propias del equipo Fluke Ti 32 empleado en la toma de datos.

En este contexto, las dinámicas de los elementos pasivos se caracterizan típicamente por medio de menos secciones que el voltaje de circuito abierto dado que sus dinámicas expresan los fenómenos transitorios de la batería y subsecuentemente tienen una variabilidad con menor impacto en el modelo y el manejo de esta resolución en los intervalos es capaz de expresar las características de la batería con un grado de precisión suficiente. Sin embargo, de forma similar al voltaje, estos parámetros presentan variaciones al cambiar la magnitud de la señal de corriente utilizada para el funcionamiento de la batería, es decir, los valores de las resistencias y la capacitancia cambian de acuerdo con la magnitud y signo (carga o descarga) de la corriente. En el presente trabajo se caracterizaron los valores de los elementos pasivos por medio de 24 secciones de SoC junto con 4 valores de corriente: -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A (-0.78C, -0.5C, 0.5C, y 0.78C).

Atendiendo las anteriores consideraciones, se utiliza un método complementario al de la prueba de descarga continua (CDT o CCT por sus iniciales en inglés Continuous Discharge/Charge Test) para la derivación de estos parámetros, el cual es la prueba de descarga por pulsos (PDT o Pulse Discharge Test). Esta prueba consiste en descargar la batería por pulsos tal como su nombre lo implica, los pulsos están distribuidos de acuerdo con la cantidad de secciones a caracterizar en la batería, y congruentemente descargan una fracción proporcional a la capacidad correspondiente a la sección de la batería. Los pulsos se toman en periodos de una hora para pulsos que ocurran con valores de estado de carga entre 10 y 100%, y en periodos de 4 horas para pulsos que ocurran con valores de estado de carga entre 0% y 10%. En la Figura 3.4. se puede ver la forma general de un pulso de descarga, junto con los puntos de derivación de datos para la abstracción de parámetros.

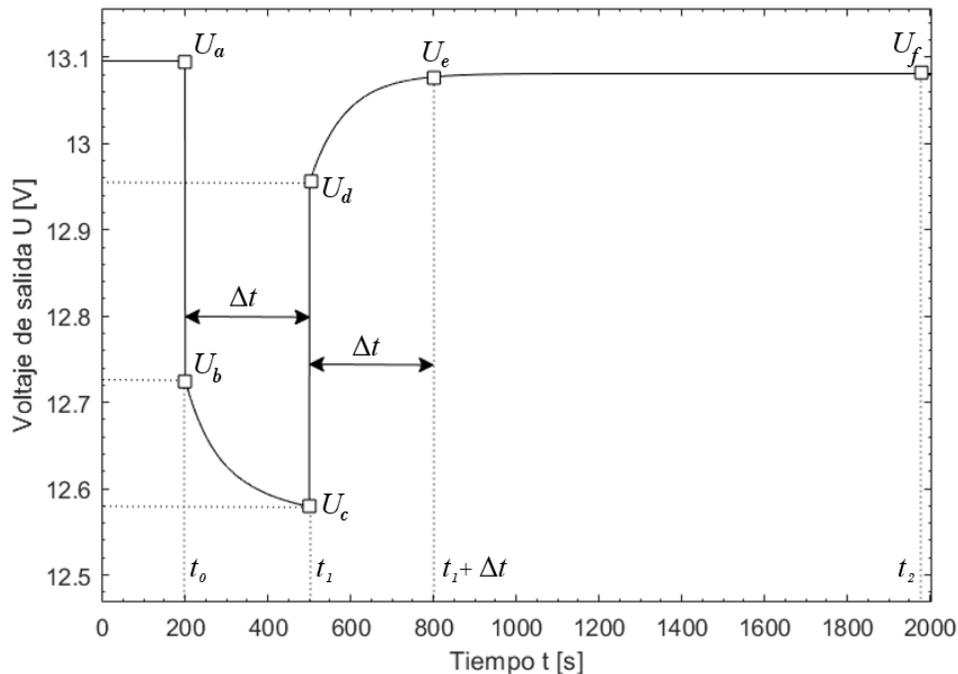


Figura 3.4. Medición de un pulso de corriente para la determinación de parámetros circuitales.

Como se puede ver en la Figura 3.4., se toman 6 valores de referencia de voltaje: U_a es tomado en el instante anterior a el pulso, U_b es tomado en el instante cuando la batería es sometida al pulso de corriente, U_c es tomado en el instante cuando el pulso termina, U_d es tomado en el instante siguiente a cuando el pulso termina, U_e es tomado tras un periodo igual al periodo de descarga con respecto a U_d , y U_f es tomado tras un tiempo a determinar el cual sea menor al periodo de descanso entre pulsos y mayor a el tiempo de toma de U_e . Para el presente trabajo se toman los valores de tiempo de acuerdo con los valores de corriente calculados de acuerdo con las ecuaciones 3.4. y 3.5.:

Para corrientes de carga y descarga de 0.5C o 3.2 A:

$$Tiempo\ de\ pulso\ \Delta t = \frac{6.4\ Ah}{3.2\ A} \times \frac{3600\ s/h}{24\ intersecciones} = 300\ s \quad 3.4.$$

Para corrientes de carga y descarga de 0.78C o 5 A:

$$Tiempo\ de\ pulso\ \Delta t = \frac{6.4\ Ah}{5\ A} \times \frac{3600\ s/h}{24\ intersecciones} = 192\ s \quad 3.5.$$

Es decir que para corrientes de descarga de 3.2 A se tiene un pulso de 300 segundos o 5 minutos, teniendo: @t₀⁻ : U_a , @t₀ : U_b , @t₁= t₀+300s = t₀+Δt : U_c , @t₁⁺ : U_d , @t₂= t₀+600s = t₁+Δt : U_e , @t₂= t₀+ 1100s : U_f . Para corrientes de descarga de 5 A se tiene un pulso de 192 segundos o 3 minutos y 12 segundos (3.2 minutos), teniendo: @t₀⁻ : U_a , @t₀ : U_b , @t₁= t₀+192s = t₀+Δt : U_c , @t₁⁺ : U_d , @t₂= t₀+384s = t₁+Δt : U_e , @t₂= t₀+ 884s : U_f .

Los valores de voltaje son utilizados de acuerdo con las ecuaciones 3.6. – 3.10. para derivar los valores circuitales.

$$R_i = \frac{U_a - U_b}{I} = \frac{U_d - U_c}{I} \quad 3.6$$

$$R_{tot} = \frac{U_f - U_c}{I} \quad 3.7$$

$$R_{SEI} = \frac{R_{tot} - R_i}{\Delta t} \quad 3.8$$

$$\tau = \frac{\Delta t}{\ln\left(\frac{U_e - U_f}{U_d - U_f}\right)} \quad 3.9$$

$$\tau = R_{SEI} C_{SEI} \quad 3.10$$

Los resultados obtenidos para la resistencia interna y los elementos pasivos del SEI se pueden ver en las figuras 3.5. a 3.7, y en las tablas B.1 a B.3 en el Anexo B.

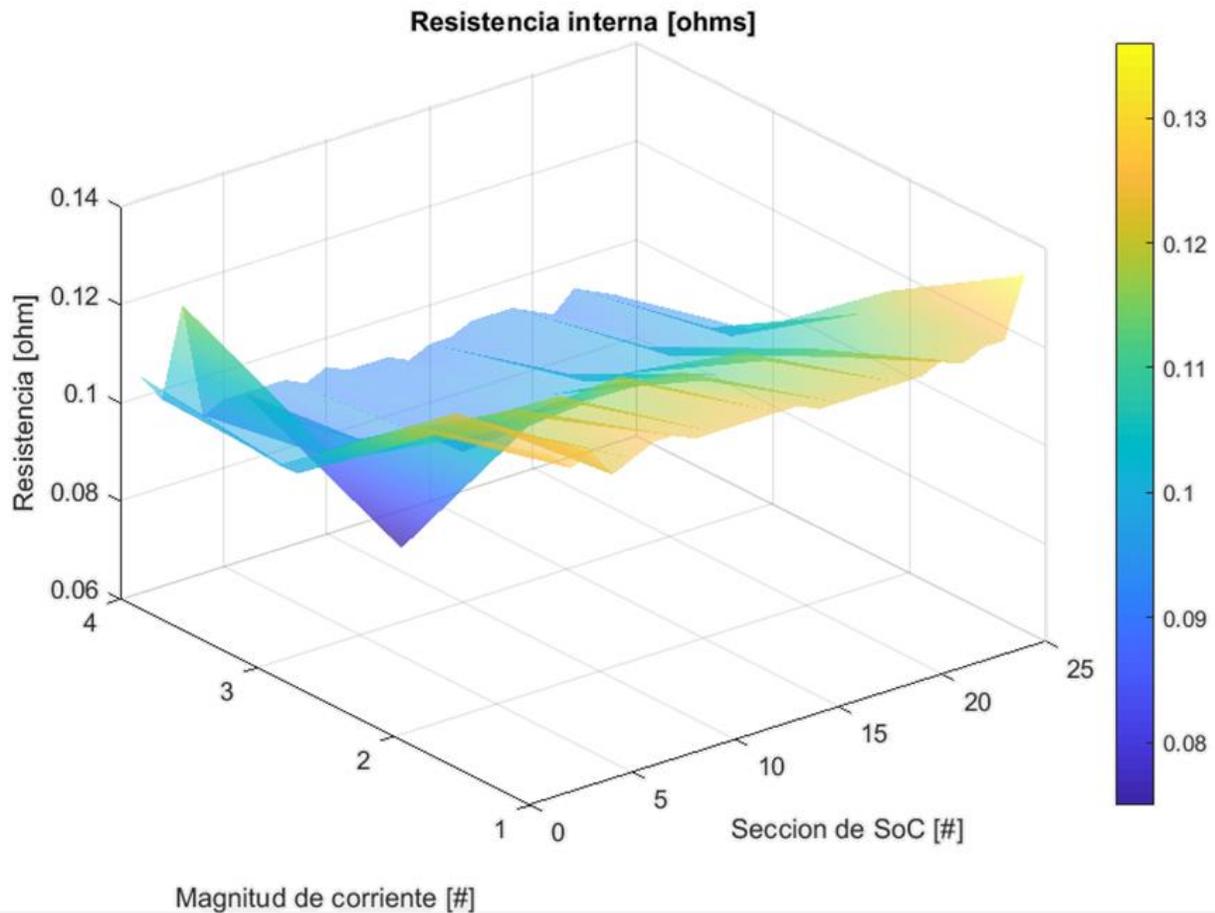


Figura 3.5. Superficie correspondiente a la resistencia interna en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.

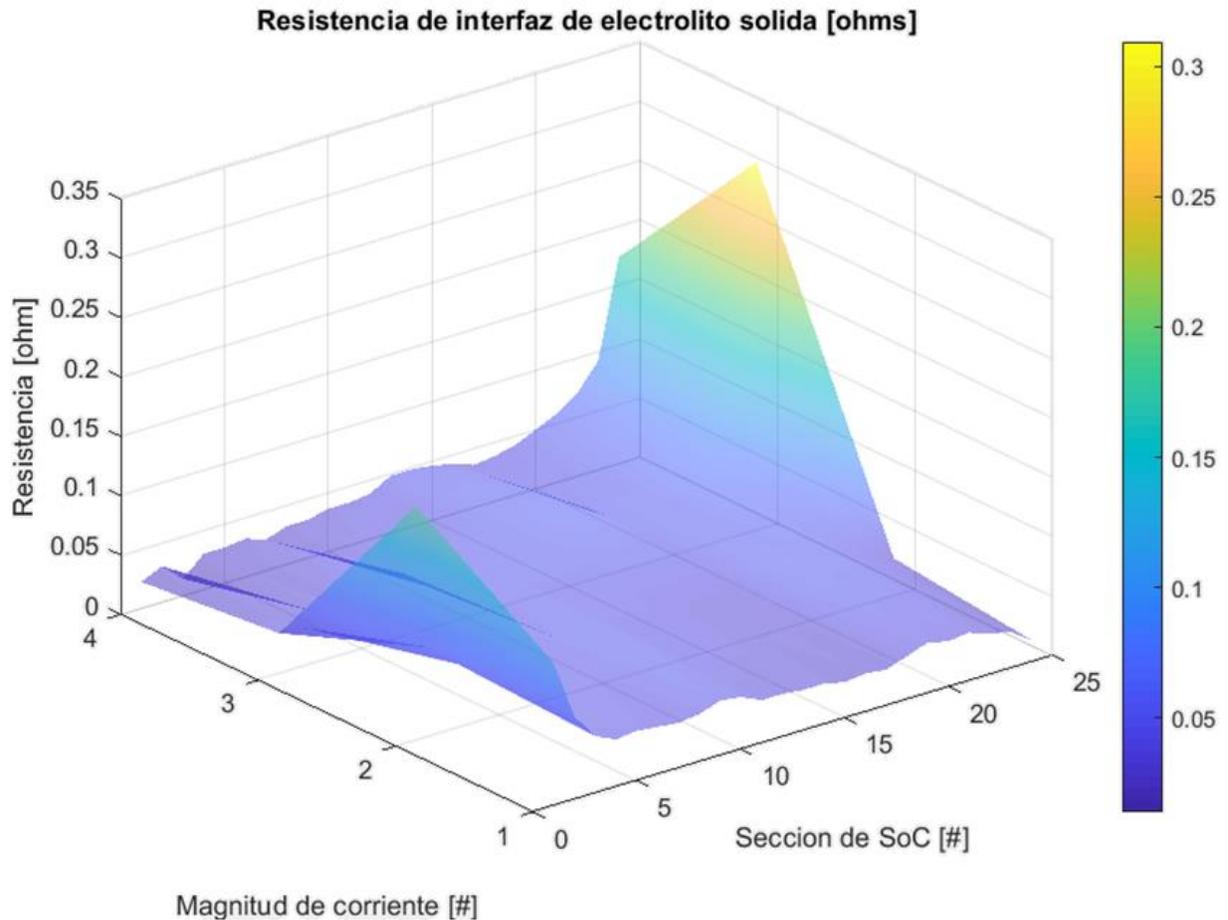


Figura 3.6. Superficie correspondiente a la resistencia de SEI en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.

De acuerdo con lo anterior, la comparación de resultados de los PDT y PCT generados por el modelo con respecto a los datos experimentales se puede ver en la Figura 3.8., el cual fue obtenido a partir del esquema de hardware-in-the-loop (HIL); este modelo implementa en Simulink la suma de los diferentes voltajes circuitales en base al esquemático mostrado en la Figura 3.1., dicha implementación se muestra en las Figuras 3.9. y 3.10.

En general existen dos métodos populares y complementarios para la estimación de estado de carga de una batería: La derivación a partir de la medición del voltaje de circuito abierto, y por medio del conteo de Coulombs durante la operación de la batería. El primer método de estimación resulta altamente incierto en ciertos estados de carga debido a la naturaleza altamente no lineal de las baterías de LiFePO_4 en su relación Voltaje-SoC, por esta razón es más eficiente a corto plazo utilizar el método de conteo de Coulombs para baterías de esta composición química. Sin embargo, dada la facilidad en la implementación de ambos métodos de forma simultánea, es común ver dicha combinación. Esta permite una gran mejora en términos generales, ya que para largos periodos de descanso o cuando se opera con un estado de carga donde el voltaje está por fuera del plateau, es posible corregir de forma completa o parcial el estado de carga estimado de forma respectiva [33], [34].

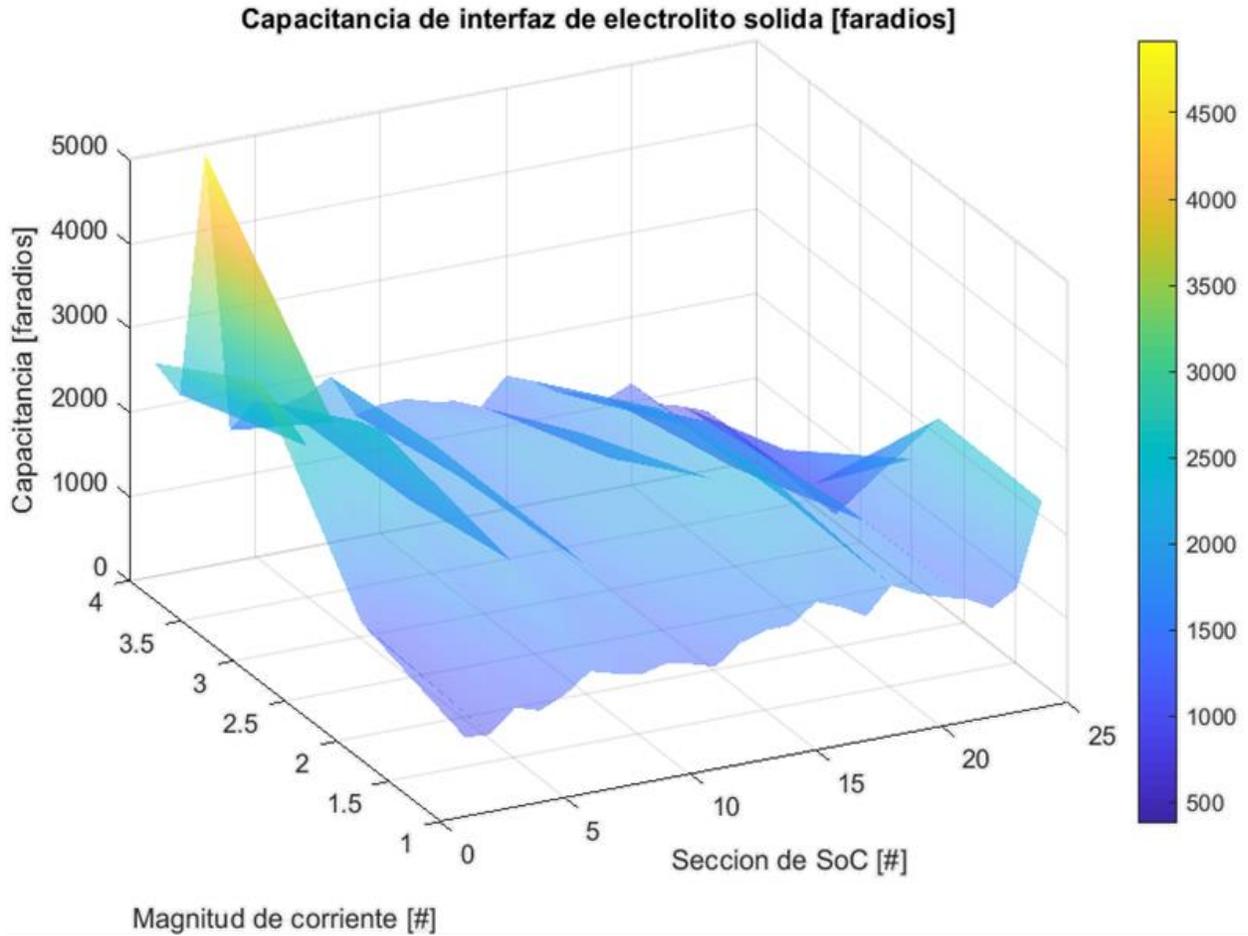


Figura 3.7. Superficie correspondiente a la capacitancia de SEI en base al estado de carga de la batería y la corriente de carga/descarga. Donde un SoC = 1 implica un 0% y SoC = 24 implica un 100%, y una magnitud de corriente = 1, 2, 3, y 4 implican -5 A, -3.2 A, 3.2 A, y 5 A respectivamente.

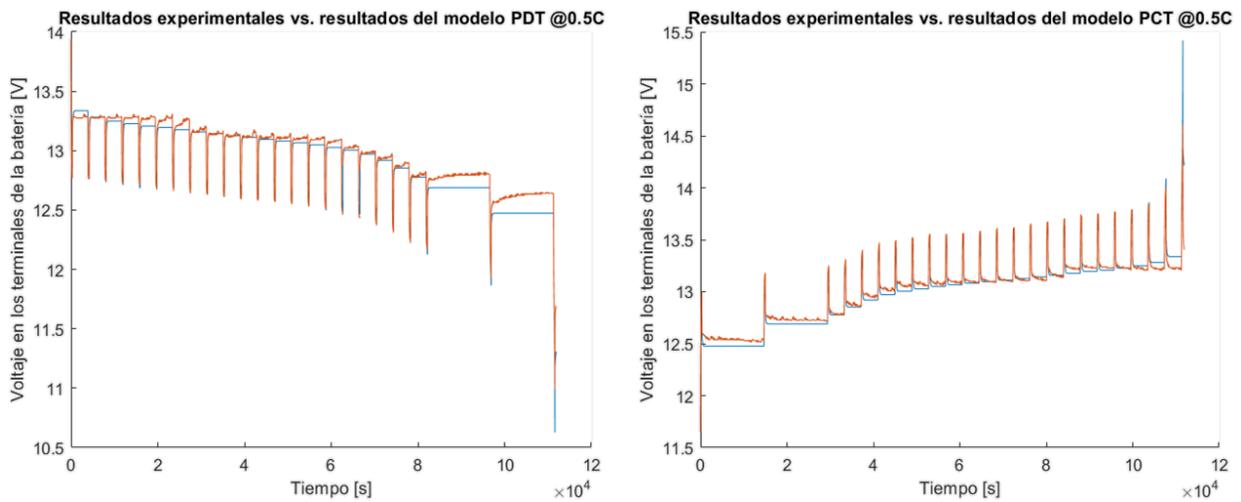


Figura 3.8. Comparación de datos experimentales, en rojo, con el comportamiento del modelo, en azul; para los casos de las pruebas de carga y descarga por pulsos.

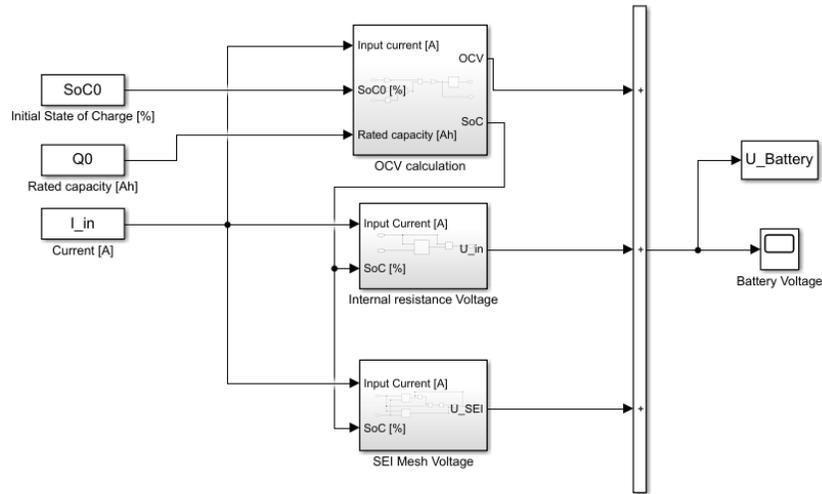


Figura 3.9. Modelo generalizado de la batería, se emplea como entradas el estado de carga inicial, la capacidad nominal en Ah, y la corriente de entrada en A durante el tiempo de simulación.

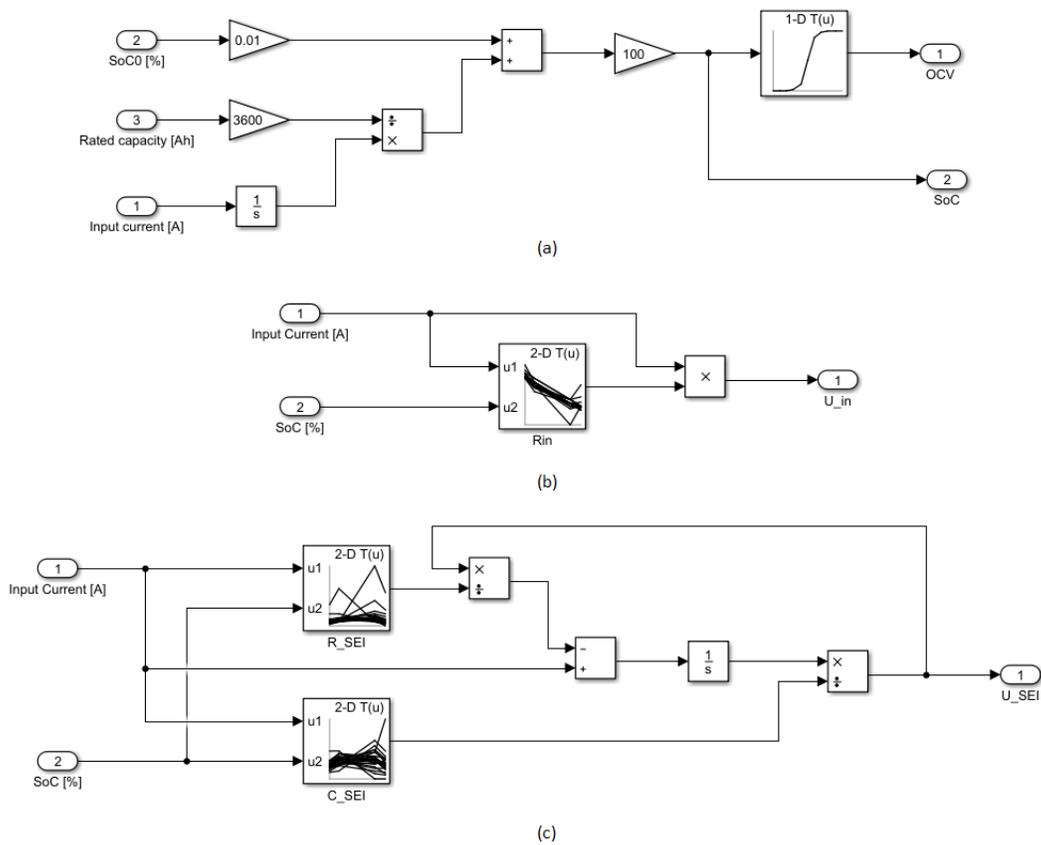


Figura 3.10. Implementación de los bloques del modelo circuital. (a) Componente de cálculo del voltaje de circuito abierto a partir de una tabla de consulta, integrador de corriente para determinar el SoC y los datos obtenidos en el CCT/CDT. (b) Cálculo de caída de voltaje en la resistencia interna de acuerdo con la ley de Ohm y una tabla de consulta bidimensional (SoC y corriente). (c) Cálculo de la caída del voltaje en la malla del modelo de la SEI de acuerdo con la ley de Ohm y la ecuación de voltaje de un capacitor, en conjunto con sus tablas de consulta bidimensional (SoC y corriente).

A partir de la comparación entre los datos experimentales y la simulación se obtiene un valor en el cálculo de la raíz del error cuadrático medio entre 0.0642 y 0.1427 de acuerdo con el caso (magnitud y dirección de la corriente). Al normalizar estos valores con respecto al voltaje nominal de la batería (12.8 V) podemos obtener el porcentaje de incertidumbre máxima manejando este modelo, para lo cual se obtiene un valor de 1.1148%. Con este resultado se está cumpliendo con las metas propuestas dentro del presente trabajo.

b. Estimación de estado de salud

Existen varias formas de medir el estado de salud de una batería: Por su capacidad en Ah, por su resistencia interna, o por su capacidad de potencia. En el caso de los vehículos eléctricos se usa como criterio que el estado de salud está al 100% (la batería se encuentra en el inicio de su vida) en tanto su resistencia, o sus capacidades de potencia, o de corriente estén al 100%, y el estado de salud está al 0% (la batería se encuentra en el final de su vida) cuando sus capacidades de potencia o de corriente están al 80%, o su resistencia interna sea el 200% de su valor inicial. Este mismo criterio se usa de forma casi universal a pesar de que existen aplicaciones para baterías sobre el final de su vida, como por ejemplo en casas inteligentes donde el comportamiento de la carga es parcialmente predecible basado en la rutina cotidiana de los habitantes y sus hábitos/actividades de consumo.

La mayoría de las herramientas de estimación de estado de salud consisten en algoritmos o modelos matemáticos que consideran el número de ciclos, la temperatura de operación (no necesariamente la temperatura ambiente), la magnitud de corriente de operación, y la profundidad de descarga (DoD por sus siglas en inglés). La profundidad de descarga se puede calcular al realizar la operación $DoD = 1 - SoC$, o en caso de utilizar porcentajes $DoD = 100 - SoC$.

Para la determinación del estado de salud de las baterías se emplea un modelo matemático basado en los resultados mostrados por [35], y se comparó y ajustó para incluir la información en [35] y [36] dada la similitud en los valores de capacidad de descarga utilizados en [36] (0.5C y 0.75C), en comparación a los valores más extremos, pero más extensivos de [35] (0.5C, 2C, 6C, y 10C). En general, a mayor DoD y mayores valores de corriente se tiene una degradación más rápida del estado de salud, sin embargo, la dependencia de la temperatura no es una función lineal. El desgaste en la salud de la batería es mínimo alrededor de las temperaturas ambiente y de operación de aproximadamente 25°C, usualmente a 0°C se tiene un desgaste similar del estado de salud a una operación a 40°C, luego la función que relaciona la temperatura con el SoH no es simétrica. En la Figura 3.11. se muestra la forma de la curva de degradación para condiciones nominales de temperatura (25°C) y un DoD de 100%.

La ecuación utilizada para calcular la capacidad perdida por ciclo de la batería de acuerdo con la temperatura, DoD, y corriente se puede ver en la ecuación 3.12. El ajuste de los parámetros se puede ver en la Figura 3.12.

$$Q_{loss} = B \cdot (2 \cdot Cyc \cdot DoD)^{0.55} \exp \left[\frac{-31700 + 370.3 \cdot I(C)}{R \cdot T} \right] \quad 3.11$$

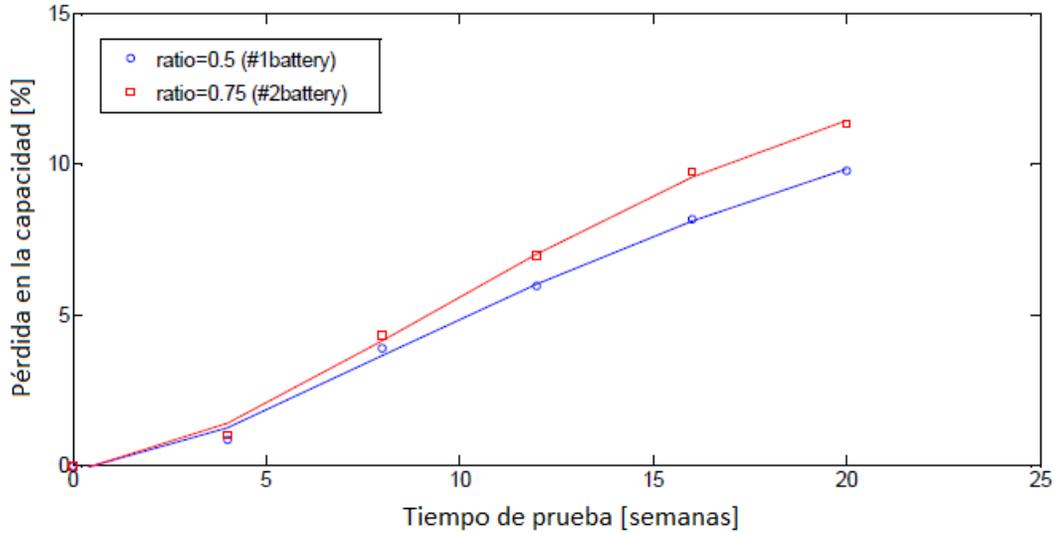


Figura 3.11. Degradación en la capacidad de una batería de LiFePO_4 con respecto a su tiempo de uso [36].

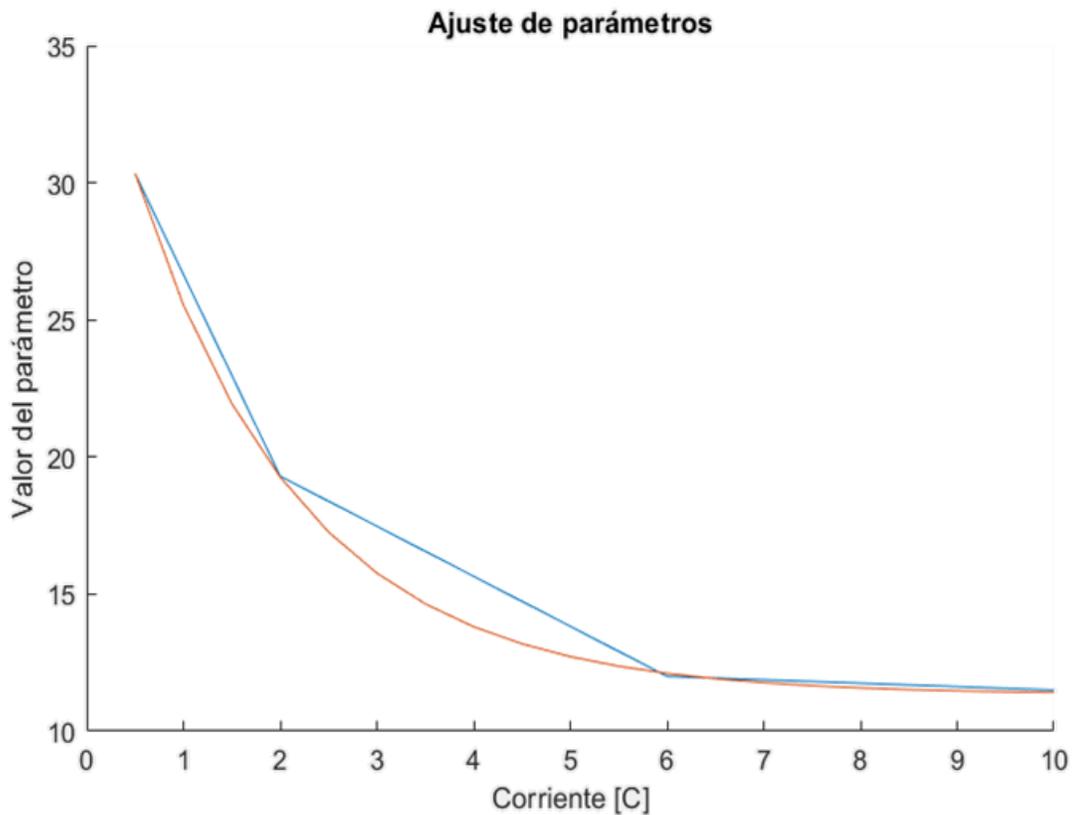


Figura 3.12. Parámetros matemáticos para la derivación de una fórmula que estime el SoH de una batería de LiFePO_4 . En azul se tienen los valores derivados de la literatura, y en rojo se tiene la función obtenida.

En la ecuación 3.11 Q_{loss} es la capacidad perdida en términos de Ah, B es un parámetro que depende de la magnitud de la corriente de prueba, Cyc es el número de ciclos a los que se ha sometido la batería, R es la constante de gases, T es la temperatura en $^{\circ}\text{K}$, e $I(C)$ es la corriente en términos de la capacidad. Los datos para el parámetro B se organizaron y en base a su forma se determinó una función para realizar un

ajuste matemático por medio de la función 'fit' de MATLAB, la ecuación completa se guardó como una función propia del espacio de trabajo de MATLAB con lo que se completó el método de determinación del SoH.

c. Implementación del esquema HWIL

Para esta implementación se utilizan dos equipos, uno para la carga, y el otro para la descarga y el registro de datos. Estos equipos tienen la opción de ser controlados de acuerdo con el tipo de rendimiento deseado (sea en corriente o en potencia) por medio de retroalimentación o un cambio en el tipo de operación.

Para cargar las baterías se utiliza una fuente electrónica programable DC modelo XRii 125-16.0 de marca Magna Power, la cual tiene un rango de salida DC de 0 a 125 V y de 0 a 16 A. Se configura el control de los parámetros de salida incluyendo la entrada y salida de operación de esta por medio de una comunicación a través del protocolo TCP/IP que tiene disponible, realizando la conexión por medio del toolbox de control de instrumentos e implementando las funciones o comandos propios de los equipos Magna Power. Su configuración tiene habilitados: la medición remota de voltaje, el control externo (remoto) e interno (por medio del panel propio del equipo) de la entrada y salida de operación, la programación externa de parámetros de voltaje y corriente tanto de operación como de disparo de protección, y el control remoto (desde un computador).

El modo de operación de la fuente es de corriente constante para las pruebas de pulsos y continuas de carga y descarga, y en caso de realizar operaciones de potencia con la batería se puede realizar la derivación del valor deseado a partir del voltaje medido y por medio de los comandos ejecutar el valor de corriente respectivo, realizando ajustes adicionales por retroalimentación a través de los comandos de medición, fuente, y salida (Measure, Source, y Output en el manual del equipo).

En la Figura 3.13 se muestra la configuración de la dirección y puertos que se utiliza en la comunicación con la fuente Magna Power. Para la implementación se verifica en MATLAB que el equipo esté disponible y se crea un objeto TCP-IP, se verifica que dicho objeto no esté vacío y ante una comunicación exitosa, se utiliza la función `fprint` para el envío de comandos al objeto TCP-IP. Se opta por utilizar la función de timer de MATLAB para el caso de pruebas o implementaciones con marcos de tiempo fijos de acuerdo con un estado de operación [37].

Para el caso de la descarga de las baterías y el almacenamiento de datos en general, se utilizó la carga electrónica BK 8502 de marca BK Precision. Tiene como posibles modos de operación: Corriente constante, voltaje constante, potencia constante, e impedancia constante. Estos modos se pueden configurar para operar de forma manual, temporizada o basado en señales de disparo. El rango de operación del equipo es de 0-500 V de entrada y de 0-30 A a una capacidad de 600 W. De esta forma se programó por medio de temporización a través del software de la carga las pruebas deseadas. La conexión entre el computador y la carga es realizada a través de un cable serial con adaptador a USB [38]. El diagrama de conexiones para la implementación HWIL se muestra en la Figura 3.14.

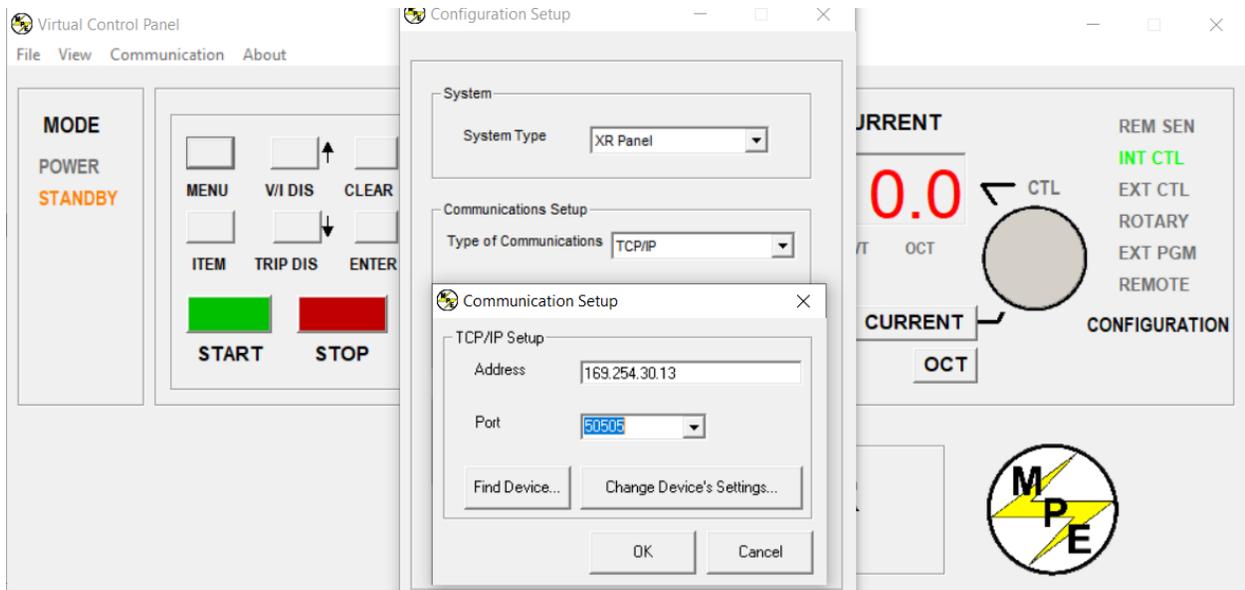


Figura 3.13. Configuración de comunicación de la fuente DC programable.

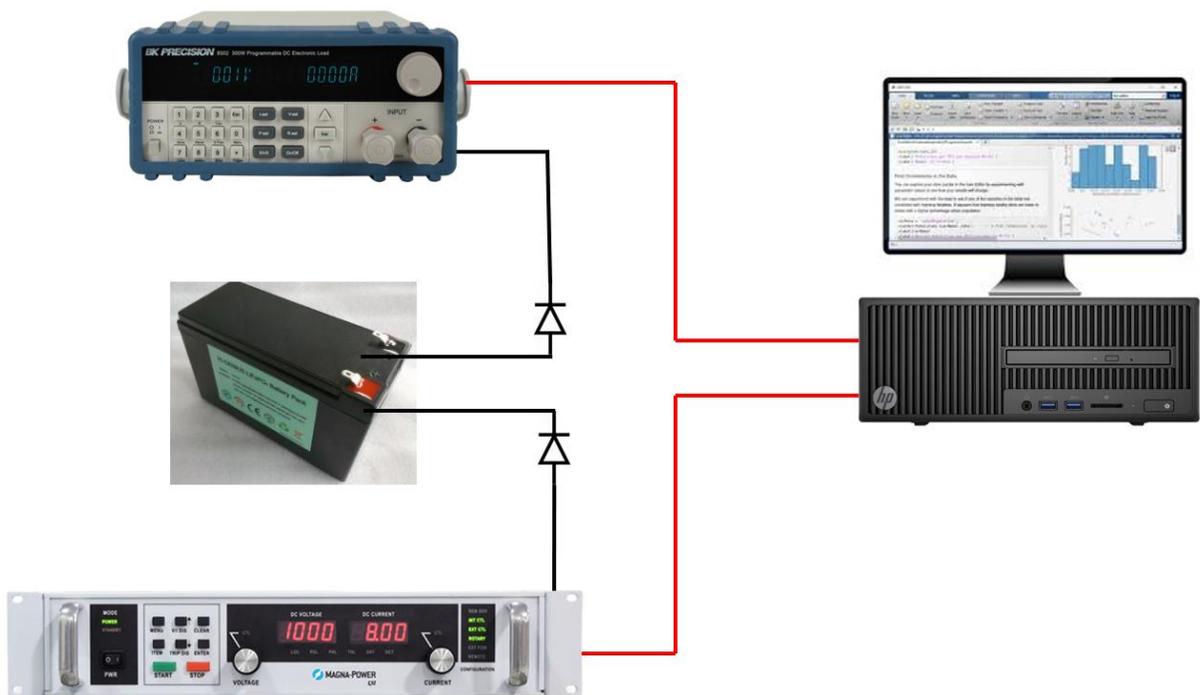


Figura 3.14. Estructura de HWIL manejada para las pruebas de la batería, donde en negro se tienen las conexiones eléctricas y en rojo las conexiones de comunicación.

4. Sistema de regulación de frecuencia

El sistema de control de frecuencia consiste en la inyección de potencia activa a una red de potencia. Al realizar la propuesta del uso de baterías para la realización de esta función, es entonces de vital importancia revisar el desempeño económico para su viabilidad en implementación.

En general, los mercados de la energía son regulados y manejan sus precios de acuerdo con la optimalidad de Pareto para la determinación de los actores que realizan tanto la compra como la venta de este recurso. Esto resulta en un ambiente muy apropiado para el uso de sistemas de almacenamiento de energía como opción de agente regulador, ya que la correlación entre el precio y el consumo de energía contribuye a tener un balance económico positivo. En tanto la demanda sube o la generación disminuye se tendrían precios superiores de energía, y se requiere inyección de potencia para la respectiva regulación de frecuencia. Por lo tanto, el problema se puede formular como la optimización del despacho de potencia para las baterías como elemento de almacenamiento.

a. Planteamiento del problema de control óptimo

Para la formulación se tiene entonces un objetivo económico basado en la potencia derivada del sistema de baterías, en consecuencia, se utiliza el precio del kWh en Colombia como referencia [22], [23] para realizar la evaluación de los parámetros de potencia de acuerdo con lo formulado en la sección 2. Para la propuesta matemática se tiene en cuenta que el mercado de energía opera de forma diaria y maneja un despacho horario, junto con la capacidad de potencia y limitaciones físicas de la batería.

Correspondientemente, el problema de optimización tiene una forma lineal para el caso de lazo abierto como se describe en la ecuación 4.1.

$$\begin{aligned} \max_x f^T x \\ \text{tal que: } \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \end{aligned} \quad 4.1$$

Donde x es la variable de decisión y corresponde a la potencia a despachar de la batería por día, por lo que las dimensiones de dicha variable son 24×1 en relación con el despacho horario del día anterior. De esa forma f son los valores de precio horario diarios y tienen una dimensión de 1×24 .

Para el desarrollo del problema a lo largo del tiempo se formula como condición inicial un estado de carga de 55% para tener capacidad tanto de carga como de descarga en la batería. Se determina este valor dado que la no linealidad de la batería implica que se tiene una capacidad mayor de potencia para carga que para descarga si se comienza desde el 50%. Este comportamiento se evidencia en la Figura 3.2. donde la misma magnitud de corriente corresponde a diferentes valores de voltaje dependiendo de su dirección (carga o descarga). Una vez definido esto, se determina el límite de operación de acuerdo con el límite de potencia de las baterías, para esto se define a A como una matriz compuesta por dos matrices triangulares A_1 y A_2 como se ve en las ecuaciones 4.2. y 4.3.

$$A_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}; A_2 = \begin{bmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 \\ -1 & -1 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ -1 & -1 & \dots & -1 \end{bmatrix} \quad 4.2$$

$$A = \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \end{bmatrix}$$

4.3

Esta restricción implica que la suma de las potencias para todo tiempo t de operación, i.e.: todas las horas del día, debe estar dentro de los límites del vector b , el cual se define con base en la mitad de los límites en potencia de la batería (dado que el estado inicial se asume cerca del 50% en capacidad de potencia), y los límites inferiores y superiores (lb y ub) se definen con base en la capacidad de potencia y energía de la batería en su totalidad. Los valores del vector b son 8.733 W para A_1 , y 38.7765 W para A_2 en el caso de una batería de 12.8 V, 6.4 Ah (elemento caracterizado); y 24.990 W para A_1 , y 113.593 W para A_2 en el caso de una batería de 12.8 V, 18.75 Ah (elemento de 240 W). Los valores de lb y ub son -66.553 W y 82.6662 W correspondientemente en el caso de una batería de 12.8 V y 6.4 Ah; y en el caso de una batería de 12.8 V y 18.75 Ah los valores de lb y ub son -194.9795 W, y 242.1861 W respectivamente.

En términos de implementación, se utiliza el modelo de la batería, mostrado en la sección 3, con una entrada de potencia y un sistema de retroalimentación para determinar la corriente de operación de acuerdo con los resultados de despacho de la optimización. Con esto se puede obtener el SoC para la siguiente hora de operación de forma precisa. Para la ciclicidad diaria del problema de optimización se utilizaron dos aproximaciones: La primera consta de adicionar una restricción de igualdad, donde la suma de todos los valores de potencia en el transcurso de un día sea 0, y ante este escenario se le suma el desfase máximo diario en potencia como buffer para evaluación del peor caso económico, fijando como condición inicial diaria el SoC en 55%. La segunda consta en plantear el problema de optimización para 23 horas, dejando la hora 24 para la recarga al SoC de 55%. En ambos casos se debe hacer un ajuste en el vector b para tomar en cuenta el comportamiento no lineal generado por la magnitud y dirección de la corriente, logrando el aprovechamiento de la capacidad total de la batería.

La programación del problema se hace en MATLAB por medio de la función `linprog`, la cual soluciona para el mínimo de $f^T x$, por lo cual se utiliza un precio negativo resultando en el equivalente a una función de maximización. Con esto en mente, este proceso se soluciona entre 180 y 520 veces equivalentes a un semestre y un año y medio respectivamente, de acuerdo con la disponibilidad de datos del mercado de energía colombiano.

b. Diseño de pruebas y variables de evaluación

Teniendo en cuenta la formulación de la sección 4-a, se hacen simulaciones correspondientes a la operación del sistema de baterías de forma horaria tras la solución del problema de optimización diario. Con esto se puede determinar de forma efectiva los respectivos valores de SoC con base en los valores de potencia calculados en la optimización, con el SoC no solo se tiene una de las condiciones de inicialización de la simulación de las baterías, sino que además se obtiene la DoD para realizar el correspondiente cálculo de la degradación del estado de salud por uso de la batería. El conteo de ciclos se maneja de dos formas: La primera consta en realizar los conteos como 1 ciclo cada vez que se descarga la batería y no contar las instancias de carga. La segunda consta en contar como 1/2 ciclo cualquier operación donde se cargue o se descargue la batería.

La obtención del valor de corriente en términos de la capacidad de la batería se determina a partir del vector de corriente que entrega la simulación, realizando el cálculo con el promedio y la base de la capacidad en amperios-hora. Esto debido a que el comportamiento no lineal del cambio en voltaje con respecto al cambio de SoC hace que los valores de corriente sean igualmente no lineales. Con estos parámetros ya se puede calcular la degradación del estado de salud de la batería.

Con base en lo anterior, se usan los valores de potencia directamente en la implementación del sistema de regulación de frecuencia. El esquema general se puede ver en la Figura 4.1. Para el cálculo de los valores económicos que surgen en consecuencia a la operación del sistema, se utiliza la potencia obtenida a partir de la optimización y se escala por un factor de 0.9 como consideración de la eficiencia del inversor/conversor DC/AC y AC/DC. Este factor entra a multiplicar la potencia en el caso de la descarga, resultando en un menor valor de ingreso, y se divide para el caso de carga, implicando un mayor gasto. Este factor se determina con base en la información provista por [39].

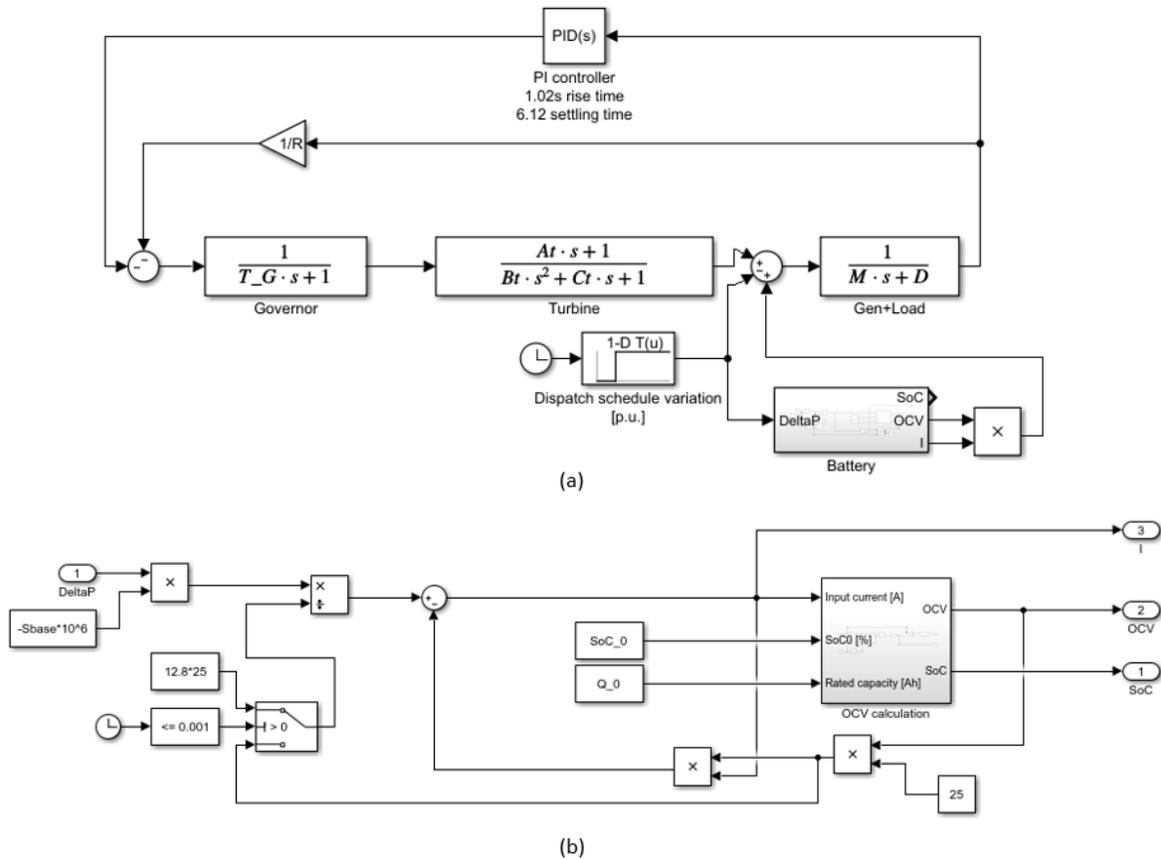


Figura 4.1. (a) Sistema de potencia en forma diagrama de bloque considerando tanto la perturbación generada por los cambios en la demanda, como por la compensación entregada por el sistema de baterías. (b) Diagrama de bloques para la implementación del sistema de regulación de frecuencias en la batería.

Como se explicó anteriormente, la velocidad de respuesta de las baterías como elemento de regulación implica que las perturbaciones de energía no son detectables en el marco del sistema de potencia o de la máquina síncrona.

En la Figura 4.1 (b) se muestra que la potencia en términos de valores p. u. se ajusta para tener una malla de retroalimentación con el voltaje de la batería. Como se puede ver, la condición inicial de voltaje se debe inicializar para el tiempo cero de simulación debido a la forma en la que MATLAB determina el flujo de datos para elementos que contengan tablas de búsqueda; este valor de inicialización se fijó en el voltaje nominal de 12.8 V de la batería. Para el ejemplo se tiene un arreglo de 25 baterías, el cual el cual tiene un límite de operación en corriente equivalente a 1C (C siendo 6.4 Ah) y voltaje nominal de 12.8 V. Con estos valores y este número de elementos se obtiene una capacidad de 2,048 kW en potencia.

Desde la anterior perspectiva, se utiliza el diagrama de bloques mostrado en la Figura 4.2. para la ejecución de la simulación con el propósito de manejar los recursos computacionales de forma eficiente y escalar la capacidad de potencia a 240 W, de acuerdo con lo determinado en la sección 2. Para este propósito, la capacidad en corriente debe ser 18.75 A para que al nivel de 12.8 V nominales de la batería se cumpla con los 240 W de potencia. Similarmente, el número de elementos que se tienen conectados se reduce a uno.

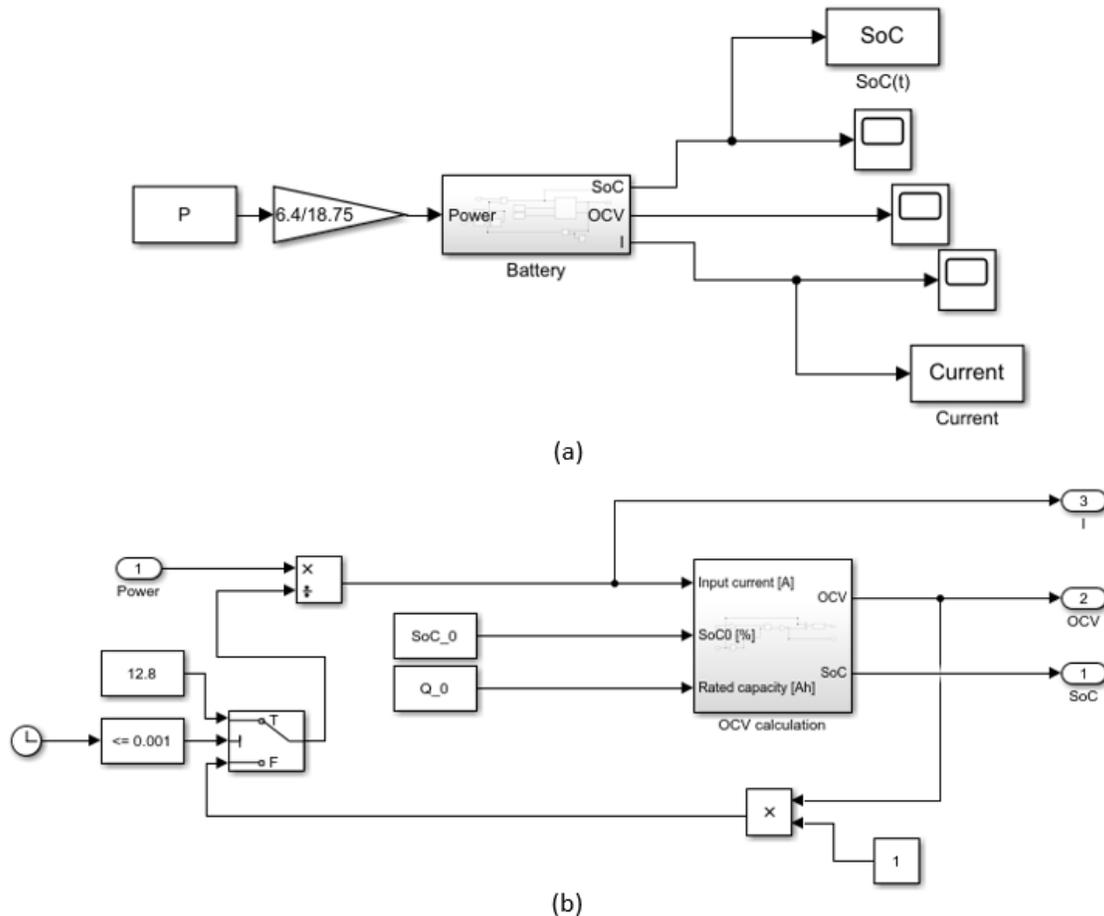
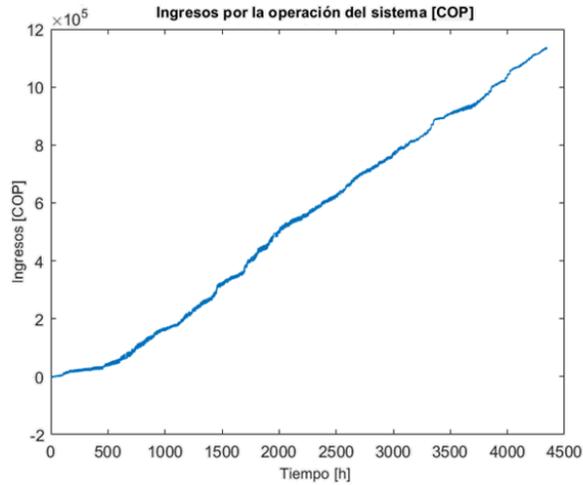


Figura 4.2. (a) Esquema de pruebas para la batería con una capacidad de potencia de 240 W basada en la batería caracterizada. (b) Diagrama de bloques para la implementación del sistema de regulación de frecuencias en la batería.

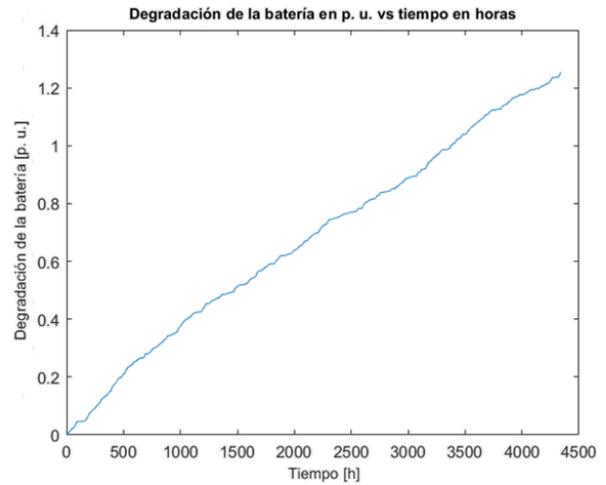
Considerando el problema propuesto, las variables de interés de los resultados obtenidos son: la función de costo del problema de optimización, y la degradación de la batería a lo largo del tiempo.

c. Análisis de resultados

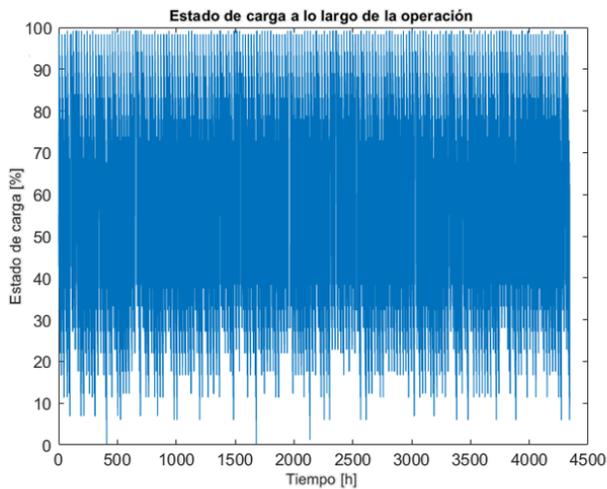
La primera prueba consistió en la validación del sistema con la batería caracterizada (12.8 V y 6.4 Ah) para el periodo correspondiente a los valores de precio del primer semestre de 2019 con una temperatura de operación de 20° C, obviando el conteo de ciclos tal que el desgaste es cercano al máximo en cada entrada a operación. De esta forma se obtiene una degradación relativamente acelerada dada la forma de la función de estimación del SoH. Los resultados se pueden ver en la Figura 4.3.



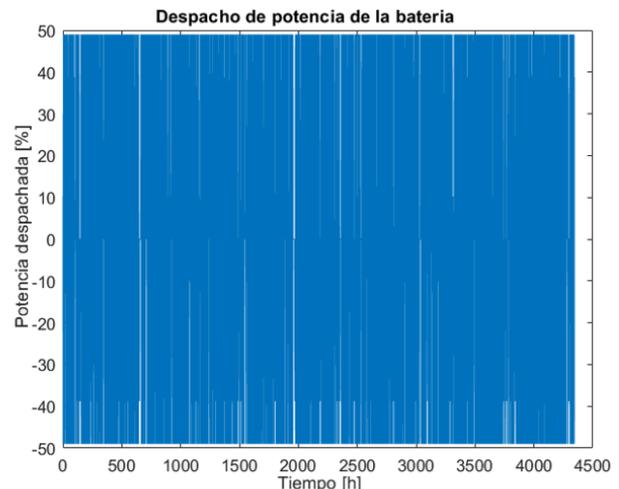
(a)



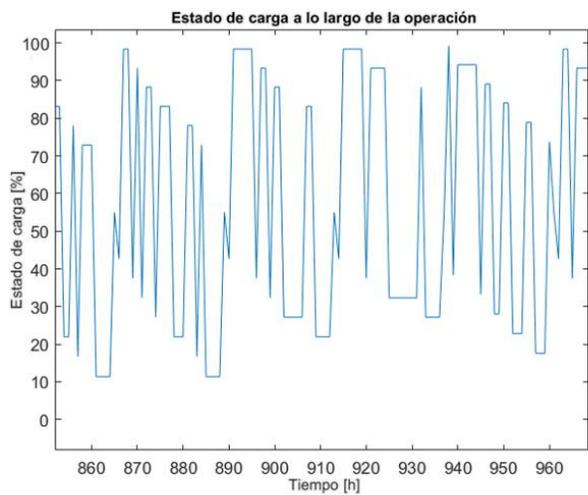
(b)



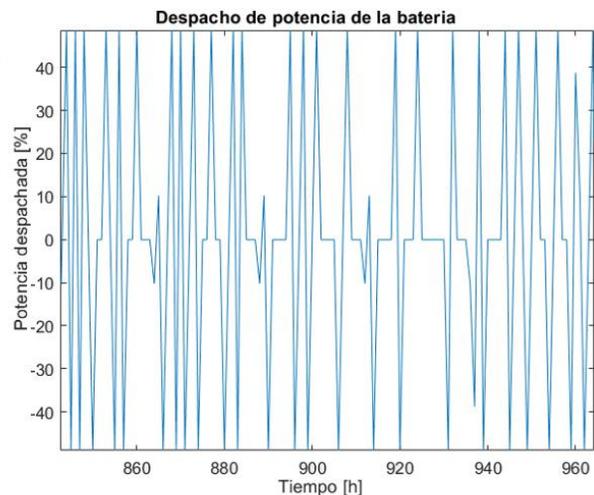
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.3. Primera prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c), (e) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas. (d), (f) Variación del despacho de potencia de la batería en % vs tiempo en horas.

La ciclicidad diaria del estado de carga de las baterías en esta prueba se establece por medio de la primera aproximación, donde en las restricciones se utiliza el equilibrio de la suma de potencias en un día, y se compensa en términos económicos para el peor caso posible.

En esta prueba se tiene una degradación del 125.37% tras 6 meses de operación, con un ingreso generado de \$1'136.100 COP. Tras una degradación del 99.84% en la hora 3376 se tiene un ingreso de \$892.400 COP, para un valor de deterioro del 100.16% en la hora 3382 se tiene un ingreso de \$893.300 COP. Estos valores son obtenidos de la función objetivo y los valores de degradación, los cuales se muestran en la Figura 4.3 (a) y (b) respectivamente.

Como se puede ver en la Figura 4.3. en las secciones (c) y (e), la batería opera de forma factible a lo largo del periodo de interés con respecto a su estado de carga. Similarmente esto se ve reflejado en las secciones (d) y (f) donde se tiene el porcentaje de potencia despachado con respecto al tiempo centrado sobre el 50%, de modo que se puede ver el flujo de las operaciones de potencia de la batería desde una perspectiva acumulativa con respecto al estado inicial de esta (dado que se comienza desde un SoC del 55%).

Se toma como referencia los precios para una batería de las características formuladas a partir de los valores en [40], el cual fue un precio tope al comparar con proveedores en plataformas adicionales como [41]. Usando una tasa de cambio de \$3.200 COP por \$1 USD, se obtiene un valor por la batería de \$115.200 COP que la equivale a una renta generada por la batería de \$778.100 COP.

Se realiza una segunda simulación, donde se busca validar la función de cálculo del estado de salud de las baterías, y evaluar los resultados de optimización para los precios del año 2018 más el primer semestre del año 2019. Para este propósito se manejan los mismos parámetros para la batería, su ciclicidad, y sus condiciones ambientales, y se implementa un conteo de ciclos para corroborar el desgaste de la batería con respecto a la propuesta formulada en la sección 3-b, se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 4.4. Con el propósito de revisar el perfil de la función de cálculo del SoH de forma detallada, dicho conteo tiene de una escalación por un factor de 1% o 0.01 sobre el número de ciclos.

Se puede identificar en este caso que la forma del desgaste del estado de salud de la batería, visto en la Figura 4.4 (b), se comporta de acuerdo con el modelo teórico ilustrado en la Figura 4.4 (d), donde es dominante la parte polinomial y no la exponencial. En este caso el análisis económico es irrelevante, sin embargo, vale la pena resaltar el cambio en la pendiente de la función de costo (ingresos en \$ COP) cerca del punto donde inicia el año 2019 (hora 8760). Adicionalmente se puede ver entre las Figuras 4.3 (a) y 4.4 (a) que se tienen formas similares en la función de ingresos (función objetivo) para los periodos de tiempo que tienen en común, i. e.: la totalidad de la primera prueba en la Figura 4.3 (a) con respecto a las últimas 4380 horas de la Figura 4.4 (a).

De forma complementaria se realizó una tercera prueba cambiando parámetros, utilizando una batería de 240 W como potencia nominal, con un conteo normal de ciclos y una alta temperatura de operación considerando los márgenes de seguridad físicos de una batería. Para este propósito se utiliza una temperatura de 80° C que implica una operación del sistema en condiciones no deseadas, de alto desgaste, y marginalmente seguras. Al igual que en la prueba anterior, se manejan los precios del 2018 y el primer semestre del 2018, los cuales resultan ser más competitivos y restrictivos. Por otra parte, se cambia la condición de ciclicidad a la optimización de 23 horas, reservando la hora 24 para la recarga o descarga a un SoC de 55%. Con base a esto se obtienen los resultados mostrados en la Figura 4.5.

Para este caso, es de notar que las Figuras 4.4 (c) y 4.5 (c) son iguales, y esto se debe a que el despacho es principalmente dependiente del precio del kWh. Adicionalmente se tiene una forma distinta entre las Figuras 4.4 (a) y 4.5 (a), lo cual es debido a que se cambia la condición de ciclicidad y por lo tanto se cambia los resultados obtenidos por la solución al problema de optimización.

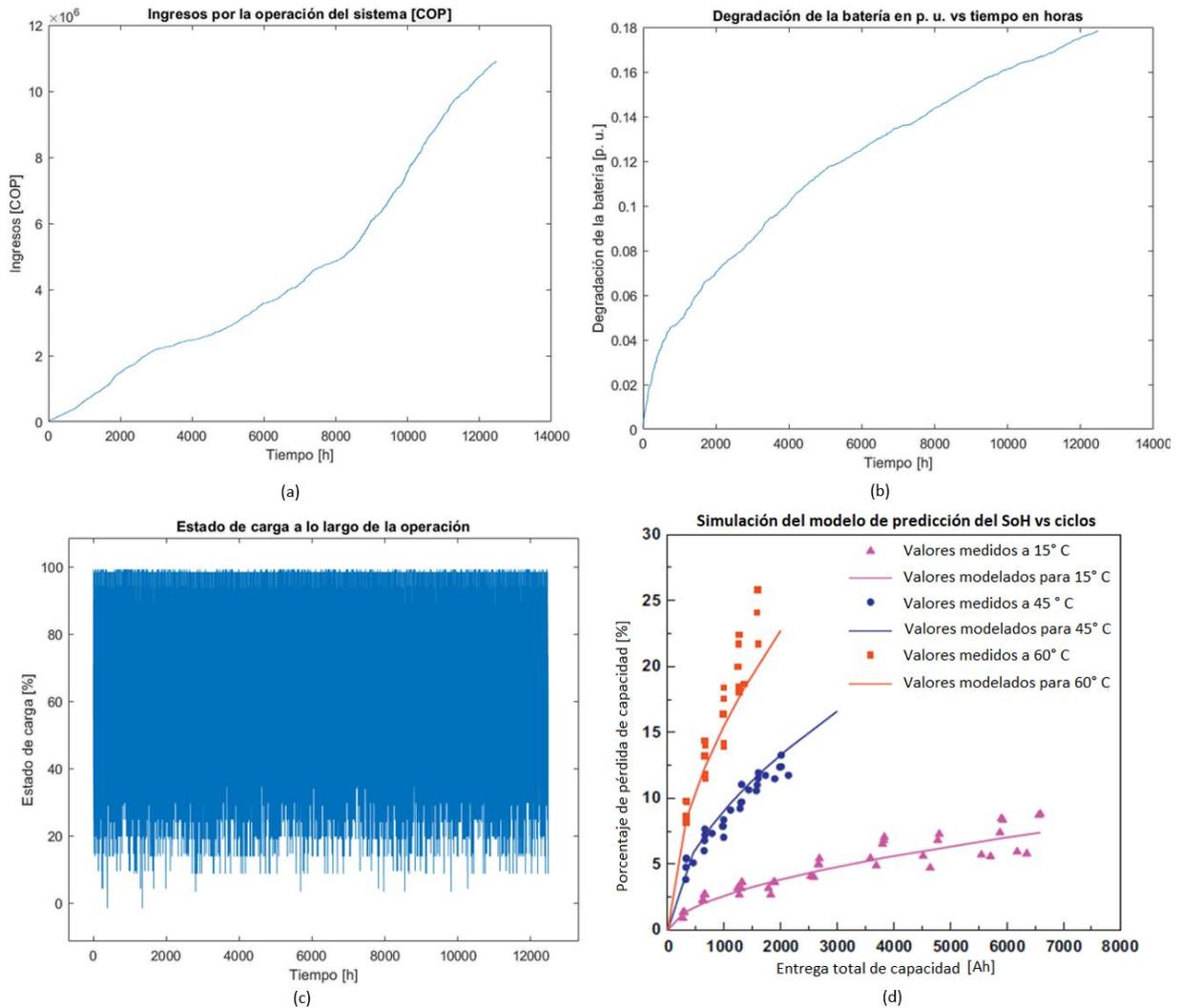


Figura 4.4. Segunda prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas. (d) Modelo propuesto por [35] para la degradación de baterías de LiFePO_4 .

En este caso, con una temperatura de operación de 80° C, se puede ver en la Figura 4.5 (b) que el desgaste en la batería es ampliamente acelerado por el incremento de temperatura, resultando en un ingreso de \$95.000 COP en la hora 86 de operación correspondiente a un desgaste del 99.86%, e ingresos por \$99.342 COP en la hora 88 de operación correspondiente a un desgaste del 100.7%. Con lo cual no se justifica el uso de baterías para proveer el servicio en tanto se utilice los precios de bolsa.

Tras haber validado las condiciones del problema de optimización, así como el comportamiento de la función de cálculo del estado de salud de las baterías; se presentan los resultados de una operación

nominal del sistema de regulación formulado con las siguientes condiciones: sistema de almacenamiento con capacidad nominal de potencia de 240 W, temperatura de operación de 40° C, ciclicidad basada en un esquema de operación diaria bajo una optimización a 23 horas y utilizando la hora 24 para recargar el SoC a su estado inicial, precios de mercado del 2018, e incrementando el conteo de ciclos por valores de 1/2 ciclo para la función de cálculo de SoH por cada periodo en el que se cargue o descargue la batería. Estos resultados se pueden ver en la Figura 4.6.

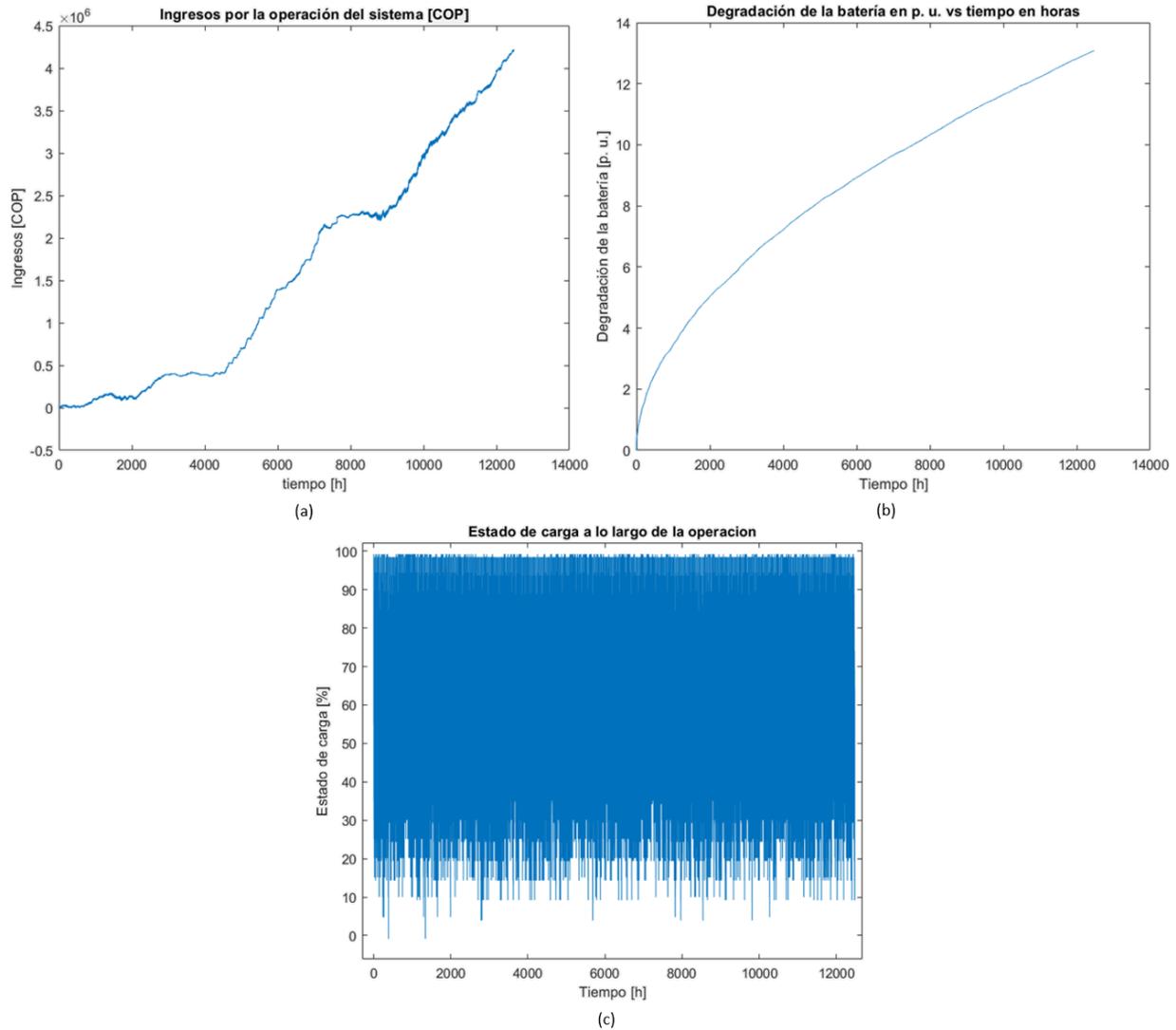


Figura 4.5. Tercera prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas.

En la cuarta prueba se tiene una degradación del 105.52% tras 6 meses de operación, con un ingreso generado de \$548.480 COP. Tras una degradación del 99.97% en la hora 4012 se tiene un ingreso de \$498.620 COP, y para un deterioro en el estado de salud del 100% en la hora 4013 se tiene un ingreso de \$512.250 COP tras 2196 ciclos. Estos valores son obtenidos de la función objetivo y los valores de degradación, los cuales son mostrados en la Figura 4.6 (a) y (b) respectivamente. Bajo estas condiciones y con el valor económico definido para la batería, al ser escalada al valor de potencia de interés se obtiene

un valor de \$337.500 COP. Al realizar el balance con estos valores se tiene una renta de \$174.750 COP generada por la operación del sistema de regulación. Adicionalmente se puede ver que los valores de estado de carga cumplen con las restricciones necesarias en la sección (c) de la Figura 4.6.

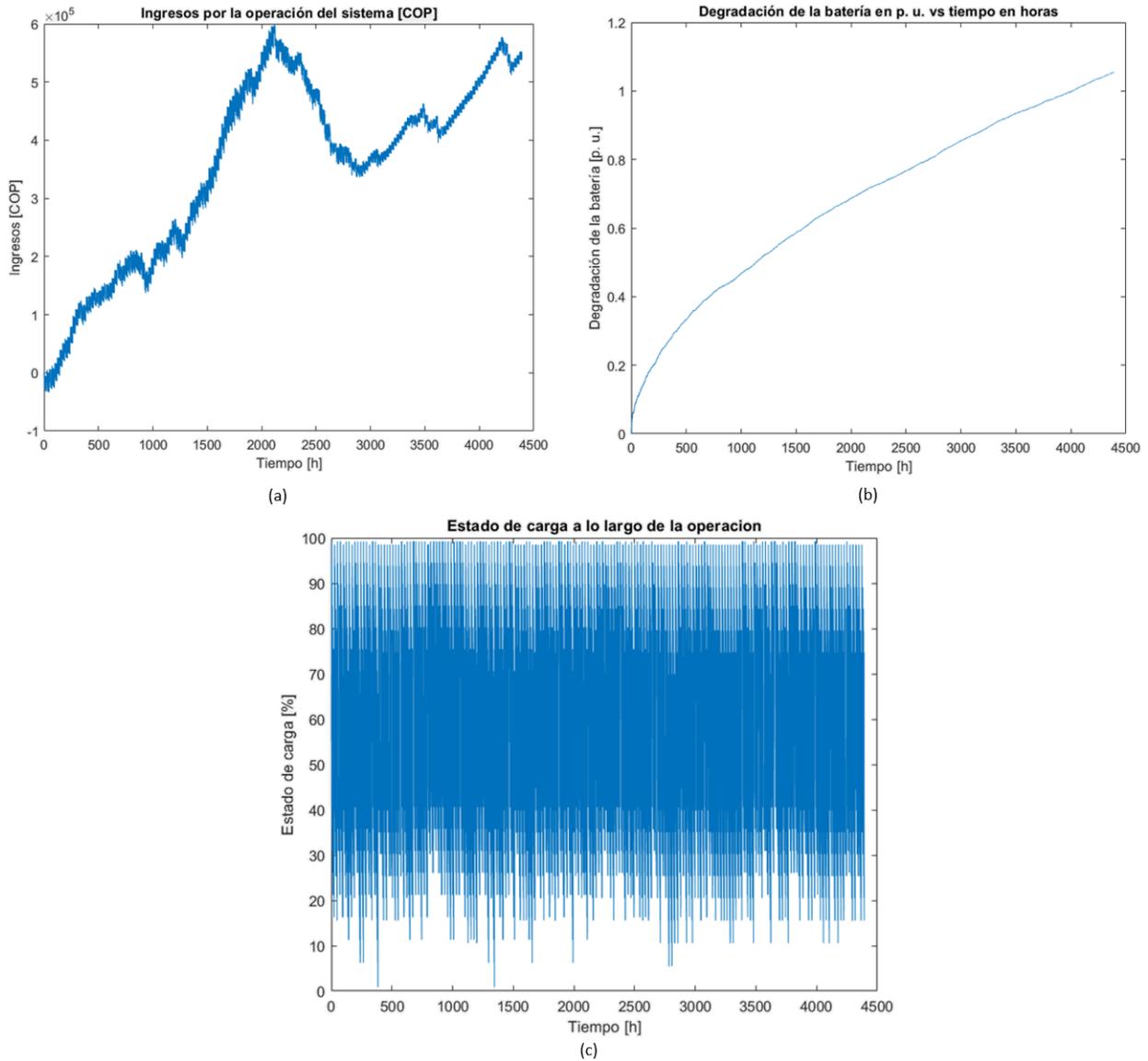


Figura 4.6. Cuarta prueba (a) Ingresos generados por la entrada en operación de la batería al sistema eléctrico del caso de estudio. (b) Degradación acumulada del estado de salud de la batería. (c) Estado de carga de la batería vs tiempo en horas.

En general, este rendimiento es coherente con las condiciones de temperatura y de conteo de ciclos que se estipulan. Sin embargo, es de notar que, dado que se realizan optimizaciones en un marco diario, es posible aprovechar regiones donde hay poca variabilidad en la carga por medio de la implementación de un algoritmo predictivo para generar mayores beneficios económicos, balanceando la degradación del estado de salud de la batería.

5. Conclusiones

Las conclusiones se derivan después de un trabajo académico riguroso, en coherencia con los objetivos, las referencias, los datos, y la información definida, disponible, y referenciada.

Se propuso un sistema de regulación de frecuencia basado en un elemento de almacenamiento de energía tipo batería, que resulta económicamente viable al considerar la eficiencia en costos de operación y el desgaste del elemento de almacenamiento a lo largo de su operación. Se caracterizó una batería de LiFePO_4 dentro de los parámetros de exactitud definidos en los objetivos, y se implementó un método de cálculo para el estado salud de esta, acorde a las características de las baterías de LiFePO_4 y a las especificaciones del fabricante del elemento de hardware empleado en el montaje HWIL.

Se consideran satisfactorios los resultados obtenidos, dado que se obtienen ganancias bajo las condiciones más rigurosas de operación sustentado en los datos económicos y de operación disponibles a nivel nacional, al contraste de los resultados experimentales y de modelamiento obtenidos, y al planteamiento de la solución del problema.

El comportamiento del despacho se ve afectado tanto por el precio de bolsa como por la variabilidad que se tiene en el precio horario de la energía, lo que se ve reflejado en el estado de carga de la batería a lo largo de su accionamiento. En tanto la optimización se realiza dentro del contexto diario, es de notar que la solución del problema puede ser mejorada utilizando un marco de tiempo mayor, y considerando como datos adicionales la disponibilidad de recursos programada, condiciones ambientales y sociales que influyan en el despacho y disponibilidad de potencia, entre otros.

Similarmente, se puede mejorar el análisis económico y el montaje HWIL por medio de la implementación y consideración de forma más rigurosa del sistema de inversores necesario para la operación del sistema de almacenamiento en conjunto con la red AC; además de la posibilidad de implementar restricciones no lineales en el problema de optimización.

Por esto se plantea la posibilidad de realizar investigaciones en mediano y largo plazo que complementen los resultados mostrados.

Bibliografía

- [1] P. Kundur. "Control of active power and reactive power" in Power System Stability and Control. 5th Reprint, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 581-626, 1994, pp-581-626.
- [2] "Código de redes," Comisión de Regulación de Energía y Gas Resolución 025/1995, 1995.
- [3] PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
- [4] T. R. Crompton. "Battery reference book" 3rd ed. Newnes 2000.
- [5] I. Buchmann. "Batteries in a portable world. Handbook on Rechargeable Batteries for Non-Engineers" 4th ed. Battery University, 2016.
- [6] IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders. IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. 2019. [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [7] E. Hossain, E. Kablaci, R. Bayindir, R. Perez. Microgrid testbeds around the world: State of art. Energy Conversion and Management, vol. 86, pp. 132-153, May 2014.
- [8] G. Cardoso, N. DeForest, C. Gehbauer, M. Heleno, K. S. LaCommare, R. Yin. Fort Carson. Energy storage and distributed resources division at Berkley Lab. [Online]. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/fort-carson>
- [9] G. Cardoso, N. DeForest, C. Gehbauer, M. Heleno, K. S. LaCommare, R. Yin. Santa Rita Jail. Energy storage and distributed resources division at Berkley Lab. [Online]. Available: <https://building-microgrid.lbl.gov/santa-rita-jail>
- [10] E. Liu, S. Carneiro Jr., D. Neibur, J. D. McCalley, R. Baldick, J. V. Staron. IEEE 13 Node Test Feeder, IEEE DSA Subcommittee. 1992. [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/files/2017/08/feeder13.zip>
- [11] IEEE Std 1547.2 2009 IEEE application guide for IEEE Std 1547(TM). IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- [12] Data Sheets Three phase Synchronous Generators. Marelli Generators, FKI Energy Technology. 2011.
- [13] Medium-speed synchronous generators. VEM group. 2016.
- [14] GENERATORS THREE PHASE SYNCHRONOUS GENERATORS. Norwegian electric systems.
- [15] Mitsubishi Electric Power System Stabilizer (PSS). Mitsubishi Electric Corporation. G-171-0-C8641-A HQ-1009 Printed in Japan (MDOC), 2010.
- [16] V. Yadav. Automatic Generation Control by Conventional Synchronous Generators. MathWorks File Exchange. 2015.

- [17] D. Mondal, A. Chakrabarti, A. Sengupta. Power System Small Signal Stability Analysis and Control. Academic press Elsevier Inc. 2014.
- [18] F. M. Tuaimah, N. M. Al-Rawi, W. A. Mahmoud. Steam Turbine Governor Design based on Pole Placement Technique. International Journal of Computer Applications Volume 92 – No. 13, April 2014.
- [19] T. V. Cutsem. Turbines and speed governors. Power system dynamics, control and stability lectures. Université Liège Sciences Appliquées. October 2018.
- [20] M. AŽUBALIS, V. AŽUBALIS, A. JONAITIS, R. PONEĻIS. Identification of Model Parameters of Steam Turbine and Governor. Oil Shale - Estonian Academy Publishers, 2009.
- [21] Historico de transacciones, Metadata Pública. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/HistoricoTransacciones.aspx>
- [22] Precio de bolsa nacional (\$kWh) 2018. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Precio_Bolsa_Nacional_\(\\$kwh\)_2018.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Precio_Bolsa_Nacional_($kwh)_2018.xls)
- [23] Precio de bolsa nacional (\$kWh) 2018. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Precio_Bolsa_Nacional_\(\\$kwh\)_2019.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Precio_Bolsa_Nacional_($kwh)_2019.xls)
- [24] Generación (kWh) 2019 SEM1. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Historico%20Oferta/Generacion_\(kWh\)_2019SEM1.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Historico%20Oferta/Generacion_(kWh)_2019SEM1.xls)
- [25] Servicio AGC (kWh) 2019. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Servicio_AGC_\(kwh\)_2019.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Historico%20Transacciones/Servicio_AGC_(kwh)_2019.xls)
- [26] Precio de bolsa y escasez, Mercado de energía - sección de transacciones por cargo de confiabilidad. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
<https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>
- [27] Exportaciones (\$) 2019. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/intercambios/Historico%20Intercambios/Exportaciones_\(\\$\)_2019.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/intercambios/Historico%20Intercambios/Exportaciones_($)_2019.xls)
- [28] Importaciones (\$) 2019. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. [Online]. Available:
[http://informacioninteligente10.xm.com.co/intercambios/Historico%20Intercambios/Importaciones_\(\\$\)_2019.xls](http://informacioninteligente10.xm.com.co/intercambios/Historico%20Intercambios/Importaciones_($)_2019.xls)
- [29] Comisión de Regulación de Energía y Gas Resolución 023/2001, 2001.

[30] Revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN – SAPE. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. March 2017.

[31] PROPUESTA DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA AL SIN. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. November 2017.

[32] PROPUESTA TRANSITORIA CONEXIÓN DE PLANTAS SOLARES Y EÓLICAS AL STN Y STR. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

[33] Lecture notes and presentations from the Battery Modeling and Energy Management course from the INFOTECH master's program from Universität Stuttgart by Professor Peter Birke, winter semester 2017/2018.

[34] R. Rao, S. Vrudhula, D. N. Rakhmatov. Battery Modeling for Energy-Aware System Design. Computer, vol: 36, Issue: 12, December 2003.

[35] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser, P. Finamore. Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. Journal of Power Sources, vol: 196, 2011.

[36] C. Zhang, F. Yan, C. Du, J. Knag, R. F. Turkson. Evaluating the Degradation Mechanism and State of Health of LiFePO₄ Lithium-Ion Batteries in Real-World Plug-in Hybrid Electric Vehicles Application for Different Ageing Paths. Energies, January 2017.

[37] XR Series IV User Manual Programmable DC Power Supply. Magna Power Electronics, Inc. 2014.

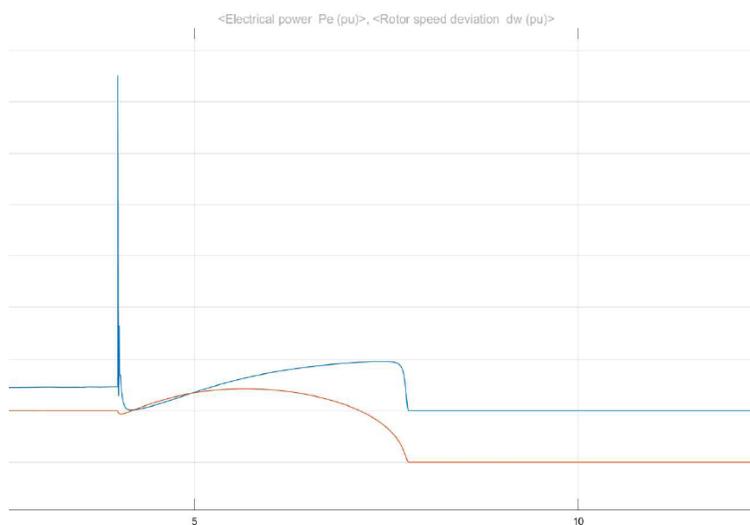
[38] 8500 SERIES DC ELECTRONIC LOADS USER MANUAL Version: 032218. B&K Precision Corporation.

[39] M.V. Fedkin. Efficiency of Inverters - EME 812: Utility Solar Power and Concentration. Pennsylvania State University, 2019.

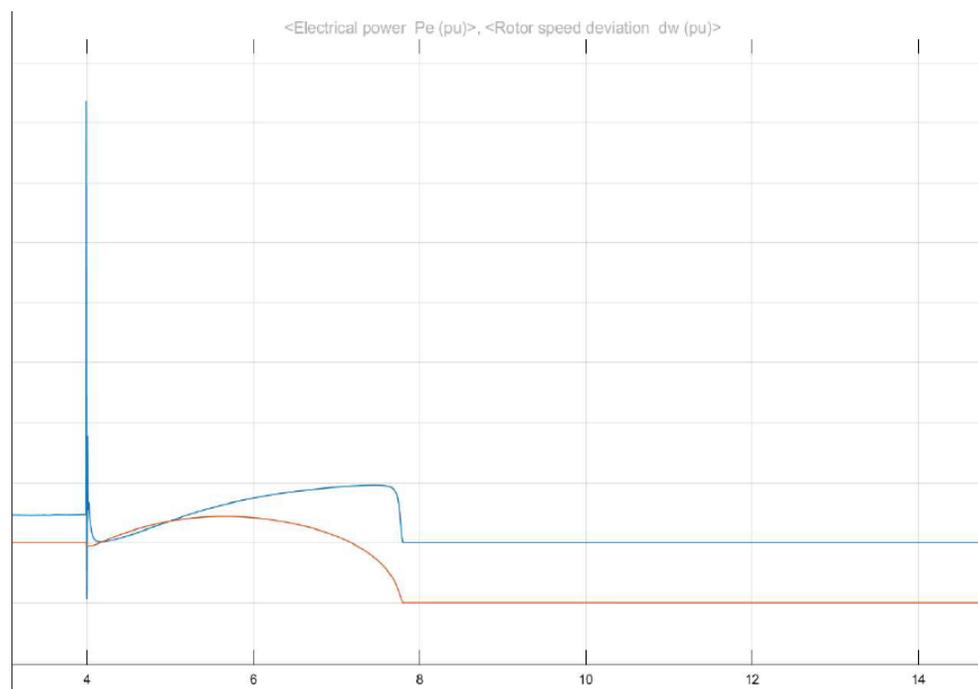
[40] [Online]. Available: <https://www.globalsources.com/gsol/l/LiFePO4-battery/p/sm/1150856379.htm#1150856379>

[41] [Online]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/Hot-sale-LiFePo4-battery-12v-6Ah_60694884733.html

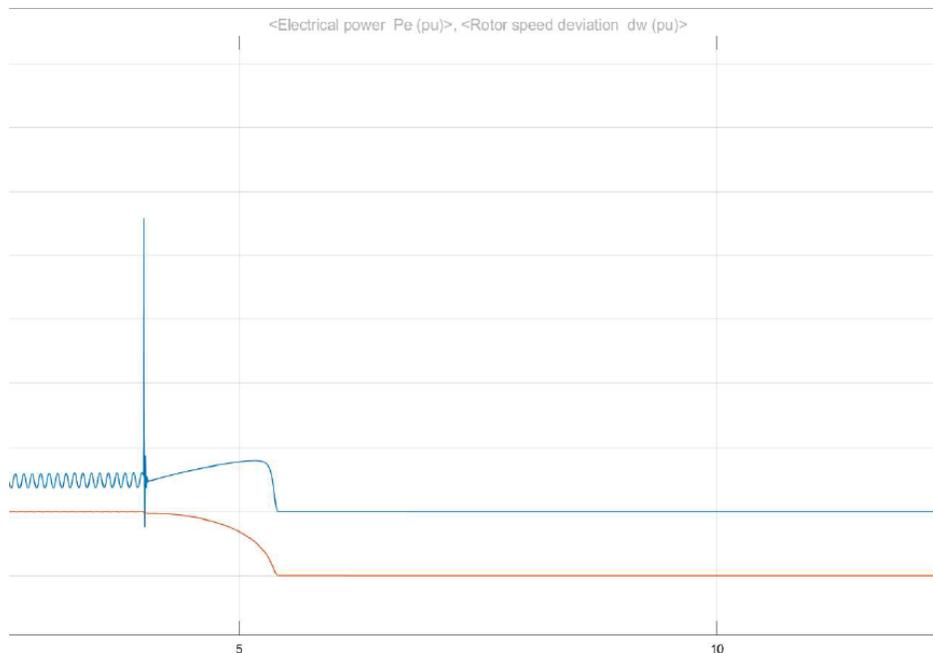
Anexo A



Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante una entrada tipo escalón (retirando el nodo swing) sin PSS. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.

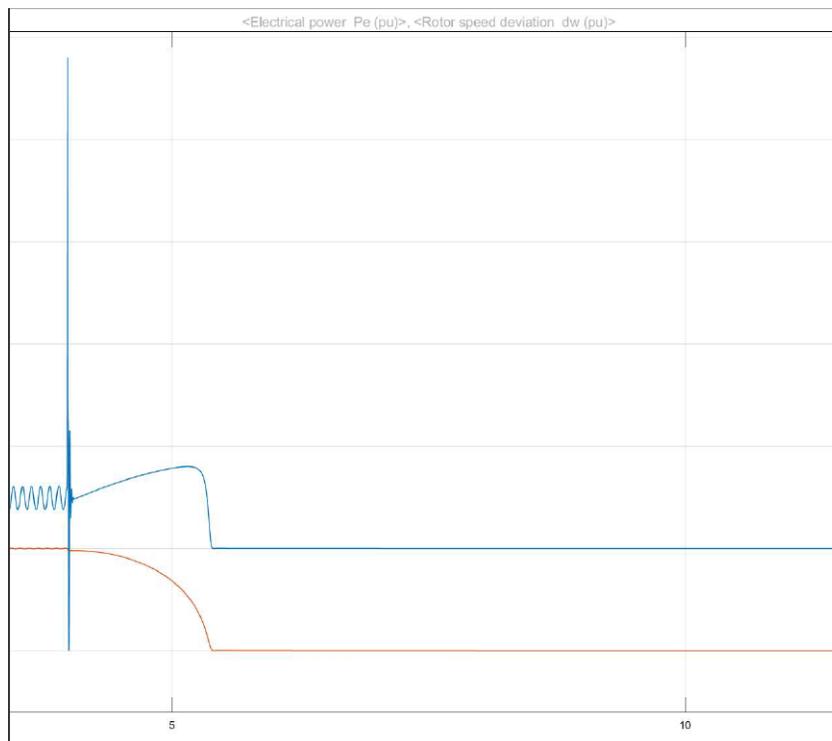


Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante la combinación lineal en entrada tipo escalón más impulso (retirando el nodo swing) sin PSS. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.

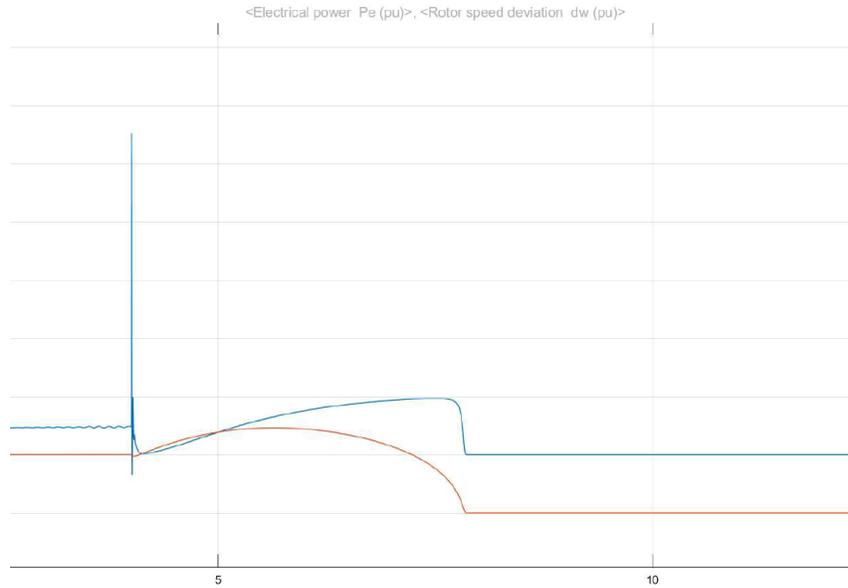


[39]

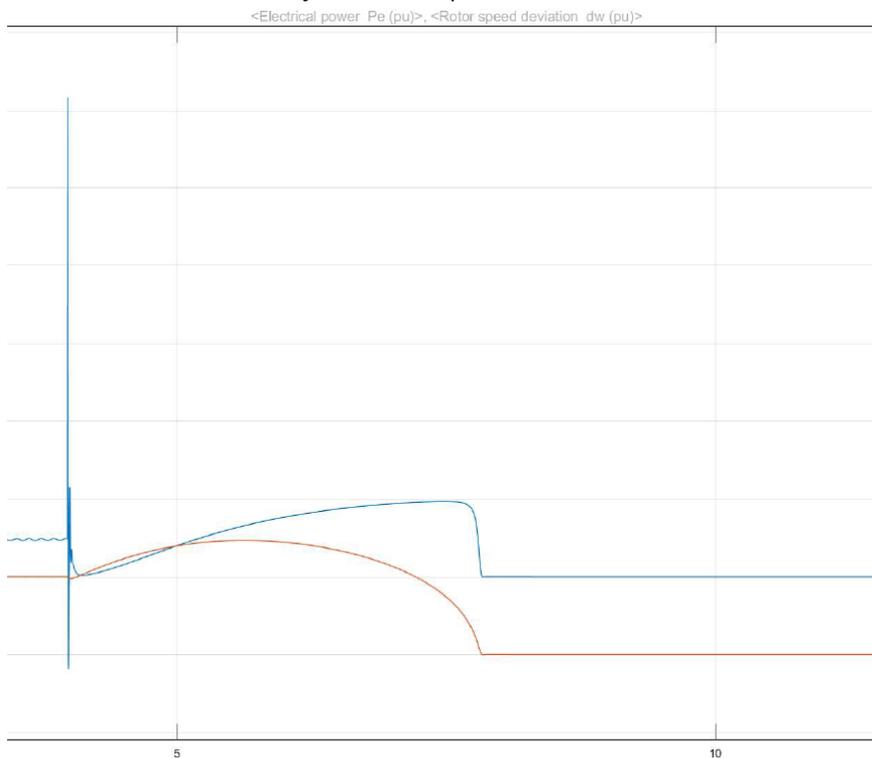
Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante una entrada tipo escalón (retirando el nodo swing) con un PSS multibanda. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.



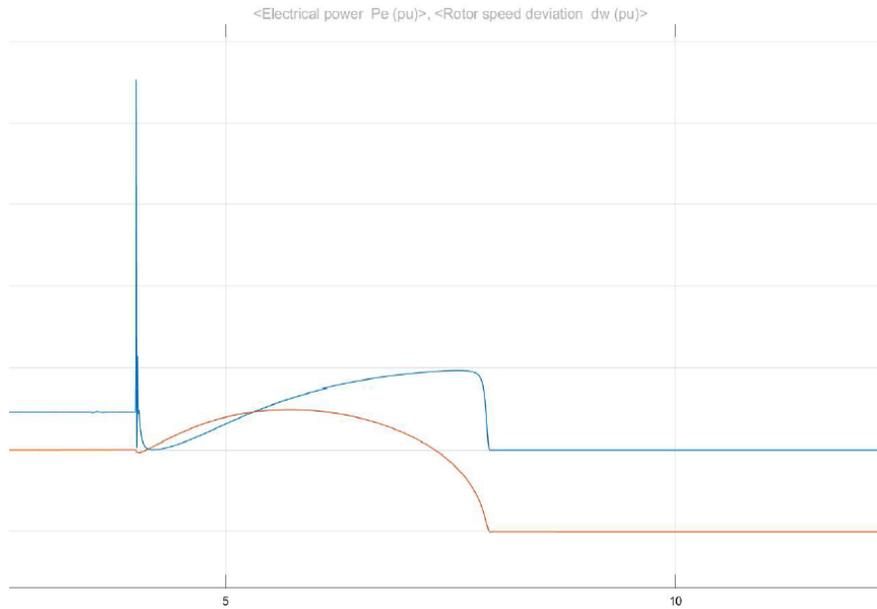
Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante la combinación lineal en entrada tipo escalón más impulso (retirando el nodo swing) con un PSS multibanda. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.



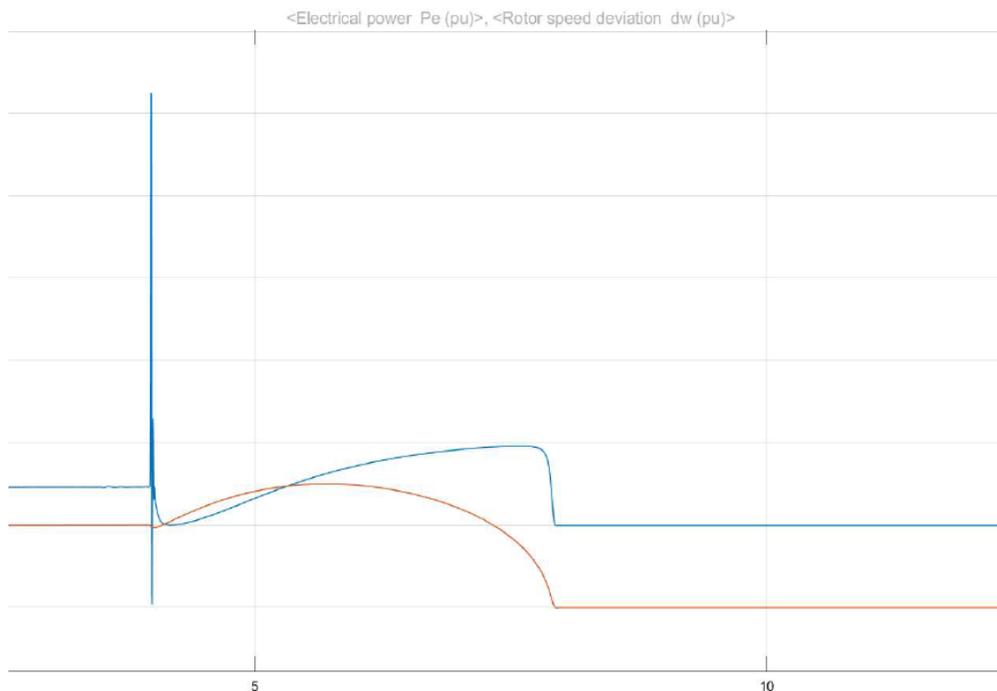
Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante una entrada tipo escalón (retirando el nodo swing) con PSS lead-lag con respecto al cambio en la velocidad del rotor. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.



Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante la combinación lineal en entrada tipo escalón más impulso (retirando el nodo swing) con PSS lead-lag con respecto al cambio en la velocidad del rotor. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.



Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante una entrada tipo escalón (retirando el nodo swing) con PSS lead-lag con respecto al cambio en la potencia eléctrica entregada y la potencia mecánica calculada. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.



Respuesta en potencia (en azul) y en frecuencia (en naranja) de los generadores del sistema 13 nodos ante la combinación lineal en entrada tipo escalón más impulso (retirando el nodo swing) con PSS lead-lag con respecto en la potencia eléctrica entregada y la potencia mecánica calculada. Cada división en el eje vertical equivale a una unidad.

Anexo B

Resistencia interna de la batería [Ω]				
Corriente SoC	-5 A	-3.2 A	5 A	3.2 A
1 – 0 %	0.130	0.121875	0.100	0.104
2 – 4.3478 %	0.126	0.11875	0.0968749	0.098
3 – 8.6957 %	0.128	0.121875	0.100	0.116
4 – 13.0435 %	0.122	0.11875	0.0968749	0.0919
5 – 17.3913 %	0.124	0.115625	0.0999999	0.0939
6 – 21.7391 %	0.126	0.11875	0.0968749	0.0939
7 – 26.0870 %	0.126	0.115625	0.075	0.094
8 – 30.4348 %	0.124	0.11875	0.096875	0.094
9 – 34.7826 %	0.124	0.115625	0.09375	0.092
10 – 39.1304 %	0.124	0.115625	0.090625	0.094
11 – 43.4783 %	0.124	0.11875	0.09375	0.092
12 – 47.8261 %	0.124	0.115625	0.09375	0.092
13 – 52.1739 %	0.124	0.115625	0.096875	0.092
14 – 56.5217 %	0.122	0.115625	0.0968749	0.090
15 – 60.8696 %	0.122	0.1125	0.0999999	0.092
16 – 65.2174 %	0.122	0.1125	0.0968749	0.092
17 – 69.5652 %	0.122	0.115625	0.096875	0.0939
18 – 73.9130 %	0.122	0.1125	0.096875	0.094
19 – 78.2609 %	0.122	0.1125	0.100	0.0939
20 – 82.6087 %	0.124	0.1125	0.096875	0.0919
21 – 86.9565 %	0.122	0.109375	0.096875	0.0899
22 – 91.3043 %	0.124	0.1125	0.100	0.0939
23 – 95.6522 %	0.124	0.115625	0.096875	0.0919
24 – 100 %	0.136	0.11875	0.096875	0.0899

Tabla B.1. Valores del mapa de superficie de resistencia interna mostrado en la Figura 3.4 obtenido a partir de la caracterización por PDT de acuerdo con los valores de corriente y SoC utilizados. Se tienen unidades en ohmios.

Resistencia de SEI de la batería [Ω]				
Corriente	-5 A	-3.2 A	5 A	3.2 A
SoC				
1 – 0 %	0.120	0.196875	0.03437499	0.022
2 – 4.3478 %	0.070	0.071875	0.034375	0.030
3 – 8.6957 %	0.048	0.053125	0.04062499	0.014
4 – 13.0435 %	0.039	0.0499	0.0375	0.030
5 – 17.3913 %	0.042	0.0499	0.03125	0.030
6 – 21.7391 %	0.0399	0.04687499	0.040625	0.032
7 – 26.0870 %	0.0379	0.04375	0.053125	0.02599
8 – 30.4348 %	0.039	0.04687499	0.037499	0.032
9 – 34.7826 %	0.046	0.050	0.046875	0.032
10 – 39.1304 %	0.0439	0.050	0.0499	0.03599
11 – 43.4783 %	0.036	0.04062499	0.0499	0.03599
12 – 47.8261 %	0.036	0.040625	0.0499	0.03799
13 – 52.1739 %	0.034	0.04062499	0.0499	0.04799
14 – 56.5217 %	0.034	0.037499	0.05625	0.04799
15 – 60.8696 %	0.030	0.03437499	0.059375	0.04599
16 – 65.2174 %	0.032	0.034375	0.059375	0.04199
17 – 69.5652 %	0.030	0.03437499	0.046875	0.036
18 – 73.9130 %	0.036	0.050	0.053125	0.03799
19 – 78.2609 %	0.042	0.05625	0.053125	0.042
20 – 82.6087 %	0.0379	0.053125	0.06562499	0.050
21 – 86.9565 %	0.040	0.053125	0.075	0.058
22 – 91.3043 %	0.034	0.04375	0.087499	0.070
23 – 95.6522 %	0.029	0.0375	0.140625	0.092
24 – 100 %	0.0180	0.0312499	0.309375	0.174

Tabla B.2. Valores del mapa de superficie de resistencia de la SEI mostrado en la Figura 3.5 obtenido a partir de la caracterización por PDT de acuerdo con los valores de corriente y SoC utilizados. Se tienen unidades en ohmios.

Capacitancia de SEI de la batería [F]				
Corriente \ SoC	-5 A	-3.2 A	5 A	3.2 A
1 – 0 %	945.168	1350.3380	3277.74079	2529.6534
2 – 4.3478 %	921.8047	1015.3347	2866.54899	2091.318
3 – 8.6957 %	1183.8787	1402.8734	2371.7935	4918.877
4 – 13.0435 %	1092.287	1820.478453	2607.5169	1556.8466
5 – 17.3913 %	1227.0007	1511.223892	2568.4453	1863.7227
6 – 21.7391 %	1445.68371	1952.919545	2389.03719	1739.1367
7 – 26.0870 %	1360.5853	1744.0099	1520.65416	1803.613563
8 – 30.4348 %	1292.5560	1611.97215	2126.980685	1970.7524
9 – 34.7826 %	1365.64975	1830.862	1681.26279	1453.7932
10 – 39.1304 %	1309.5344	1511.22389	1576.183866	1532.021
11 – 43.4783 %	1217.0928	1878.1645	1913.57393	1538.8747
12 – 47.8261 %	1445.7868	1887.671768	1913.57393	1451.3884
13 – 52.1739 %	1536.07099	1887.671768	1900.5382	1397.525948
14 – 56.5217 %	1541.4122	2055.593	1909.39354	1275.7159556
15 – 60.8696 %	1759.408	2266.737	1560.0905	1590.26288
16 – 65.2174 %	1643.5392	2266.737	2000.46493	1471.7676
17 – 69.5652 %	1477.80976	2254.4096	2041.1455	1277.6326
18 – 73.9130 %	1787.81727	1841.566	1776.892	1205.97803
19 – 78.2609 %	1634.239829	1845.2067	1765.43792	1083.4033
20 – 82.6087 %	1533.0345	1723.1643	1156.9594	1213.62768
21 – 86.9565 %	1456.38276	1429.185	998.1700585	916.75992
22 – 91.3043 %	1292.3964341	1752.838	1266.06642	829.13194
23 – 95.6522 %	1473.362496	2055.593	783.940	716.5883
24 – 100 %	2455.60416	2479.85056	378.056965	427.657

Tabla B.2. Valores del mapa de superficie de capacitancia de la SEI mostrado en la Figura 3.5 obtenido a partir de la caracterización por PDT de acuerdo con los valores de corriente y SoC utilizados. Se tienen unidades en faradios.