

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**MODELADO Y ANÁLISIS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
CON INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
BASADO EN BATERÍAS**

TESIS

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta:

Carlos Ceja Espinosa

Directora de Tesis:

Doctora en Ingeniería Eléctrica

Elisa Espinosa Juárez



Morelia, Michoacán, México
Junio de 2017





MODELADO Y ANÁLISIS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CON INCLUSIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la **Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** de *Carlos Ceja Espinosa*

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Presidente del Jurado

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Directora de Tesis

Dr. Antonio Ramos Paz
Vocal

Dr. Fernando Ornelas Téllez
Vocal

Dr. César Ángeles Camacho
Revisor Externo (UNAM)

Dr. Félix Calderón Solorio
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia, cuyo apoyo y cariño certero e incondicional me han motivado para seguir adelante en mi formación académica, además de impulsar mi crecimiento personal. En gran medida, es gracias a ellos que he conseguido culminar esta tesis, por lo cual les expreso mi más profunda gratitud.

En particular, dirijo esta dedicatoria a mi madre y a mi hermano, quienes siempre han cuidado de mí y creído en mi capacidad para realizar este trabajo, además de ofrecerme aliento y consejos en cualquier situación.

Agradecimientos

En primera instancia, quiero agradecer a la Dra. Elisa Espinosa Juárez, quien, como directora de esta tesis, me brindó su conocimiento y experiencia en todo momento a lo largo del desarrollo de este trabajo, para poder llevarlo a cabo de la mejor manera posible. Su tenaz apoyo fue esencial para dar término a esta tesis, por lo cual comparto con ella totalmente cualquier mérito que conlleve el haber concluido este trabajo.

También agradezco a los miembros de la mesa sinodal en mi examen de grado, primero por acceder a participar en mi evaluación, y segundo por sus observaciones y recomendaciones acertadas, que fueron fundamentales para mejorar la versión final de esta tesis.

Efectuar este trabajo no habría sido posible sin la preparación proporcionada por los profesores de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, tanto a nivel maestría como licenciatura, por lo cual les manifiesto mi sincera gratitud. En particular, agradezco al Dr. Antonio Ramos Paz, quien influyó significativamente en mi formación académica y fomentó mi interés por la investigación científica, en específico durante los años de licenciatura.

Debo agradecer también al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), por la beca otorgada que hizo posible la realización de esta tesis.

Por último, doy gracias a mis amigos, con los que compartí la experiencia de cursar la maestría. Ellos hicieron que todo momento fuera más agradable y divertido. Además, no solamente aprendí junto a ellos, sino de ellos mismos también.

Resumen

En esta tesis se presenta la implementación de un arreglo fotovoltaico con inclusión de almacenamiento de energía basado en baterías, con la finalidad de analizar el efecto del almacenamiento en la disminución de la intermitencia de la potencia generada por el arreglo fotovoltaico.

Para ello, se implementan modelos basados en circuitos equivalentes del panel fotovoltaico y la batería. Para el panel, se elige el modelo de un diodo, que se extiende para representar cualquier configuración de arreglo, y se implementa el algoritmo *Perturbar y Observar* básico para efectuar el rastreo del punto de máxima potencia. Para la batería, se elige el modelo de fuente de voltaje controlada, que es capaz de representar distintos tipos de batería. La implementación de los modelos se valida mediante la comparación de resultados con datos del fabricante así como modelos de la plataforma Simulink.

Los datos de irradiancia y temperatura necesarios para la simulación de potencia del arreglo fotovoltaico se obtienen de una estación meteorológica instalada en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, que incluye lecturas de todo un año.

Se implementaron dos aplicaciones para la mitigación de intermitencia en la potencia generada por el arreglo fotovoltaico: suavizado de potencia y control de rampas de potencia. Para el suavizado, se requiere obtener una potencia suavizada que servirá de referencia para la batería. Para este propósito se utilizó el filtro de Savitzky-Golay y el algoritmo de media móvil. En el control de rampas, se implementó una rutina que limita las variaciones de potencia según un porcentaje de la potencia nominal del arreglo fotovoltaico especificado.

Se presentan casos de estudio de las aplicaciones implementadas para la disminución de la intermitencia. En el caso del suavizado, se hicieron pruebas variando los límites de estado de carga de la batería, y el método de obtención de la potencia de referencia; en el caso del control de rampas, se fijaron los límites de estado de carga y se experimentó con variaciones en el porcentaje de rampa permitido. La implementación y simulación se desarrollaron en su totalidad utilizando el lenguaje de programación Python.

Palabras Clave: *Almacenamiento de Energía, Panel Fotovoltaico, Baterías, Suavizado de Potencia, Control de Rampas, Python*

Abstract

In this thesis, the implementation of a photovoltaic array with battery-based energy storage is presented, with the goal of analyzing the storage effect in the reduction of power intermittence.

Models of the photovoltaic module and battery, based on equivalent circuits, are implemented. The single diode model is used for the photovoltaic module, which is then extended to represent any array configuration, and a basic *Perturb and Observe* algorithm is implemented to perform the maximum power point tracking. For the battery, the controlled voltage source model is used, which is capable of representing different types of battery. The implementation of these models is validated through the comparison of results with manufacturer data and Simulink models.

The irradiance and temperature data necessary for the simulation of power generation of the photovoltaic array are obtained from a weather station installed in the *Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo*, which includes measurements of an entire year.

Two applications for the reduction of intermittence in the power generated by the photovoltaic array were implemented: power smoothing and ramp rate control. For the power smoothing procedure, a smoothed power must be generated, to act as reference for the battery. For this purpose, the Savitzky-Golay filter and the moving mean algorithm were used. For the ramp rate control process, a routine which limits the power variations according to a specified percentage of the nominal power of the photovoltaic array was implemented.

Study cases of the mentioned applications for power intermittence reduction are presented. In the case of power smoothing, tests varying the state of charge limits of the battery and the method for generating the power reference signal were performed; in the case of ramp-rate control, the state of charge limits were fixed, and experimentes were made with variations in the percentage of power ramp allowed. The implementation and simulation were completely developed using the Python programming language.

Keywords: *Energy Storage, Photovoltaic Module, Batteries, Power Smoothing, Ramp Rate Control, Python*

Contenido

Resumen	IX
Abstract	XI
Lista de Figuras	XVII
Lista de Tablas	XXI
1 Introducción	1
1.1 Estado del Arte	3
1.2 Justificación	9
1.3 Objetivos	10
1.3.1 Objetivos Particulares	10
1.4 Metodología	10
1.5 Descripción de Capítulos	11
2 Modelado del Panel Fotovoltaico	13
2.1 El Efecto Fotovoltaico	13
2.2 Modelo Ideal de la Celda Fotovoltaica	15
2.3 Modelos Prácticos del Panel Fotovoltaico	16
2.3.1 Modelo con Resistencia en Serie	17
2.3.2 Modelo de Un Diodo	17
2.3.3 Modelo de Dos Diodos	21
2.4 Aproximación de Parámetros del Panel	21
2.5 Efecto de Variación de Parámetros	26
2.5.1 Irradiancia	28
2.5.2 Temperatura	29
2.5.3 Resistencia en Serie	30
2.5.4 Resistencia en Paralelo	31
2.5.5 Factor de Idealidad del Diodo	32

2.6	Modelo del Arreglo Fotovoltaico	33
2.7	Rastreo del Punto de Máxima Potencia	35
2.8	Conclusiones del Capítulo	37
3	Almacenamiento de Energía	39
3.1	Dispositivos de Almacenamiento	39
3.1.1	Bombeo Hidráulico	40
3.1.2	Aire Comprimido	40
3.1.3	Supercondensadores	41
3.1.4	Superconductores Magnéticos	42
3.1.5	Volantes de Inercia	42
3.1.6	Baterías	43
3.2	Aplicaciones de Almacenamiento de Energía	46
3.2.1	Regulación de Frecuencia	46
3.2.2	Control de Voltaje	47
3.2.3	Amortiguamiento de Oscilaciones	47
3.2.4	Administración de Energía	48
3.2.5	Otros Servicios	48
3.3	Instalaciones con Almacenamiento de Energía	49
3.3.1	Sistema de Baterías de AES Angamos	49
3.3.2	Parque Eólico Kaheawa	50
3.3.3	Sistema de Aire Condensado de Highview Power Storage	50
3.3.4	Isla Santa Catalina	51
3.3.5	Respaldo de Energía de BC Hydro	52
3.4	Códigos de Red	52
3.4.1	Definición	53
3.4.2	Ejemplos de Códigos de Red	54
3.5	Modelado de Baterías	57
3.5.1	Modelo Simple	57
3.5.2	Modelo de Thévenin	57
3.5.3	Modelo de Doble Polarización	58
3.5.4	Modelo con Fuente de Voltaje Controlada	58
3.6	Conclusiones del Capítulo	67

4	Suavizado de Potencia y Control de Rampas de Potencia	69
4.1	Perfiles de Irradiancia y Temperatura	69
4.2	Suavizado de Potencia	71
4.3	Control de Rampas de Potencia	74
4.4	Descripción del Esquema Panel Fotovoltaico-Batería con Suavizado de Potencia	76
4.5	Descripción del Esquema Panel Fotovoltaico-Batería con Control de Rampas de Potencia	79
4.6	Casos de Estudio	82
4.6.1	Caso A. Suavizado de Potencia	83
4.6.2	Caso B. Control de Rampas de Potencia	88
4.7	Conclusiones del Capítulo	92
5	Conclusiones y Trabajos Futuros	95
5.1	Conclusiones	95
5.2	Trabajos Futuros	97
	Referencias	99

Lista de Figuras

2.1	Modelo ideal de la celda fotovoltaica.	15
2.2	Corrientes de la celda fotovoltaica ideal.	16
2.3	Modelo con resistencia en serie de la celda fotovoltaica.	17
2.4	Modelo de un diodo de la celda fotovoltaica.	17
2.5	Modelo de dos diodos de la celda.	21
2.6	Diagrama de flujo del algoritmo de aproximación de parámetros del panel. .	25
2.7	Curvas características en condiciones de prueba estándar (STC).	27
2.8	Curvas características con valores distintos de irradiancia (G).	28
2.9	Curvas características con valores distintos de temperatura (T).	29
2.10	Curvas características con valores distintos de resistencia en serie (R_s). . . .	30
2.11	Curvas características con valores distintos de resistencia en paralelo (R_p). .	31
2.12	Curvas características con valores distintos de factor de idealidad (a). . . .	32
2.13	Curvas características de un arreglo fotovoltaico de 10.8 kW.	34
2.14	Curvas características del arreglo fotovoltaico de 10.8 kW instalado en la DEP-FIE.	35
2.15	Diagrama de flujo del método P&O para el MPPT.	36
3.1	Modelo simple de la batería.	57
3.2	Modelo de Thévenin de la batería.	58
3.3	Modelo de doble polarización de la batería.	58
3.4	Curva de descarga de una batería de Ni-MH.	61
3.5	Curvas de descarga de la batería Panasonic HHR650D del modelo de Simu- link, del modelo desarrollado y de la hoja de datos del fabricante.	65
3.6	Curvas de descarga de la batería Panasonic HHR450A del modelo de Simu- link, del modelo desarrollado y de la hoja de datos del fabricante.	65
3.7	Curvas de descarga de una batería de Ni-MH de 235 V modelada con Si- mulink y del modelo desarrollado.	66

3.8	Respuesta de la batería Panasonic HHR650D: (a) Voltaje y (b) Estado de carga.	66
4.1	Perfiles climatológicos obtenidos de la estación meteorológica.	70
4.2	Suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico con filtro.	71
4.3	Potencia de referencia para el suavizado de potencia con filtro.	72
4.4	Suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo de media móvil.	73
4.5	Potencia de referencia para el suavizado de potencia con algoritmo de media móvil.	73
4.6	Límite de rampas de potencia.	75
4.7	Ramp rate original.	75
4.8	Ramp rate después de limitar rampa.	75
4.9	Potencia de referencia para el control de rampa.	76
4.10	Esquema del sistema panel fotovoltaico-batería para el suavizado de potencia.	77
4.11	Esquema del sistema panel fotovoltaico-batería para el control de rampas de potencia.	79
4.12	Resultados de la simulación para el día 17 de febrero de 2015, con límites de SOC entre 10 % y 90 %: (a) Potencia original del arreglo, (b) Potencia suavizada, (c) Potencias original, suavizada y de la batería, (d) Acercamiento a las potencias original, suavizada y de la batería, (e) Suavizado del filtro y la batería.	84
4.13	Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con algoritmo de media móvil.	85
4.14	Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con filtro.	86
4.15	Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con algoritmo de media móvil.	87
4.16	Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de SOC de 30-70 % y suavizado con filtro.	87
4.17	Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 30-70 % y suavizado con filtro.	88
4.18	Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de rampa de 10 %.	89
4.19	Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 10 %.	89

4.20	Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de rampa de 25 %.	90
4.21	Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 25 %.	90
4.22	Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de rampa de 10 %.	91
4.23	Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 10 %.	91
4.24	Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de rampa de 25 %.	92
4.25	Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 25 %.	92

Lista de Tablas

2.1	Variables y parámetros del modelo de un diodo.	18
2.2	Parámetros de las hojas de datos del fabricante.	23
2.3	Datos del fabricante de distintos modelos de paneles fotovoltaicos.	24
2.4	Parámetros aproximados de paneles fotovoltaicos.	26
2.5	Comparación de puntos de máxima potencia.	27
3.1	Modelos de distintos tipos de baterías.	60
3.2	Datos extraídos de la curva de descarga de la batería Panasonic HHR650D.	63
4.1	Extracto de datos de la estación meteorológica.	70

Capítulo 1

Introducción

La tendencia actual del sector eléctrico en todo el mundo es incrementar la generación de potencia empleando fuentes de energía renovables. Esta tendencia surge por razones ambientales y por el hecho de que la mayor parte de la energía utilizada en el mundo proviene de recursos que eventualmente desaparecerán. En [Pickard, 2014] se presenta una reseña de proyecciones realizadas sobre el agotamiento de combustibles fósiles, tanto por equipos independientes de investigadores, como por industrias y agencias gubernamentales. Las predicciones presentan discrepancias en el tiempo preciso en el que se agotarán los combustibles fósiles, pero, de manera general, indican que se comenzarán a experimentar reducciones drásticas en la producción de energía en la segunda mitad del siglo XXI.

Por esta razón, un gran número de países han invertido considerablemente en la implementación de plantas generadoras con fuentes de energía renovables. En México, según el Inventario Nacional de Energías Renovables (INER), se tiene un potencial probado de hasta 13,167 GWh/año de producción de energía a partir de recursos renovables, como energía geotérmica, hidráulica, eólica, solar, y de biomasa [Secretaría de Economía, 2015].

El objetivo del gobierno federal es que el 35 % de la energía total en el país se produzca con fuentes renovables, para el año 2024. Según la Comisión Reguladora de Energía de México (CRE), en enero de 2015 se tenían aproximadamente 9,520 MW de potencia en proyectos de energía renovable en construcción, o a punto de empezar su construcción, en los estados de Oaxaca, Coahuila y Sonora, entre otros [Secretaría de Economía, 2015].

Las reformas energéticas recientes en el país han abierto el camino para la creación de un mercado eléctrico desregulado, permitiendo que inversionistas privados, tanto nacionales como extranjeros, participen en el rubro de generación de energía eléctrica. Además, debido a las características y recursos naturales disponibles en México, el país resulta un lugar de gran interés para el desarrollo de plantas con energía renovable. Entre los años

2010 y 2015, la industria de energías renovables recibió un total de \$13,372 millones de dólares en inversión, principalmente de España, Estados Unidos, y Alemania [Secretaría de Economía, 2015]. Aunado a esto, distintas empresas nacionales también buscan su lugar en el mercado, desarrollando e implementando sus propias tecnologías.

En México, las tecnologías de generación se clasifican en tecnologías convencionales y tecnologías limpias. Las tecnologías convencionales engloban todos los métodos de generación que requieren el uso de combustibles fósiles como energético primario, y que no tienen un equipo de captura o confinamiento de las emisiones de dióxido de carbono. Por otra parte, las tecnologías limpias incluyen todas aquellas que producen un menor volumen de emisiones y residuos contaminantes, en comparación con las tecnologías convencionales [Secretaría de Energía, 2016a]. Dentro de las tecnologías convencionales, se incluye la generación termoeléctrica, la combustión en lecho fluido, la combustión interna, turbinas de gas, plantas de ciclo combinado, y plantas carboeléctricas, principalmente. Las tecnologías limpias incluyen generación eólica, geotérmica, solar, hidroeléctrica, nucleoelectrica, y de biomasa, principalmente.

La Secretaría de Energía de México (SENER), en conjunto con otras instituciones gubernamentales como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la CRE, han presentado recientemente documentos para la adecuada planeación, modernización, y adaptación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al nuevo esquema de operación y mercado impuesto por las reformas constitucionales en materia de energía implementadas por la federación. Uno de estos documentos es el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), en el cual se tratan aspectos técnicos, económicos, y operativos asociados al crecimiento de la red eléctrica considerando el periodo 2016-2030. Aquí se presenta el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), cuyo objetivo es retirar centrales eléctricas menos eficientes una vez que las nuevas instalaciones entren en operación comercial [Secretaría de Energía, 2016a].

Se sugiere el retiro de 127 unidades de generación, distribuidas en 20 entidades del país, que significa un total de aproximadamente 15,854 MW. El 69 % de esta potencia corresponde a plantas termoeléctricas convencionales, y únicamente se consideran centrales que pertenecen a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Respecto a la instalación, se ha pronosticado que para satisfacer la demanda en el periodo 2016-2030, se requerirán 59,986 MW adicionales. De estos, 2,315 MW corresponden a proyectos finalizados, por iniciar operación, o ya en operación; 23,673 MW se encuentran en construcción o en licitación; 1,046 MW se obtendrán de la rehabilitación y modernización de centrales existentes; y 32,952 MW corresponden a proyectos nuevos por desarrollar. Se espera que aproximadamente 45.7 % de la capacidad se integre por tecnologías convencionales, y el 54.3 % restante por tecnologías limpias. Se instalarán centrales eléctricas en la mayoría de las entidades del país, de las cuales destacan Veracruz, Nuevo León, Tamaulipas, Oaxaca, Sonora y Chihuahua, que concentran el 47 % de la nueva capacidad total [Secretaría de Energía, 2016a].

Por otra parte, en abril de 2014 la SENER convocó a la formación de un Grupo de Trabajo de Redes Eléctricas Inteligentes (GTREI), que busca incorporar a los principales actores del sector eléctrico y desarrollar una estrategia conjunta para definir claramente cómo se establecerán las redes inteligentes en el país. Inicialmente, este grupo estaba conformado por la SENER, la CFE, la CRE, y el CENACE, pero en septiembre de 2015 se integró la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE). Se espera que en etapas futuras se adicionen otras instituciones públicas. La incorporación de proyectos de almacenamiento de energía es un tema recurrente en los documentos de desarrollo presentados por la SENER [Secretaría de Energía, 2016b].

Países que ya cuentan con alta penetración de generación renovable no convencional enfrentan el problema de explotar el máximo potencial de los recursos disponibles, así como los problemas asociados a la intermitencia de dichos recursos. Una de las estrategias que se utiliza para afrontar los retos que implica la intermitencia de los recursos renovables no convencional, es la instalación de esquemas de almacenamiento de energía, por lo que se tiene cada vez más instalaciones utilizando distintas tecnologías, tales como baterías, volantes de inercia, supercapacitores, entre otros.

Por ejemplo, un reporte presentado por [Simon *et al.*, 2012] ofrece un análisis detallado del impacto de almacenamiento de energía en la red eléctrica de Nueva York, y propone la creación de reglamentos, estudios y metodologías para evaluar los beneficios de incorporar mayor capacidad de almacenamiento.

De lo antes expuesto, resulta evidente la importancia de estudiar las aplicaciones del almacenamiento de energía para mejorar la operación de los sistemas eléctricos con integración de fuentes renovables no convencionales, como es el caso de la generación fotovoltaica.

En esta tesis se presenta la implementación de una herramienta computacional que permite analizar el efecto de almacenamiento de energía basado en baterías, en el suavizado de la potencia de un arreglo fotovoltaico con recurso solar intermitente, así como el control de rampas de potencia debidas a la intermitencia.

1.1. Estado del Arte

El interés por incrementar la penetración de energías renovables en las redes eléctricas ha generado importantes avances en la investigación y desarrollo de los sistemas fotovoltaicos. Existen grandes retos que se deben solucionar para poder llevar a cabo la transición de un sistema eléctrico dependiente de energías no renovables, a un sistema eléctrico verdaderamente sustentable, capaz de operar en cualquier condición únicamente con fuentes de energía renovables como respaldo.

La mayoría de fuentes de energía renovables no convencionales son variables o intermitentes, es decir, la energía obtenida de ellas no es constante, pues depende de la disponibilidad instantánea del recurso natural. La energía solar no es la excepción, por lo cual, si se pretende conectar cantidades significativas de potencia obtenida con generadores fotovoltaicos, se debe solucionar o mitigar en cierto grado el problema de la intermitencia, que es el origen fundamental de la mayoría de problemas asociados a la incorporación de generación renovable.

El primer paso para analizar sistemas con generación fotovoltaica es obtener un modelo que represente con precisión la operación del panel fotovoltaico. Diversos modelos han sido propuestos, con diferentes grados de complejidad y enfocados a distintas aplicaciones. En [Villalva *et al.*, 2009] se presenta una explicación concisa del funcionamiento básico de una celda fotovoltaica, partiendo de los materiales de construcción comúnmente usados y de los fenómenos físicos que hacen posible la generación de electricidad a partir de reacciones químicas al interior de la celda. También se desarrolla el modelo de celda fotovoltaica de un diodo, y se explica a detalle el procedimiento para aproximar los parámetros del modelo en base a las curvas del fabricante con alta precisión. Además, se proponen posibles técnicas para la implementación de este modelo utilizando programas de simulación de circuitos.

En [Pukhrem, 2013] se desarrolla un modelo de celda fotovoltaica para encontrar las curvas características considerando cambios en las condiciones climatológicas, en particular, de irradiancia solar y temperatura. El modelo se implementa en Simulink, y se analiza el efecto de la variación de parámetros de la celda en la respuesta de corriente, voltaje, y potencia del modelo.

En [Huan-Liang Tsai y Su, 2008] también se implementa el modelo de la celda fotovoltaica basado en el circuito equivalente con un diodo, pero se propone un método distinto para la aproximación de los parámetros del modelo. Se hacen algunas simplificaciones, como considerar la corriente fotoeléctrica igual a la corriente de corto circuito, e ignorar la corriente de dispersión del diodo en el cálculo de la corriente de saturación inversa. También se calcula la potencia máxima en función de la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto, y el factor de forma del panel. Para simular la irradiancia solar de un día, los autores proponen un enfoque estadístico, utilizando una función gaussiana definida con un factor de irradiancia máxima en determinado tiempo, un tiempo central, y una desviación estándar arbitraria. Con su modelo simulan la respuesta del panel Solarex MSX-60, ante distintas condiciones de irradiancia y temperatura.

Otros enfoques para la representación del panel fotovoltaico han sido propuestos. En [Balzani y Reatti, 2005], [Sánchez-García *et al.*, 2016] se presentan modelos basados en una red neuronal. Una ventaja de esta técnica como redes neuronales es que no es necesario conocer parámetros internos del sistema o desarrollar un modelo matemático. La red neuronal se entrena con datos de entrada y salida, y su respuesta se ajusta para cumplir la correspondencia entre estos datos. De esta manera, si los datos son acondicionados

correctamente, la red neuronal puede simular la operación del panel ante condiciones ambientales variantes.

Una vez desarrollado el modelo de la celda fotovoltaica, se debe extender para representar el comportamiento de un panel completo, así como de un arreglo de múltiples paneles. En [Ahmed *et al.*, 2015] se modela un arreglo con potencia total de 5 kW, basándose en el modelo de un panel fotovoltaico con potencia nominal de 250 W. Se consideran dos grupos conectados en paralelo, cada uno con cuatro paneles conectados en serie. Además del análisis del efecto de irradiancia y temperatura, se estudia el comportamiento del panel cuando existe sombreado parcial en algunos de los paneles, y el efecto de incorporar un diodo en derivación para mitigar este problema.

En [Coelho *et al.*, 2009] se presenta el modelo de un arreglo formado por tres grupos en paralelo, cada uno con dieciocho módulos conectados en serie, para un total de cincuenta y cuatro paneles, con una potencia nominal de 10.8 kW. El procedimiento es similar al caso anterior: se simula un único panel fotovoltaico, y con algunas modificaciones en las ecuaciones se acondiciona el modelo para representar el arreglo completo.

Una parte importante para la interconexión del generador fotovoltaico a la red eléctrica es efectuar un rastreo de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), con el objetivo de asegurarse que el panel o arreglo esté produciendo la mayor potencia posible, según las condiciones climatológicas presentes.

Para ejecutar el MPPT existen diversos métodos. En [Nordin y Omar, 2011] se utiliza un algoritmo conocido como *Perturbación y Observación* (P&O), el cual funciona haciendo un incremento al voltaje y comparando la potencia obtenida con este incremento, con la potencia previa al incremento. Según sea mayor o menor, el voltaje se aumenta o disminuye para encontrar el punto de máxima potencia. El incremento también se puede aplicar al ciclo de trabajo del convertidor de potencia acoplado al panel. Los autores presentan los resultados del modelo con MPPT, simulando una instalación fotovoltaica de gran escala con potencia nominal de 47.28 KWp, conformada por 21 conexiones en serie y 18 conexiones en paralelo. Este arreglo corresponde a una instalación real en Bangi, Malasia. Se observan algunas discrepancias entre la potencia obtenida con el modelo y la potencia medida, las cuales son atribuidas por los autores a variables no consideradas, tales como polvo o tierra acumulada en la superficie de las celdas, pérdidas en los cables y tolerancias de los fabricantes.

El algoritmo P&O para hacer el MPPT puede presentar algunas desventajas, como oscilaciones alrededor del punto máximo de potencia o respuesta inapropiada ante cambios atmosféricos muy rápidos. Debido a esto, en [Femia *et al.*, 2005] se propone una optimización del algoritmo, mediante la selección específica de parámetros de acuerdo a las características dinámicas del sistema en cuestión.

En [Esram y Chapman, 2007] se presenta un análisis comparativo de distintos métodos de MPPT. Además del método P&O, se menciona el método de *Conductancia Incremental* (CI), el cual se basa en el signo de la pendiente de la curva P-V del panel. Observando los valores de pendiente en la curva, se puede ajustar el voltaje para que el panel opere en el punto de máxima potencia. También se mencionan las técnicas de *corriente de corto circuito fraccionaria* y *voltaje de circuito abierto fraccionario*. Como sus nombres indican, la corriente y voltaje de máxima potencia se aproximan multiplicando la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto por constantes de proporcionalidad. Estas constantes son específicas para el panel en cuestión, y suelen determinarse de manera empírica en distintas condiciones de irradiancia y temperatura. Otro método mencionado se basa en control de lógica difusa. Un controlador de lógica difusa puede trabajar con datos de entrada imprecisos, no requiere un modelo matemático, y puede manejar la no linealidad del problema. El MPPT con lógica difusa ha mostrado buen desempeño ante condiciones atmosféricas variantes, pero también se ha observado que su efectividad depende en gran medida de la elección de parámetros, como las reglas heurísticas y el cálculo de error. Se realiza una comparación entre estos y otros métodos, considerando características como dependencia del panel particular, velocidad de convergencia, complejidad de implementación y variables de entrada requeridas, por mencionar algunas.

El algoritmo de MPPT suele acoplarse a un convertidor de potencia, que se encarga de establecer el voltaje correspondiente al punto de potencia máxima. En [Látková *et al.*, 2015] se modela un arreglo de paneles fotovoltaicos, conectado a un convertidor elevador de CD clásico, controlado por un ciclo de trabajo obtenido del algoritmo de MPPT. El arreglo se conecta a una carga resistiva constante que permite calcular el voltaje de salida mediante la ley de Ohm. Se presenta la comparación de curvas de corriente, voltaje y potencia entre un sistema sin convertidor de CD controlado por el MPPT, y un sistema con el convertidor de CD. Se observó el efecto esperado al incorporar el convertidor, pues la potencia de salida fue casi cuatro veces mayor que en el sistema sin convertidor. Los modos de operación del convertidor, definidos por el estado del interruptor, se modelan con un conjunto de ecuaciones diferenciales planteadas según las leyes de corriente y voltaje de Kirchhoff. Se utilizó el método de voltaje constante para el MPPT, que es en realidad el método de voltaje de circuito abierto fraccionario.

En [Srivastava *et al.*, 2012] se lleva a cabo un análisis del impacto de dispositivos de almacenamiento de energía conectados a sistemas de generación distribuida y a la red eléctrica. Para ello, se desarrollan modelos lineales basados en circuitos equivalentes de una batería y un ultracapacitor, utilizando MATLAB y Simulink como plataforma de simulación. Los estudios se realizan en un sistema de prueba de 8 nodos, y se analiza el impacto que tiene el almacenamiento en factores indicativos de estabilidad, tales como la desviación de velocidad y ángulo del rotor, la duración de oscilaciones tras aplicar una falla, y la respuesta del voltaje en terminales del sistema de generación distribuida ante distintas condiciones de falla. En todos los casos, los resultados indicaron que una mayor penetración de almacenamiento de energía mejoró la estabilidad del sistema.

Modelos de distintos tipos de baterías han sido desarrollados en la última década. En [Huria *et al.*, 2012] se presenta un modelo de baterías de litio de alta potencia. Se basa en un circuito equivalente formado por una fuente de voltaje y grupos de capacitores y resistores en paralelo. Entre más de estos grupos se consideren, más precisión se obtendrá del modelo. Sin embargo, la complejidad aumenta significativamente sin mejoras notables en los resultados, por lo cual es común usar solo uno o dos de estos bloques. El modelo considera la respuesta dinámica ante cambios de temperatura, al calcular los parámetros del circuito equivalente en función del estado de carga y la temperatura. Se realizaron pruebas experimentales, con celdas de iones de litio de 31 Ah de capacidad. Una fuente de CD programable se utilizó para la carga, y un dispositivo de carga electrónica para la descarga. El voltaje y estado de carga de la batería se predicen en base a un perfil de corriente. Todos los modelos fueron desarrollados utilizando MATLAB y Simulink.

En [He *et al.*, 2011] se describen modelos basados en diversos circuitos equivalentes para baterías de iones de litio. Se menciona el modelo de resistencia interna, formado por una fuente de voltaje y una resistencia en serie. La fuente y resistencia dependen del estado de carga y temperatura, y la corriente se considera positiva en la descarga y negativa en la carga. También se menciona el modelo de Thévenin y el modelo PNGV (desarrollado por el programa *Partnership for a New Generation of Vehicles*). En el artículo se propone un modelo denominado DP (polarización dual, por sus siglas en inglés), que es una modificación al modelo de Thévenin. Se realiza la aproximación de parámetros para cada modelo, y se evalúan para comparar su desempeño en la estimación de estado de carga. También se presenta un análisis del efecto del valor inicial en la estimación del estado de carga, y se encuentra que el modelo propuesto presenta mayor precisión en la estimación, y es capaz de reducir el error debido a un valor inicial impreciso.

En [Tremblay y Dessaint, 2009] se propone un modelo capaz de representar baterías de distintos tipos, como baterías de iones de litio, plomo-ácido, níquel-metal hidruro y níquel-cadmio. Se presenta una ecuación general para el cálculo de voltaje de la batería, y dependiendo del tipo de batería, algunas modificaciones son necesarias para simular el proceso de carga y descarga en cada una de ellas. Una ventaja de este modelo es que los parámetros requeridos para su formulación se pueden extraer de las curvas de descarga proporcionadas por el fabricante. El bloque para la simulación de baterías incluido en Simulink utiliza internamente este modelo.

Por otra parte, los esquemas de almacenamiento de energía tienen diversas aplicaciones en los sistemas eléctricos. Los servicios que pueden ser proporcionados por dispositivos de almacenamiento de energía son de gran interés en el actual desarrollo de redes eléctricas inteligentes. En [Carpinelli *et al.*, 2013] se hace un análisis de los posibles beneficios para los operadores de la red que pueden surgir de la incorporación de almacenamiento de energía, y se presenta un método de optimización mediante algoritmos genéticos para determinar el mejor emplazamiento y tamaño del medio de almacenamiento, desde un punto de vista económico.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden cumplir diversas funciones al conectarse a una red eléctrica. En [Molina, 2012] se presenta una reseña de aplicaciones potenciales en futuras redes eléctricas inteligentes. Se menciona el almacenamiento de energía excedente en periodos de demanda baja, para posterior uso como generación de reserva rodante. Esta reserva es importante en el sistema eléctrico, para afrontar contingencias que interrumpan la generación a corto plazo. También se puede cumplir la función de seguimiento de carga, es decir, el sistema de almacenamiento puede compensar los cambios de carga casi instantáneamente, lo cual, a su vez, permite que las unidades convencionales de generación operen de manera casi constante. Otras aplicaciones incluyen estabilidad en microrredes, control automático de generación, flujo de potencia en líneas de conexión, y mejoras en la calidad de energía.

Una de las aplicaciones de dispositivos de almacenamiento de mayor importancia para la interconexión de plantas con fuentes de energía renovables a la red eléctrica es el control de rampas de potencia. Las rampas de potencia se presentan cuando ocurren cambios rápidos en las condiciones climatológicas, que ocasionan fluctuaciones bruscas (ya sea incremento o decremento) de la potencia generada por las plantas con fuentes renovables. Este fenómeno es común en instalaciones fotovoltaicas durante días nublados, en los cuales las nubes cambian de posición a lo largo del día, ocasionando variaciones significativas en la irradiancia incidente en los paneles.

En [Cormode *et al.*, 2013] se hace un análisis de las rampas de potencia en sistemas fotovoltaicos de pequeña y gran escala, así como de la selección de baterías para mitigar este efecto. Se considera como sistema de pequeña escala uno cuya potencia nominal es de 2 kW, y de gran escala uno con potencia de 1.6 MW. Se observa que en el sistema de 2 kW se pueden presentar fluctuaciones de potencia de hasta un 50 % en solo tres segundos. Para el sistema de 1.6 MW, el mismo porcentaje de fluctuación se observa en un tiempo de nueve segundos. Se define un límite para la rampa de potencia, calculado según el cambio de potencia en un intervalo de tiempo, y se determina la potencia necesaria de la batería para mantener las rampas debajo de este límite. Esto se hace simulando la respuesta de la batería con la potencia del sistema, sumando ambas potencias para obtener una salida que cumpla con los límites establecidos. La capacidad de la batería se expresa en porcentaje de la capacidad del sistema fotovoltaico, y se determina que para un límite de rampa de 10 %/ min, la capacidad de batería debe ser de 62 % y 55 %, para los sistemas de pequeña y gran escala, respectivamente.

En [Marcos *et al.*, 2014] se presenta un método para calcular la potencia máxima y la capacidad mínima de almacenamiento para una planta fotovoltaica, considerando un límite de rampa. Se utilizan mediciones de potencia de un año, en una instalación de 38.5 MW en Amaraleja, Portugal. Se deducen expresiones analíticas para el cálculo de máxima potencia y mínima capacidad de almacenamiento. La validez del método se corrobora utilizando datos de fluctuaciones de potencia fotovoltaica de otras dos instalaciones localizadas en Navarra, España.

En [Sunny y Faiem, 2015] se presenta un procedimiento para encontrar el límite de rampa de un generador fotovoltaico. Se considera un generador de potencia nominal de 1 kW. Se asume que la potencia generada es directamente proporcional a la irradiancia. Además, se considera un dispositivo de almacenamiento ideal para limitar las rampas de potencia, con tecnología y capacidad no especificadas. El límite de rampa se define como un cambio de 100 W/min (10%/min de la capacidad nominal del generador). El generador se conecta a la red mediante un inversor, y el sistema de almacenamiento opera paralelamente al inversor. También se calcula la capacidad del medio de almacenamiento para cumplir con el límite de rampa establecido.

1.2. Justificación

Desde el punto de vista técnico, la operación de un sistema eléctrico de potencia implica un proceso complejo de predicción de demanda y programación de plantas generadoras para satisfacer dicha demanda, el cual se debe llevar a cabo con la mayor eficiencia y al menor costo posible. Conforme los sistemas eléctricos se transforman al incluir nuevas tecnologías, surgen retos para asegurar que este proceso se cumpla adecuadamente.

Las tendencias actuales indican que el nivel de penetración de generadores con fuentes de energía renovables aumentará significativamente. Las redes eléctricas modernas pueden soportar un nivel de penetración de potencia intermitente del 20 %, si se realiza una administración de energía apropiada. Sin embargo, alrededor del 30 % se comienzan a presentar riesgos en la confiabilidad del sistema, y si no se cuenta con algún tipo de almacenamiento de energía, se puede requerir tiro de carga para evitar interrupciones en el suministro eléctrico [Warshay *et al.*, 2012].

Teniendo en mente todos los proyectos que las instituciones más importantes del sector energético en el país están proponiendo para el nuevo mercado eléctrico, es evidente que en el futuro del SEN tienen gran relevancia las fuentes de energía renovable, así como su máximo aprovechamiento para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por esta razón resulta de gran importancia trabajar más detalladamente en el análisis para la conexión eficiente de generación renovable a la red convencional actual. Los sistemas de almacenamiento de energía son una pieza fundamental para cumplir este propósito.

Los problemas asociados a la intermitencia de energías renovables no convencionales, así como su alta penetración en la red eléctrica, se pueden mitigar utilizando medios de almacenamiento de energía, lo cual ha originado un creciente interés por este tipo de tecnología. Por esta razón, es necesario investigar y desarrollar herramientas que permitan analizar su efecto en la operación de los sistemas eléctricos, en particular su aplicación para mitigar la intermitencia asociada a la generación fotovoltaica.

1.3. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una herramienta computacional que permita analizar el efecto de la inclusión de un esquema de almacenamiento de energía en la disminución de la intermitencia de la potencia generada por un arreglo fotovoltaico.

En específico, la aplicación del almacenamiento de energía para el suavizado de potencia de salida, y el control de rampas de potencia, del arreglo fotovoltaico.

1.3.1. Objetivos Particulares

- Implementar un modelo matemático del panel fotovoltaico, de tal forma que sea sencillo extenderlo para simular cualquier tipo de arreglo fotovoltaico, con cualquier modelo particular de panel, en base a las hojas de datos proporcionadas por el fabricante.
- Implementar un modelo matemático de la batería, capaz de simular su respuesta de carga y descarga, considerando tipos específicos de batería, según el material de construcción.
- Implementar el modelado del sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento mediante baterías, con los elementos adicionales necesarios para su simulación.
- Llevar a cabo simulaciones con distintas condiciones, tales como días con perfiles de irradiancia significativamente distintos, restricciones operativas del almacenamiento y técnicas para efectuar la mitigación de intermitencia. Esto con el objeto de obtener conclusiones respecto al efecto del sistema de almacenamiento en la potencia del arreglo fotovoltaico.
- Utilizar un lenguaje de programación de código abierto que sea compatible con la mayoría de sistemas operativos y permita la interacción de los modelos desarrollados con otros programas comúnmente usados en el análisis de sistemas eléctricos.

1.4. Metodología

La metodología para cumplir con los objetivos planteados en esta tesis se detalla a continuación:

- Hacer una revisión de literatura referente al modelado de paneles fotovoltaicos y dispositivos de almacenamiento de energía, con enfoque particular en almacenamiento

mediante baterías. De esta manera se determinarán los modelos que se utilizarán en el desarrollo de esta tesis.

- En esta tesis se seleccionó el modelo de un diodo para el panel fotovoltaico, y el modelo de fuente de voltaje controlada para distintos tipos de batería. Una vez elegidos los modelos, se procede a su implementación en una plataforma computacional para llevar a cabo simulaciones. Para la aproximación de parámetros y solución del propio modelo panel fotovoltaico, se requiere implementar el método numérico de Newton-Raphson; para el modelo de la batería, se requiere implementar el método de Runge-Kutta de cuarto orden. Posteriormente se hace la validación de la implementación de los modelos, para respaldar los resultados obtenidos.
- Se implementan estrategias para la disminución de intermitencia de potencia del arreglo fotovoltaico: dos técnicas de suavizado de potencia y un algoritmo para el control de rampas de potencia.
- Los modelos implementados del panel fotovoltaico y batería se integran para simular el esquema del arreglo fotovoltaico-batería, así como las estrategias implementadas para la mitigación de intermitencia en la potencia.
- Finalmente, se llevan a cabo casos de estudio para analizar el efecto del almacenamiento de energía en la potencia de salida del arreglo fotovoltaico. Se consideran ambas técnicas de suavizado implementadas, el control de rampas, así como distintas características de operación de la batería.

1.5. Descripción de Capítulos

El resto de esta tesis se organiza como se describe a continuación:

En el Capítulo 2 se lleva a cabo la implementación del modelo del generador fotovoltaico seleccionado en esta tesis. Se explican brevemente los fenómenos físicos que dan lugar al efecto fotovoltaico, y se presentan los modelos de la celda ideal y la celda real. Se describe el método de aproximación de parámetros para el modelo utilizado, y se muestran las curvas características de distintos paneles en condiciones atmosféricas diversas, generadas con el modelo implementado. Se verifica la precisión del modelo, calculando el porcentaje de error de los puntos de máxima potencia. Posteriormente, se incluyen las modificaciones necesarias para extender el modelo a la simulación de arreglos fotovoltaicos de mayor potencia, formados por grupos de paneles individuales. Por último, se describe el concepto de rastreo de máxima potencia en paneles fotovoltaicos, y se presenta un método para efectuarlo.

En el Capítulo 3 se presenta información sobre distintos tipos de dispositivos de almacenamiento de energía que se pueden incorporar a las redes eléctricas. Se explican en

detalle las características de cada uno de ellos, así como sus ventajas y desventajas según la aplicación deseada. Posteriormente, se incluyen algunos ejemplos de instalaciones ya en operación, que incorporan algún medio de almacenamiento de energía a gran escala. También se mencionan algunas de las aplicaciones más importantes del almacenamiento de energía en sistemas eléctricos, incluyendo explicaciones concisas del funcionamiento de cada una de ellas. Se mencionan los servicios que pueden ofrecer los esquemas de almacenamiento a operadores, distribuidores, y usuarios finales de la red, y se presenta un resumen de los requerimientos establecidos por diversos códigos de red para la interconexión de sistemas de generación fotovoltaica al sistema eléctrico. Por último, se describe y valida el modelo de baterías implementado.

En el Capítulo 4 se describe el esquema del arreglo fotovoltaico-batería, así como las ecuaciones correspondientes para el suavizado de potencia y el control de rampas en dicho arreglo. Se presentan casos de estudio con dos técnicas de suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico, y el control de rampas de potencia. En los casos de estudio, se efectúan pruebas variando parámetros como los límites de capacidad del almacenamiento y límites de rampas de potencia, considerando perfiles de irradiancia y temperatura correspondientes a distintos días.

Finalmente, en el Capítulo 5 se sintetizan las conclusiones generales derivadas del trabajo desarrollado y los resultados obtenidos. También se sugieren posibles trabajos futuros y temas de estudio, que extiendan la presente línea de investigación, o mejoren alguno de sus aspectos.

Capítulo 2

Modelado del Panel Fotovoltaico

En este capítulo se presenta una breve descripción de los fenómenos físicos que ocurren en el interior de la celda fotovoltaica, los cuales permiten convertir la energía solar en energía eléctrica, y se mencionan algunos de los modelos que han propuesto distintos autores para describir la respuesta de un panel fotovoltaico. También se explica en detalle la implementación del modelo utilizado en esta tesis.

2.1. El Efecto Fotovoltaico

Las celdas fotovoltaicas se pueden fabricar con distintos materiales. El material más común en la fabricación de celdas solares es el silicio, pero también se han utilizado compuestos de diversos elementos, como cadmio y telurio (CdTe), cobre, indio, galio y selenio (CIGS), y galio y arsénico (GaAs), por mencionar algunos. Cada uno de estos materiales presenta propiedades particulares, pero independientemente del material, todas las celdas fotovoltaicas contienen al menos una unión de materiales p - n . Un material tipo p es aquel que tiene una carga positiva por exceso de huecos, y el material n una carga negativa por exceso de electrones.

Por ejemplo, en una celda de silicio, una capa de silicio de material tipo p se une con una capa de silicio de material tipo n , con una estructura cristalina, también de silicio, a lo largo de la unión. El material p tiene un exceso de huecos, mientras que el material n tiene un exceso de electrones. Los huecos y electrones están sujetos a una difusión aleatoria dentro de la estructura cristalina, es decir, tienden a moverse de regiones de alta concentración a regiones de baja concentración. La diferencia de densidad de huecos y electrones en los dos tipos de materiales genera altos gradientes electroquímicos en la unión. Esto ocasiona que los electrones se difundan cruzando la unión hacia la región p , y

los huecos crucen la unión hacia la región n . La difusión de huecos y electrones genera un campo eléctrico, que guía su movimiento. Si no hay fuerzas externas presentes, además de la temperatura, el flujo de huecos y electrones será igual en ambas direcciones, resultando en un flujo neto nulo a través de la unión. Del análisis de este fenómeno en la unión $p-n$ se deduce la siguiente ecuación, conocida como ecuación del diodo [Goswami y Kreith, 2007]:

$$I = I_0 \left[\exp \left(\frac{qV}{kT} \right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

donde:

I es la corriente generada por el flujo de huecos y electrones (A)

I_0 es la corriente de saturación en ausencia de luz (A)

q es la carga elemental del electrón, igual a 1.602×10^{-19} (C)

V es el voltaje externo aplicado a través de la unión (V)

k es la constante de Boltzmann, igual a 1.380×10^{-23} (J/K)

T es la temperatura de la unión (K)

La corriente de saturación en ausencia de luz es lo que diferencia a un diodo de otro; es una medida de su factor de recombinación de huecos y electrones. Esta corriente aumenta conforme aumenta la temperatura de la unión. Por otra parte, la energía de un fotón se calcula con la siguiente expresión:

$$e = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.2)$$

donde λ es su longitud de onda, h es la constante de Planck, y c es la velocidad de la luz. Expresada en eV, la energía del fotón es $1.24/\lambda$, con λ en μm . Si la energía de un fotón iguala o excede la banda de energía del material semiconductor de la unión $p-n$, podrá crear un par hueco-electrón. Por ejemplo, la banda de energía del silicio es de 1.1 eV, lo que significa que si la longitud de onda del fotón es menor que $1.13 \mu\text{m}$ (cercana a la luz infrarroja), podrá generar un par hueco-electrón. Fotones con mayor energía también pueden ser absorbidos, pero cada fotón puede generar un único par hueco-electrón, lo que implica que la energía excedente se disipa como calor.

Al conectar un conductor externo entre los materiales $p-n$, el movimiento de pares hueco-electrón generados por la luz, a través del material semiconductor y de una región a otra, es lo que produce una corriente eléctrica. La intensidad de la corriente depende directamente de la intensidad de fotones. El análisis de este fenómeno se puede profundizar desde el punto de vista físico y químico, pero ahondar más en el tema está fuera del alcance de esta tesis. De manera general, este es el principio del efecto fotovoltaico que permite a las celdas solares convertir la energía de la luz en electricidad [Goswami y Kreith, 2007].

2.2. Modelo Ideal de la Celda Fotovoltaica

El circuito equivalente de una celda fotovoltaica ideal se muestra en la Figura 2.1. Consiste de una fuente de corriente en paralelo con un diodo. La respuesta de una celda fotovoltaica ideal surge de la teoría básica de semiconductores. La curva característica de corriente y voltaje está dada por la siguiente ecuación [Villalva *et al.*, 2009]:

$$I = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{qV}{akT} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

donde:

I_f es la corriente fotoeléctrica generada por la celda (A)

I_s es la corriente de saturación inversa del diodo de la celda (A)

q es la carga elemental del electrón, igual a 1.602×10^{-19} (C)

k es la constante de Boltzmann, igual a 1.380×10^{-23} (J/K)

T es la temperatura operativa de la celda (K)

a es el factor de idealidad del diodo

Si se desea obtener las corrientes generadas por el modelo de la celda ideal, en la ecuación (2.3) se puede igualar I a cero y resolver para V , lo cual significaría encontrar un valor de voltaje de circuito abierto. Al hacer esto, se obtiene la expresión:

$$V = \frac{akT}{q} \ln \left(\frac{I_f}{I_s} + 1 \right) \quad (2.4)$$

El valor resultante de V en la ecuación (2.4) será el valor final de voltaje en la curva característica de corriente-voltaje (curva I-V). Para obtener la curva, se crea un vector desde cero hasta este valor, y se calculan valores de corriente correspondientes a cada elemento del vector de voltaje, usando la ecuación (2.3).

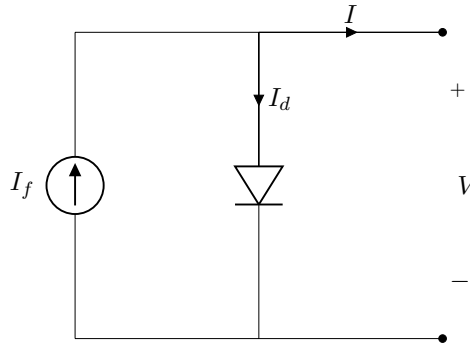
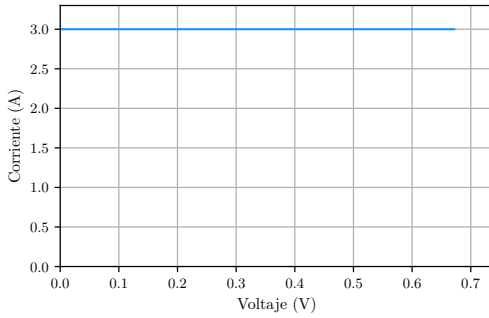


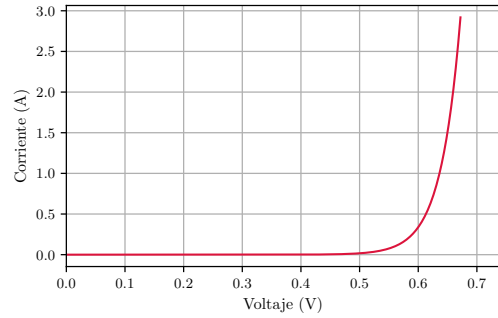
Figura 2.1: Modelo ideal de la celda fotovoltaica.

Los parámetros desconocidos restantes son el factor de idealidad del diodo (a), que suele tener valores entre 1 y 1.5, la temperatura ambiental (T), expresada en Kelvin, la corriente de saturación inversa del diodo (I_s), y la corriente fotoeléctrica de la celda (I_f).

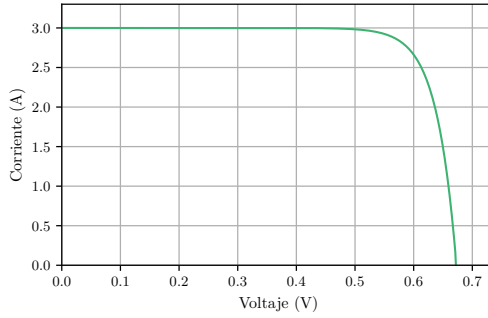
Con $a = 1.3$, $T = 298.15$, $I_s = 5.3 \times 10^{-9}$, $I_f = 3$, se obtienen las gráficas mostradas en la Figura 2.2. Como se puede observar, la corriente generada por la celda fotovoltaica es la resta de la corriente fotoeléctrica y la corriente que circula por el diodo, dada por el segundo término del lado derecho de la ecuación (2.3). El modelo de la celda ideal no considera pérdidas presentes en las celdas reales, por lo cual no es adecuado para simular su respuesta.



(a) Corriente fotoeléctrica.



(b) Corriente de saturación del diodo.



(c) Corriente total.

Figura 2.2: Corrientes de la celda fotovoltaica ideal.

2.3. Modelos Prácticos del Panel Fotovoltaico

Se han desarrollado diversos modelos para la representación práctica de paneles fotovoltaicos, con distintas aproximaciones y grados de complejidad según la aplicación particular. Por esta razón, cada modelo presenta ventajas y desventajas respecto a los demás en distintos criterios, así que es importante conocerlas para elegir el modelo más adecuado para las simulaciones que se desean realizar. A continuación se presentan breves descripciones de los modelos más comunes.

2.3.1. Modelo con Resistencia en Serie

El circuito equivalente de este modelo se presenta en la Figura 2.3. Como se puede observar, se trata del modelo ideal de la celda fotovoltaica con una resistencia en serie agregada. Esta resistencia simula las pérdidas internas de la celda, lo cual mejora la respuesta respecto a la obtenida con el modelo ideal, sin embargo, presenta problemas ante variaciones de temperatura. A pesar de esto es ampliamente utilizado en simulaciones, debido a su simplicidad y bajos requerimientos computacionales [Yetayew y Jyothsna, 2013].

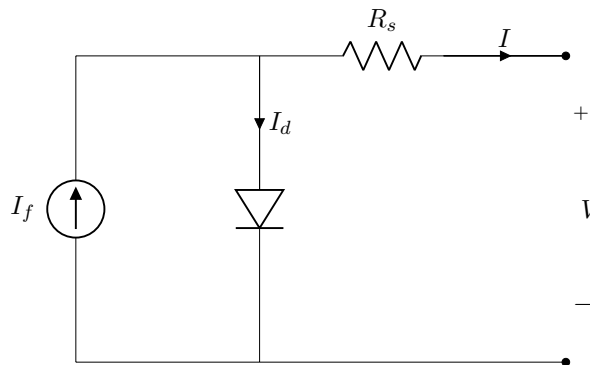


Figura 2.3: Modelo con resistencia en serie de la celda fotovoltaica.

2.3.2. Modelo de Un Diodo

Uno de los modelos más utilizados, por su balance entre complejidad y precisión, es el modelo de un diodo o modelo de cinco parámetros. El circuito equivalente se muestra en la Figura 2.4. Es similar al modelo con resistencia en serie, pero se agrega otra resistencia en paralelo con el diodo, que representa las pérdidas por dispersión a tierra y suele originarse en las celdas reales por defectos de fabricación. El valor de la resistencia en paralelo debe ser lo más alto posible para evitar que la corriente fotoeléctrica circule por un camino alternativo a la unión representada por el diodo. El efecto de la resistencia en paralelo es mayor cuando la celda opera a niveles bajos de voltaje, pues la corriente fotoeléctrica será menor y se dividirá entre el diodo y la resistencia en derivación [Villalva *et al.*, 2009].

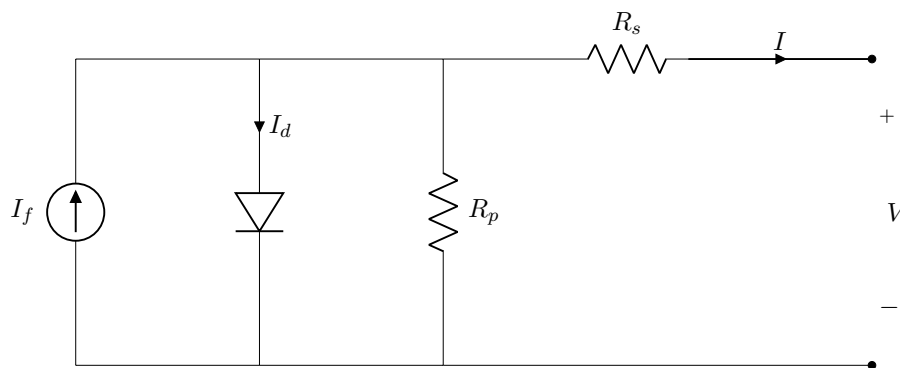


Figura 2.4: Modelo de un diodo de la celda fotovoltaica.

Las siguientes ecuaciones definen la respuesta de este modelo:

$$I = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.5)$$

$$I_f = [I_{f,n} + K_i (T - T_n)] \frac{G}{G_n} \quad (2.6)$$

$$I_s = \frac{I_{sc} + K_i (T - T_n)}{\exp \left[\frac{V_{oc} + K_v (T - T_n)}{a V_t} \right] - 1} \quad (2.7)$$

La ecuación (2.5) permite encontrar la corriente total generada por la celda, y para resolverla se debe calcular la corriente fotoeléctrica, dada por la ecuación (2.6), y la corriente de saturación inversa del diodo, dada por la ecuación (2.7). Los parámetros y variables en estas ecuaciones se resumen en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Variables y parámetros del modelo de un diodo.

Variable/Parámetro	Símbolo	Unidad
Corriente total de la celda	I	A
Voltaje en terminales de la celda	V	V
Corriente de saturación inversa del diodo	I_s	A
Corriente fotoeléctrica	I_f	A
Voltaje térmico	$V_t = (k/q)(TN_s)$	V
Resistencia en serie	R_s	Ω
Resistencia en paralelo	R_p	Ω
Constante de Boltzmann	k	J/K
Carga elemental del electrón	q	C
Temperatura operativa	T	K
Temperatura nominal	T_n	K
Número de celdas del panel	N_s	-
Factor de idealidad del diodo	a	-
Corriente fotoeléctrica en STC	$I_{f,n}$	A
Coefficiente de temperatura de corriente	K_i	%A/°C
Coefficiente de temperatura de voltaje	K_v	%V/°C
Irradiancia operativa	G	W/m ²
Irradiancia nominal	G_n	W/m ²
Corriente de corto circuito	I_{sc}	A
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	V

Como se puede observar, la ecuación (2.5) es una ecuación trascendental no lineal, ya que la corriente que se desea encontrar aparece en ambos lados de la ecuación, y no se pueden aplicar manipulaciones algebraicas para despejar la corriente o el voltaje, pues ambos dependen uno del otro, es decir, $I = f(V, I)$ y $V = f(I, V)$. Para resolver esta ecuación se puede aplicar algún método numérico para encontrar la raíz de una nueva función $g(I, V) = f(V, I) - I = 0$. Los métodos numéricos más comunes como el de Gauss-Seidel o Newton-Raphson han sido utilizados, aunque también se pueden aplicar técnicas heurísticas como optimización por enjambre de partículas [Shongwe y Hanif, 2015] [Villalva *et al.*, 2009].

En esta tesis se implementa el método de Newton-Raphson para la solución de la ecuación trascendental, el cual requiere obtener la derivada de la expresión a resolver, respecto a su variable independiente. La fórmula de este método se puede deducir a partir de la interpretación geométrica de la función y la aproximación iterativa de su raíz mediante el cálculo de la pendiente, o se puede utilizar una serie de Taylor truncada después del término de la primera derivada. Ambos métodos producen la misma expresión [Chapra y Canale, 2009]. Sea f una función definida en el conjunto de números reales, y diferenciable en un intervalo dentro de este conjunto. Una suposición inicial x_0 de la raíz de f permite obtener una mejor aproximación x_1 de la verdadera raíz con la siguiente ecuación:

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (2.8)$$

Esta aproximación se aplica iterativamente hasta que se encuentre un valor suficientemente preciso de la raíz, como indica la siguiente expresión:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.9)$$

La precisión se suele determinar según un criterio de error. Para el caso del modelo de un diodo del panel fotovoltaico, la siguiente ecuación es la nueva función cuya raíz se desea encontrar:

$$g(I, V) = I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} - I \quad (2.10)$$

Su derivada respecto a la corriente es dada por la expresión siguiente:

$$g'(I, V) = -I_s \left(\frac{R_s}{a V_t} \right) \exp \left(\frac{V + R_s I}{a V_t} \right) - \frac{R_s}{R_p} - 1 \quad (2.11)$$

Empleando las ecuaciones (2.10) y (2.11), se resuelve la ecuación trascendental (2.5) para un conjunto de valores de voltaje delimitados por el voltaje de circuito abierto del panel, encontrando los valores de corriente correspondientes. Con estos valores se calcula la potencia del modelo y se compara con la potencia experimental del fabricante. Cuando la diferencia de potencias sea menor que una tolerancia de error, se considerará que el método ha convergido.

La corriente fotoeléctrica tiene una relación lineal con la irradiancia, y es dependiente de la temperatura. Además, se requiere un valor de corriente fotoeléctrica nominal, que suele considerarse igual a la corriente de corto circuito especificada por el fabricante. Esta es una consideración común en la literatura, pero en [Villalva *et al.*, 2009] se propone un cálculo alternativo de la corriente fotoeléctrica nominal, dado por la siguiente expresión:

$$I_{f,n} = \frac{R_s + R_p}{R_p} I_{sc} \quad (2.12)$$

La ecuación (2.12) aprovecha la solución iterativa de R_s y R_p del procedimiento de aproximación de parámetros. La corriente fotoeléctrica nominal se refiere a la corriente generada por la luz en *condiciones estándar de prueba* (STC, por sus siglas en inglés). Las condiciones estándar corresponden a una irradiancia de 1 kW/m², temperatura de 25 °C y una distribución espectral de AM1.5.

La distribución espectral es la distribución de energía de una fuente de luz en distintas ondas de longitud. En el caso de la radiación solar que llega a la Tierra, la distribución espectral y la intensidad se ve afectada por la masa de aire (AM, por sus siglas en inglés) entre la superficie y el sol. El parámetro AM x indica la longitud que recorre la luz en relación a la longitud en dirección vertical hacia el cenit. Valores más altos de x indican mayor longitud y masa de aire entre el Sol y la superficie terrestre, lo cual modifica la irradiancia incidente en las celdas solares. El valor de 1.5 es un estándar definido por la *American Society for Testing and Materials* (ASTM), que permite comparar el desempeño de distintos dispositivos fotovoltaicos [Riordan y Hulstron, 1990], pero solo es una aproximación utilizada como referencia, ya que en realidad la intensidad y distribución espectral dependen de la posición geográfica, hora del día, estación del año y condiciones atmosféricas, entre otros factores.

La corriente de saturación inversa también depende de la temperatura, y muchos autores emplean para su cálculo una expresión que incluye la banda de energía del material semiconductor. Esta ecuación surge debido a que la corriente de saturación depende de la densidad de corriente de saturación del semiconductor, la cual a su vez es determinada por las características intrínsecas del material. Sin embargo, esta información no suele estar disponible para los paneles fotovoltaicos comerciales. En [Villalva *et al.*, 2009] se propone la ecuación (2.7) como una mejora al cálculo con la banda de energía, que busca una

aproximación más cercana al voltaje de circuito abierto en un amplio rango de temperaturas. Además, se incluyen los coeficientes de temperatura de corriente y voltaje, que sí son datos accesibles en las hojas del fabricante y que permiten un mejor ajuste del modelo en temperaturas distintas a la nominal.

2.3.3. Modelo de Dos Diodos

Otro modelo propuesto incorpora un segundo diodo al circuito equivalente, como se muestra en la Figura 2.5. Este modelo simula la respuesta de la celda con más precisión, pero la adición del segundo diodo introduce una nueva variable que incrementa significativamente la complejidad del problema, pues se agrega otro término exponencial a la ecuación de corriente. Este nuevo término exponencial implica un segundo conjunto de todas las variables asociadas al diodo mencionadas en el modelo anterior.

Debido a la naturaleza de las ecuaciones, encontrar una solución analítica para los parámetros desconocidos es complicado, por lo cual es más conveniente aplicar una solución numérica mediante ajuste de curvas [Gow y Manning, 1999]. Para este modelo, se requiere determinar siete parámetros desconocidos. El segundo diodo representa las pérdidas por recombinación en la región de agotamiento, las cuales se desprecian en los modelos que solo utilizan un diodo [Yetayew y Jyothsna, 2013]. Por esta razón, en condiciones estándar de temperatura, la respuesta de ambos modelos es prácticamente idéntica, pero el modelo de dos diodos es más preciso cuando se presentan variaciones de temperatura y cuando se opera en voltajes cercanos al voltaje de circuito abierto o con irradiancias bajas. El tiempo de cómputo es mayor para el modelo de dos diodos [Shannan *et al.*, 2013].

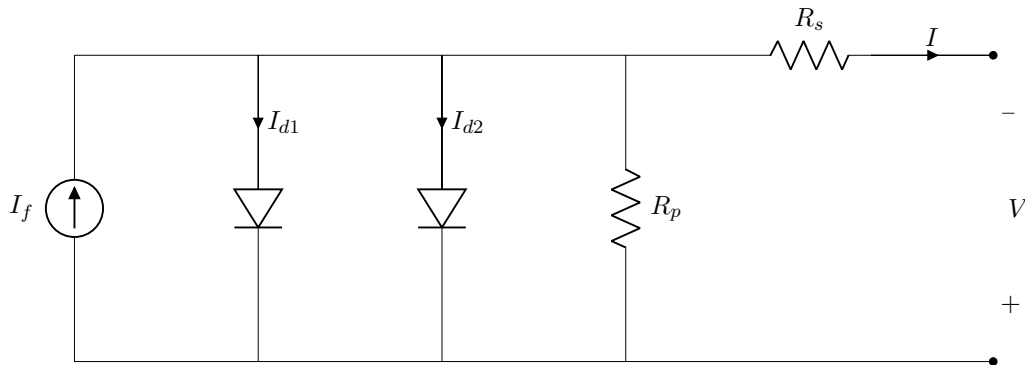


Figura 2.5: Modelo de dos diodos de la celda.

2.4. Aproximación de Parámetros del Panel

El modelo elegido en esta tesis para simular la respuesta del panel fotovoltaico es el modelo de un diodo descrito previamente. Si bien el modelo de dos diodos es más preciso, diversos estudios se han realizado comparando la implementación y los resultados

de ambos, y en todos los casos se ha concluido que la diferencia en resultados no es suficiente para justificar el considerable incremento en complejidad que conlleva el circuito equivalente con dos diodos. El modelo de un diodo ofrece resultados adecuados con menor tiempo de simulación y mayor simplicidad en la implementación [Shongwe y Hanif, 2015], [Suthar *et al.*, 2013].

Una parte importante en el desarrollo del modelo es la aproximación de parámetros del panel fotovoltaico, porque es lo que permite representar el comportamiento de un panel en específico. Se han propuesto métodos iterativos en los que se varía el valor de las resistencia en serie hasta que la curva I-V corresponda visualmente con la curva experimental, y después se varía la resistencia en paralelo de forma similar. Sin embargo, esta no es una aproximación adecuada, ya que los valores de ambas resistencias no se deben ajustar por separado si se desea obtener una representación adecuada de la curva I-V. También se han sugerido métodos experimentales para la determinación de parámetros, pero este procedimiento genera un modelo específico para un panel particular, y no se puede aplicar para cualquier modelo de panel fotovoltaico a partir de los parámetros en las hojas de datos.

El método de aproximación utilizado en esta tesis se basa en el procedimiento presentado en [Villalva *et al.*, 2009]. Se parte de la suposición que existe un par único de R_s y R_p que hace que la potencia máxima calculada con el modelo (P_{mm}) sea igual que la potencia máxima experimental (P_{me}) indicada en la hoja de datos del fabricante, que corresponde al punto de máxima potencia de la curva P-V, definido por el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mp}) y el voltaje de máxima potencia (V_{mp}).

La potencia máxima del modelo se calcula multiplicando la corriente generada por el panel en el punto de máxima potencia, por el voltaje en el punto de máxima potencia. Esta corriente se obtiene sustituyendo los valores de corriente y voltaje de potencia máxima en la ecuación (2.5). Aplicando estas sustituciones, e igualando las potencias máximas, se tiene la siguiente expresión:

$$P_{mm} = V_{mp} \left(I_f - I_s \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{a V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_p} \right) = P_{me} \quad (2.13)$$

Esta ecuación se resuelve para R_p , obteniendo:

$$R_p = \frac{V_{mp} (V_{mp} + I_{mp} R_s)}{V_{mp} I_f - V_{mp} I_s \exp [(V_{mp} + R_s I_{mp}) / a V_t] + V_{mp} I_s - P_{me}} \quad (2.14)$$

La ecuación (2.14) significa que para cualquier valor de R_s , se encontrará un valor de R_p que haga que la curva I-V cruce el punto de máxima potencia definido por los valores

(V_{mp}, I_{mp}) de la hoja de datos. Entonces, el objetivo es encontrar los valores de resistencia que hagan que el pico de la curva P-V coincida con el pico de potencia experimental definido por (V_{mp}, I_{mp}) . Para el proceso iterativo, el valor inicial de R_s es cero. El valor inicial de R_p se puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$R_{p,min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} - \frac{V_{oc} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.15)$$

La mayoría de fabricantes de paneles fotovoltaicos proporcionan hojas de datos que contienen curvas de corriente contra voltaje (I-V), y potencia contra voltaje (P-V). Estas curvas se obtienen de pruebas experimentales realizadas a los paneles, y se suelen incluir curvas considerando distintas condiciones de irradiancia y temperatura. El modelo desarrollado se validará al verificar que las curvas obtenidas correspondan con suficiente precisión a aquellas presentadas por el fabricante. Los parámetros especificados en las hojas de datos del fabricante se describen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Parámetros de las hojas de datos del fabricante.

Parámetro	Símbolo	Unidad
Corriente de máxima potencia	I_{mp}	A
Voltaje de máxima potencia	V_{mp}	V
Máxima potencia	P_{mp}	W
Corriente de corto circuito del panel	I_{sc}	A
Voltaje de circuito abierto del panel	V_{oc}	V
Coefficiente de temperatura de corriente	K_i	%A/°C
Coefficiente de temperatura de voltaje	K_v	%V/°C
Número de celdas del panel	N_s	-

En las hojas de datos del fabricante, el coeficiente de temperatura de corriente generalmente se expresa como porcentaje de la corriente de corto circuito, y el coeficiente de temperatura de voltaje como porcentaje del voltaje de circuito abierto. Nótese que las unidades de temperatura en estos coeficientes son grados Celsius, mientras que las temperaturas utilizadas en las ecuaciones del modelo del panel fotovoltaico son absolutas, es decir, utilizando unidades Kelvin. Sin embargo, los coeficientes de temperatura siempre son multiplicados por una diferencia de temperaturas en las ecuaciones, en lugar de valores individuales de temperatura. La diferencia entre dos temperaturas será igual, independientemente de la unidad utilizada, por lo cual no se produce un error debido a esta inconsistencia de unidades de temperatura. En la Tabla 2.3 se muestran los datos proporcionados por el fabricante de distintos modelos de paneles fotovoltaicos.

Para determinar los parámetros desconocidos, se puede implementar un proceso iterativo para resolver la ecuación (2.5), usando los datos del fabricante y aplicando el método numérico de Newton-Raphson descrito en la sección 2.3.2.

Tabla 2.3: Datos del fabricante de distintos modelos de paneles fotovoltaicos.

Panel	I_{mp}	V_{mp}	P_{mp}	I_{sc}	V_{oc}	K_i	K_v	N_s
Bosch M245-3BB	8.20	30.10	245	8.70	37.70	0.032	-0.32	60
Canadian Solar CS6K-270P	8.75	30.80	270	9.32	37.90	0.053	-0.31	60
Solartec S72PC-300	8.17	36.70	300	8.71	43.60	0.010	-0.31	72
ET Solar P672-305W	8.21	37.18	305	8.78	45.12	0.040	-0.34	72
Risen RSM726-320P	8.60	37.30	320	9.15	45.70	0.050	-0.32	72

En la Figura 2.6 se muestra un diagrama de flujo que describe el procedimiento de aproximación de parámetros del panel. El primer bloque indica la obtención de los valores de corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto, y corriente y voltaje de máxima potencia, que se encuentran en la hoja de datos del fabricante.

Posteriormente se indican las definiciones necesarias antes de comenzar el proceso iterativo. Se establece el incremento que se aplicará a la resistencia en serie en cada iteración, así como la tolerancia al error de potencia, que será el criterio de convergencia del algoritmo. También se define un número máximo de iteraciones, para detener los cálculos en caso que el método no converja. El valor inicial de la resistencia en serie se establece en cero, y el valor inicial de la resistencia en paralelo se calcula con la ecuación (2.15). Se definen los valores de irradiancia y temperatura, que en este caso corresponden a los establecidos por las condiciones estándar de prueba. Por último, se inicializa el error de potencia con un valor mayor que la tolerancia elegida, para poder comenzar el ciclo iterativo.

Con estos parámetros ya definidos, se puede comenzar el procedimiento de aproximación. Las corrientes fotoeléctrica nominal, fotoeléctrica y de saturación inversa del diodo se calculan con las ecuaciones indicadas, se aplica el incremento a la resistencia en serie y se calcula la resistencia en paralelo con la expresión que surge de igualar las potencias máximas. En este punto se tienen todas las variables y parámetros necesarios para resolver la ecuación (2.5) con el método numérico. Con los vectores de corriente y voltaje resultantes se calcula la potencia y se encuentra su valor máximo, que se compara con la potencia máxima experimental para encontrar un nuevo error de potencia. Se incrementa el número de iteración y se regresa al bloque de decisión, para revisar si el nuevo error de potencia es menor que la tolerancia. El error debe ir disminuyendo hasta ser menor que la tolerancia, lo cual significa que la aproximación de parámetros ha concluido.

Como se ha mencionado, el modelo de un diodo también se conoce como modelo de cinco parámetros, porque son cinco los parámetros desconocidos que hay que determinar para la solución de su ecuación. Sin embargo, en el método descrito solo se han encontrado cuatro parámetros, a saber, las corrientes fotoeléctrica y de saturación inversa, y las resistencias en serie y paralelo del panel. El parámetro faltante es el factor de idealidad del diodo. No se ha incluido en el proceso de aproximación porque es un factor totalmente empírico que depende de las características intrínsecas de los materiales, por lo cual

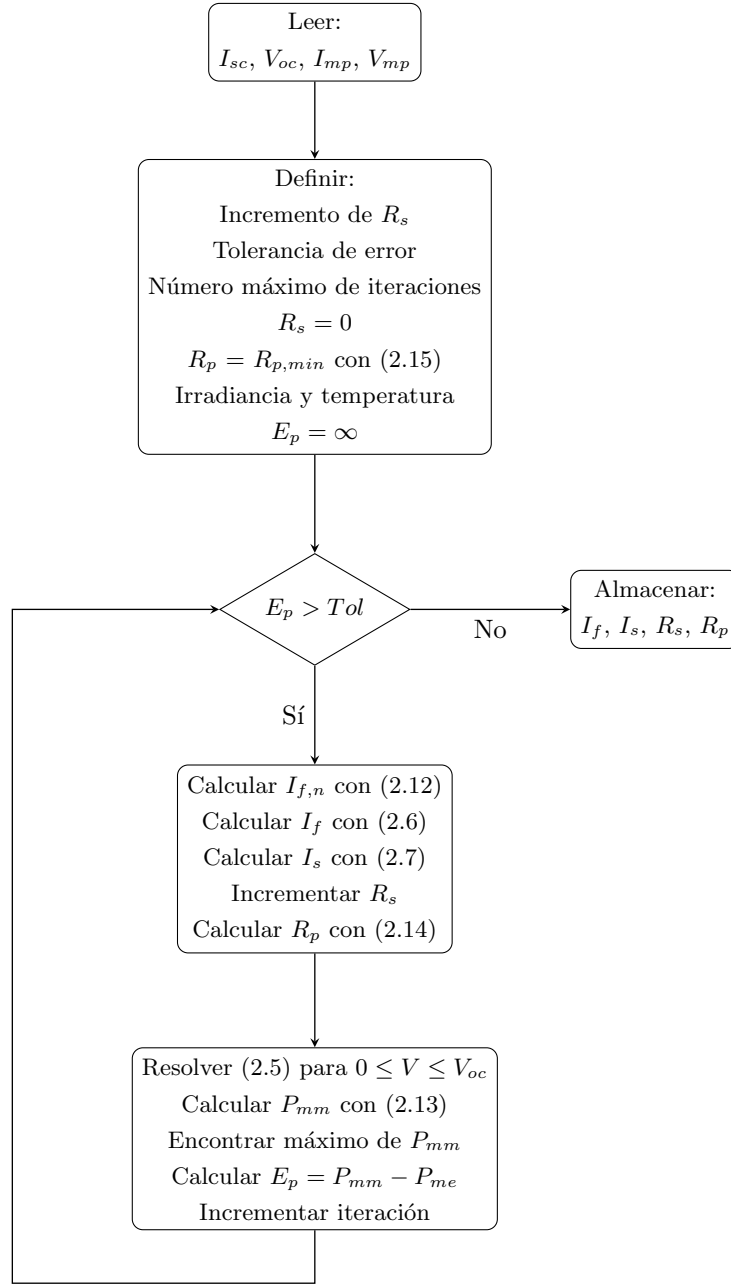


Figura 2.6: Diagrama de flujo del algoritmo de aproximación de parámetros del panel.

se puede elegir arbitrariamente, dentro del rango apropiado. Pruebas experimentales han determinado que este factor suele tener valores entre 1 y 1.5, y diversos autores han propuesto distintos métodos para su estimación. Independientemente del criterio con que se elija, es posible utilizar un estimado inicial que puede ser modificado después de efectuar el proceso de aproximación, para mejorar el ajuste de la respuesta del modelo [Walker, 2000] [Villalva *et al.*, 2009].

En la Tabla 2.4 se presentan los resultados del método de aproximación para los modelos de paneles fotovoltaicos especificados en la Tabla 2.3, utilizando un factor de idealidad

unitario y una tolerancia de error de 0.0001 en todos los casos. El arreglo de paneles fotovoltaicos instalado en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH) está formado por módulos Solartec S72PC-300, cuyos parámetros también fueron calculados.

Tabla 2.4: Parámetros aproximados de paneles fotovoltaicos.

Panel	I_f	I_s	R_s	R_p	a
Bosch M245-3BB	8.705	2.063×10^{-10}	0.373	686.920	1.0
Canadian Solar CS6K-270P	9.331	1.941×10^{-10}	0.268	212.491	1.0
Solartec S72PC-300	8.715	5.015×10^{-10}	0.132	220.550	1.0
ET Solar P672-305W	8.791	2.222×10^{-10}	0.268	210.294	1.0
Risen RSM726-320P	9.159	1.692×10^{-10}	0.321	318.271	1.0

2.5. Efecto de Variación de Parámetros

En esta sección se analizará el efecto de la variación de parámetros del modelo en las curvas características I-V y P-V. Antes de ello se verificará que la respuesta obtenida del modelo desarrollado coincide con los datos proporcionados por el fabricante. Comparar visualmente las curvas simuladas con las experimentales es una forma sencilla de corroborar los resultados, sin embargo, es un método subjetivo que no indica en forma cuantitativa la precisión del modelo. Además, no todos los fabricantes incluyen las curvas en las hojas de datos.

Existen tres puntos importantes en la curva I-V del panel fotovoltaico: punto de corto circuito, definido como $(I_{sc}, 0)$; punto de circuito abierto, definido como $(0, V_{oc})$; y punto de potencia máxima, definido como (I_{mp}, V_{mp}) . La exactitud del modelo se evaluará en base a la coincidencia de estos puntos entre los obtenidos con el modelo y los indicados por el fabricante.

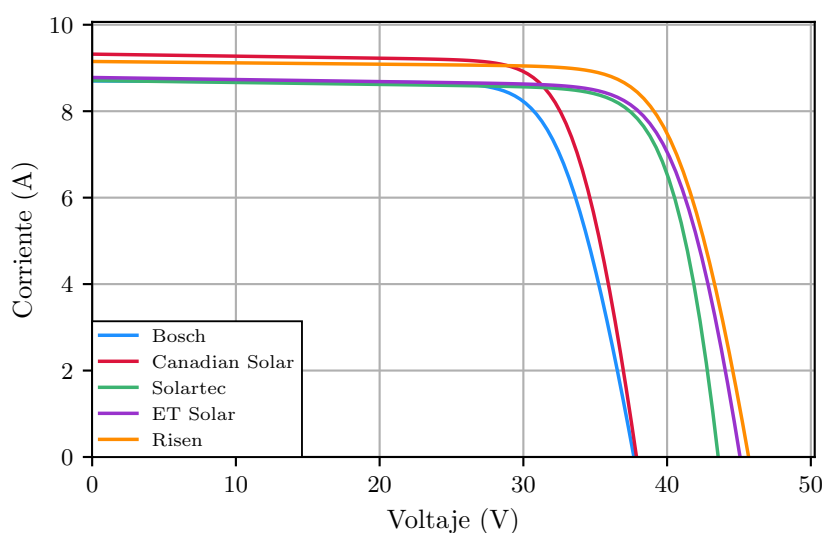
Debido a que los puntos de corto circuito y circuito abierto son definidos explícitamente en el modelo, a partir de la hoja de datos, no es necesario verificar sus valores. Entonces solo resta cerciorarse de que el punto de máxima potencia sea correcto. En la Tabla 2.5 se presentan los valores de corriente, voltaje y potencia en el punto de máxima potencia, obtenidos de la hoja de datos y del modelo desarrollado. También se incluyen los resultados del porcentaje de error de las tres variables. Como se puede observar, los errores de corriente y voltaje son muy bajos, con valores por debajo del 1 % en todos los casos, y los errores de potencias son aun menores, incluso en varios órdenes de magnitud, lo cual demuestra una alta precisión del modelo, con errores del punto de potencia máxima prácticamente nulos.

En la Figura 2.7 se muestran las curvas I-V y P-V obtenidas con el modelo desarrollado de los paneles fotovoltaicos mencionados en la Tabla 2.3, en STC.

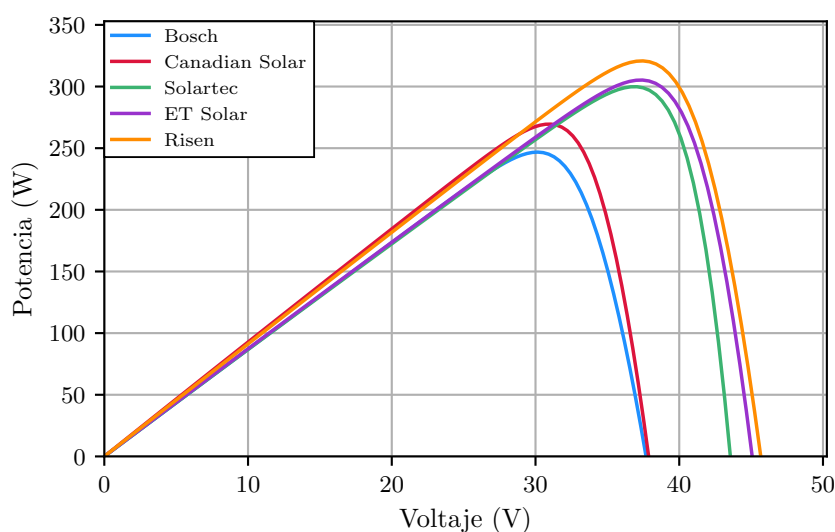
Tabla 2.5: Comparación de puntos de máxima potencia.

Panel	Hoja de Datos			Modelo			Error (%)		
	I_{mp}	V_{mp}	P_{me}	I_{mp}	V_{mp}	P_{mm}	I_{mp}	V_{mp}	P_m
Bosch M245-3BB	8.20	30.10	246.820	8.183	30.16	246.819	0.20	0.19	0.0004
Canadian Solar CS6K-270P	8.75	30.80	269.500	8.671	31.07	269.492	0.90	0.87	0.0029
Solartec S72PC-300	8.17	36.70	299.839	8.090	37.06	299.838	0.97	0.98	0.0003
ET Solar P672-305W	8.21	37.18	305.247	8.150	37.44	305.245	0.73	0.69	0.0006
Risen RSM726-320P	8.60	37.30	320.780	8.560	37.47	320.778	0.46	0.45	0.0006

Los puntos iniciales y finales de las curvas I-V corresponden a los puntos de corto circuito y circuito abierto, respectivamente. El punto de potencia máxima se puede observar en las curvas P-V claramente, pues corresponde al punto más alto de la curva. También se



(a) Curvas I-V de modelos distintos de paneles fotovoltaicos.



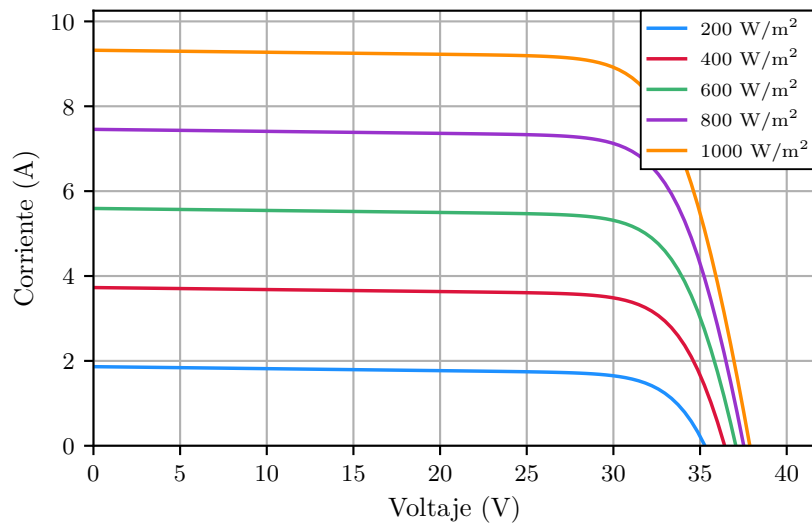
(b) Curvas P-V de modelos distintos de paneles fotovoltaicos.

Figura 2.7: Curvas características en condiciones de prueba estándar (STC).

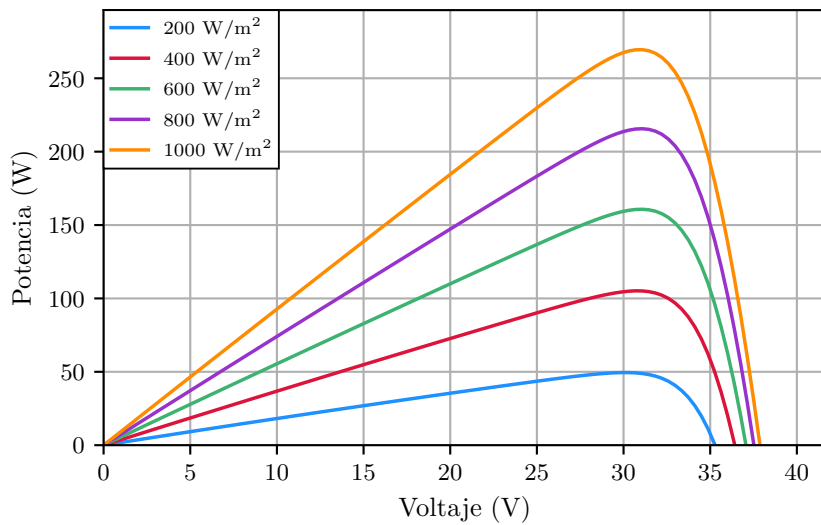
puede identificar en las curvas I-V, como el punto en el que la corriente comienza a disminuir. Visualizar ambas curvas alineadas como se muestran en la figura permite identificar los puntos de máxima potencia en la curva I-V, extendiendo una línea recta vertical desde los puntos máximos de la curva P-V.

2.5.1. Irradiancia

La Figura 2.8 muestra las curvas I-V y P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P, con valores distintos de irradiancia. Como se puede observar, la corriente obtenida del panel incrementa a medida que la irradiancia aumenta, al igual que la potencia máxima. Esto es consecuencia del incremento de la corriente fotoeléctrica asociado a mayores irradiancias.



(a) Curvas I-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

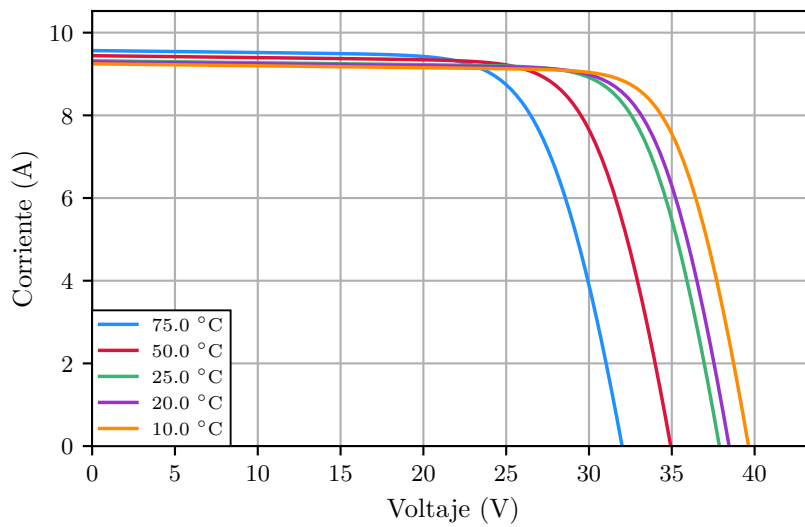


(b) Curvas P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

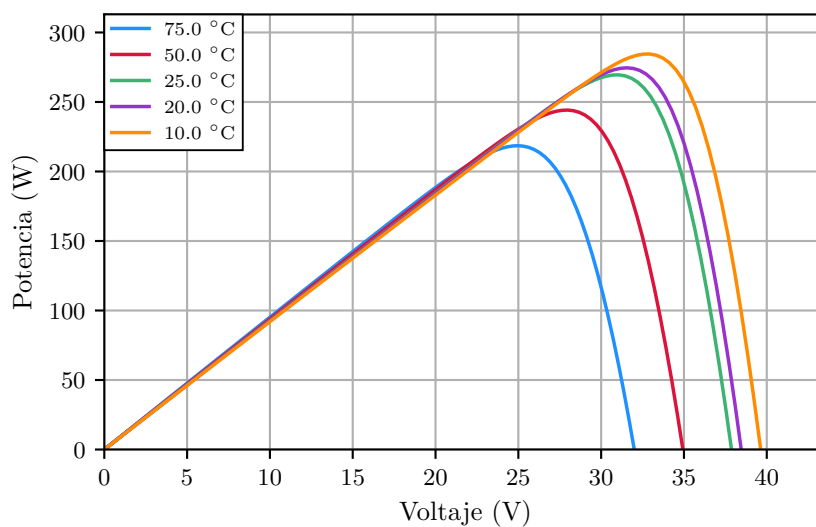
Figura 2.8: Curvas características con valores distintos de irradiancia (G).

2.5.2. Temperatura

En la Figura 2.9 se presentan las curvas I-V y P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P obtenidas con valores distintos de temperatura. El voltaje de circuito abierto es menor a mayores temperaturas, lo cual se debe al coeficiente de temperatura de voltaje usado en el modelo. La corriente de corto circuito disminuye ligeramente a menores temperaturas, también por el efecto del coeficiente de temperatura. Observando la curva P-V, se verifica la relación existente entre potencia y temperatura: la potencia aumenta a medida que la temperatura disminuye. Entonces, analizando en conjunto el efecto de irradiancia y temperatura, se comprueba que las condiciones ideales para obtener la mayor potencia de un panel fotovoltaico son altas irradiancias y bajas temperaturas.



(a) Curvas I-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

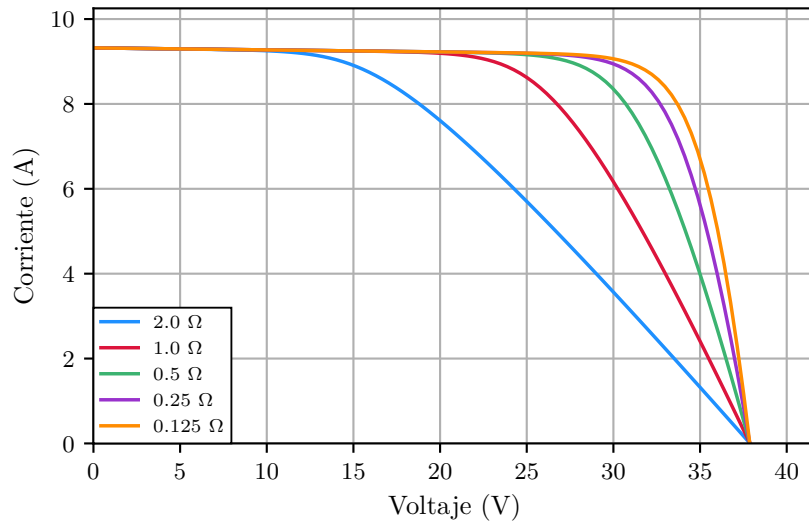


(b) Curvas P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

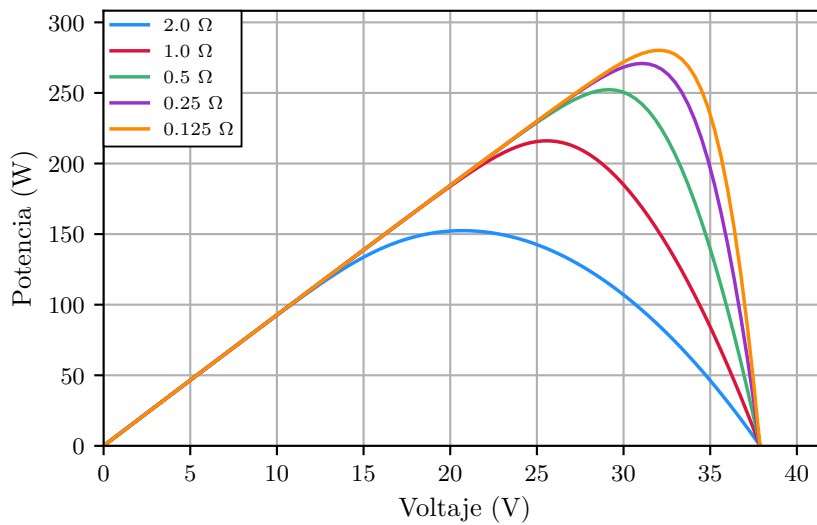
Figura 2.9: Curvas características con valores distintos de temperatura (T).

2.5.3. Resistencia en Serie

En la Figura 2.10 se grafican las curvas I-V y P-V modificando los valores de la resistencia en serie (R_s). Como se puede observar en la curva I-V, incrementar la resistencia en serie produce voltajes menores para determinado valor de corriente. Esto significa que la corriente comienza a caer en valores más bajos de voltaje conforme aumenta la resistencia, es decir, se reduce el área en la que el panel entrega una corriente constante, lo cual se refleja en la potencia máxima generada. Este efecto se observa en las curvas P-V, con potencias mayores correspondientes a resistencias menores. La corriente en el punto de potencia máxima es menor con resistencias mayores. Idealmente, la resistencia en serie debe ser cero.



(a) Curvas I-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

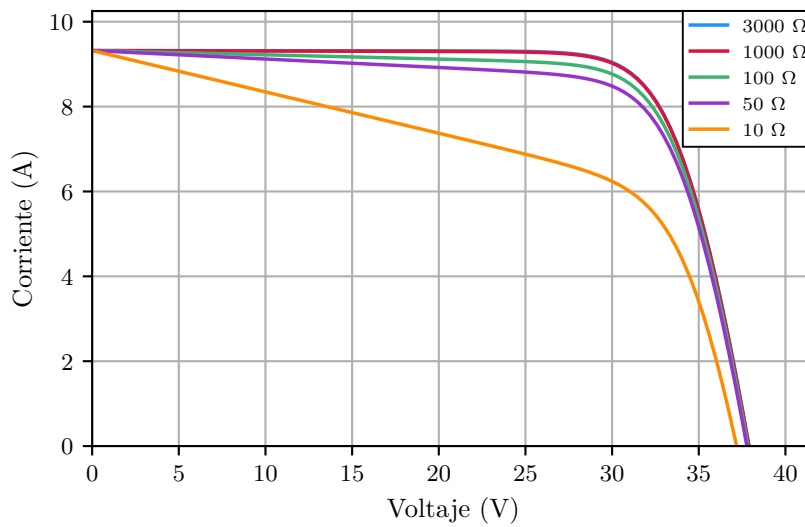


(b) Curvas P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

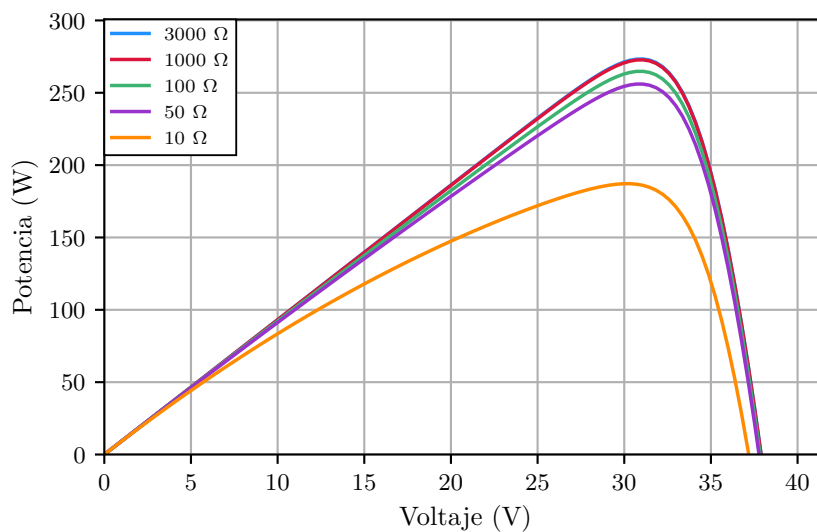
Figura 2.10: Curvas características con valores distintos de resistencia en serie (R_s).

2.5.4. Resistencia en Paralelo

En la Figura 2.11 se presentan las curvas I-V y P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P considerando valores distintos de la resistencia en paralelo (R_p). De forma similar al efecto de la resistencia en serie, modificar la resistencia en paralelo produce cambios en la respuesta de la corriente, pero de forma inversa, es decir, a resistencias mayores corresponden potencias mayores. Esta respuesta es la esperada, ya que la resistencia en paralelo representa pérdidas por dispersión a tierra, e idealmente su valor debe ser infinito para evitar que parte de la corriente fotoeléctrica circule a través de ella. Como se puede observar, el menor valor (10Ω) afecta la parte en que la corriente es casi constante, y reduce significativamente la potencia.



(a) Curvas I-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

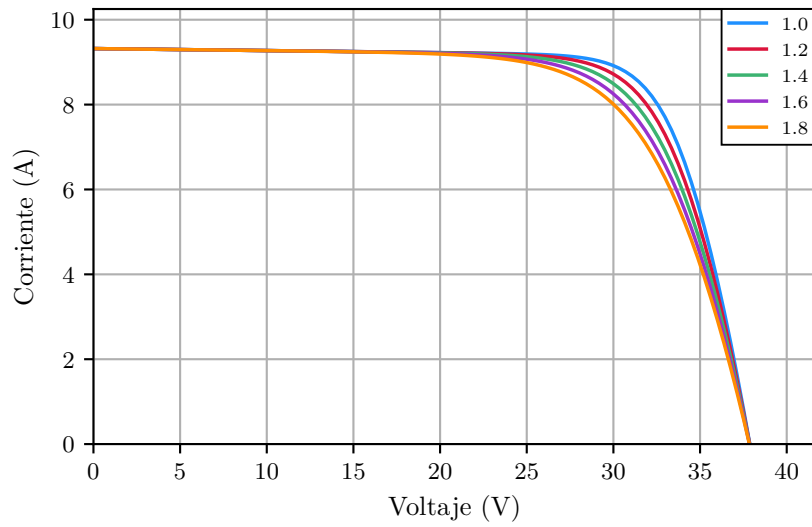


(b) Curvas P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

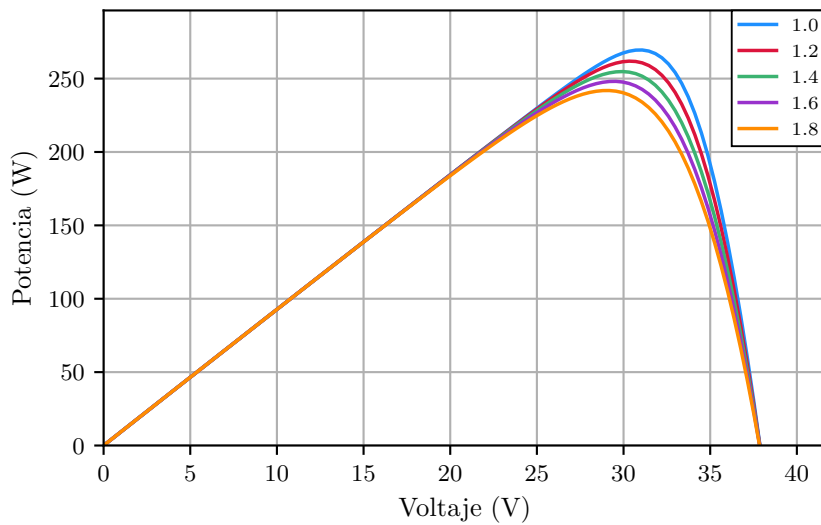
Figura 2.11: Curvas características con valores distintos de resistencia en paralelo (R_p).

2.5.5. Factor de Idealidad del Diodo

La Figura 2.12 muestra las curvas I-V y P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P obtenidas con valores distintos del factor de idealidad del diodo (a). Como se puede observar, valores mayores de este factor generan potencias menores, y ligeros cambios en el factor de forma en la curva I-V. El factor de idealidad se puede elegir según el material del que están construidas las celdas, ya que los parámetros del modelo se ajustan para coincidir con las curvas del fabricante, es decir, aunque se elija un valor incorrecto, los otros parámetros compensarán el error para reproducir precisamente las curvas características. Esto podría ocasionar algo de imprecisión en áreas alejadas del punto de máxima potencia en condiciones estándar de prueba.



(a) Curva I-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.



(b) Curva P-V del panel Canadian Solar CS6K-270P.

Figura 2.12: Curvas características con valores distintos de factor de idealidad (a).

2.6. Modelo del Arreglo Fotovoltaico

El modelo descrito previamente simula la respuesta de un único panel fotovoltaico. En instalaciones reales, múltiples paneles se interconectan para formar arreglos fotovoltaicos de mayor potencia. Realizando algunas modificaciones en las ecuaciones, el modelo desarrollado para un panel se puede extender para representar arreglos con cualquier configuración, es decir, cualquier combinación de conexiones en serie y paralelo entre paneles individuales. Las modificaciones necesarias se describen a continuación.

Para encontrar las resistencias en serie ($R_{s,a}$) y paralelo ($R_{p,a}$) del arreglo, las resistencias del panel se multiplican por un factor dado por el cociente de paneles conectados en serie (N_{ss}) y paneles conectados en paralelo (N_{pp}) del arreglo, como indica las siguientes ecuaciones:

$$R_{s,a} = R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) \quad (2.16)$$

$$R_{p,a} = R_p \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) \quad (2.17)$$

Para obtener la corriente de corto circuito ($I_{sc,a}$) y el voltaje de circuito abierto ($V_{oc,a}$) del arreglo, los valores correspondientes del panel se multiplican por el número de paneles en paralelo y el número de paneles en serie, respectivamente, como se muestra en las siguientes expresiones:

$$I_{sc,a} = I_{sc} N_{pp} \quad (2.18)$$

$$V_{oc,a} = V_{oc} N_{ss} \quad (2.19)$$

De forma similar, el factor de idealidad del arreglo (a_a) se calcula multiplicando el factor de idealidad del panel individual por el número de paneles conectados en serie, indicado por la siguiente ecuación:

$$a_a = a N_{ss} \quad (2.20)$$

De esta manera, el modelo es capaz de simular arreglos fotovoltaicos con distintas configuraciones de módulos individuales conectados en serie y paralelo. Sustituyendo las

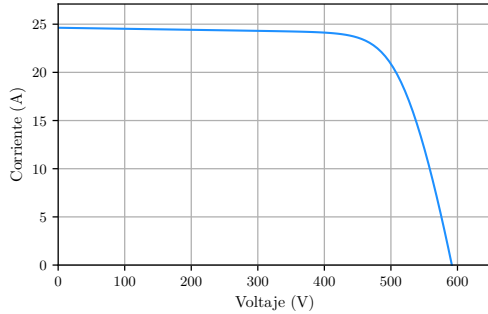
modificaciones en las ecuaciones (2.21), (2.22) y (2.23), se tienen las siguientes expresiones para el modelo del arreglo completo:

$$I_a = I_{f,a} - I_{s,a} \left[\exp \left(\frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I_a}{a N_{ss} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I_a}{R_p \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (2.21)$$

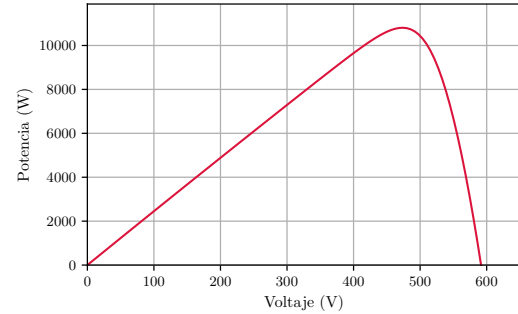
$$I_{f,a} = [I_{f,n} N_{pp} + K_i (T - T_n)] \frac{G}{G_n} N_{pp} \quad (2.22)$$

$$I_{s,a} = \frac{I_{sc} N_{pp} + K_i (T - T_n)}{\exp \left[\frac{V_{oc} N_{ss} + K_v (T - T_n)}{a N_{ss} V_t} \right] - 1} \quad (2.23)$$

La ecuación (2.21) se resuelve con el método de Newton-Raphson descrito previamente. Como ejemplo, se obtienen las curvas características en condiciones estándar de prueba de irradiancia y temperatura, de un arreglo formado por 3 grupos de paneles conectados en paralelo, cada grupo con 18 paneles conectados en serie, como es reportado en [Coelho *et al.*, 2009]. En este ejemplo se utiliza el panel Kyocera KC200GT para construir el arreglo, cuya potencia nominal es de 200 W. Entonces, la potencia total del arreglo fotovoltaico será de 10.8 kW. En la Figura 2.13 se muestran las curvas I-V y P-V de este arreglo.



(a) Curva I-V del arreglo fotovoltaico.

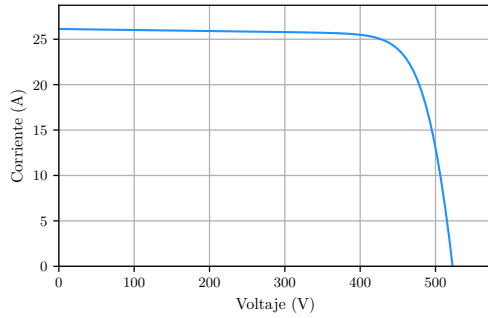


(b) Curva P-V del arreglo fotovoltaico.

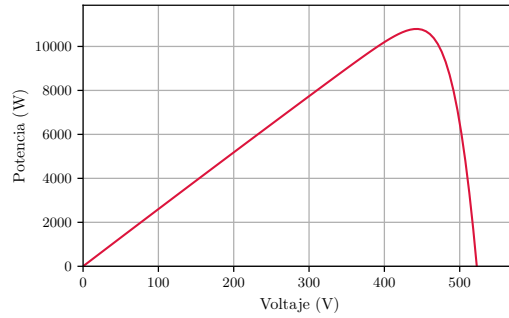
Figura 2.13: Curvas características de un arreglo fotovoltaico de 10.8 kW.

De forma similar, se pueden obtener las curvas características en condiciones estándar de prueba (1 kW/m², 25 °C, AM1.5) del arreglo fotovoltaico instalado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la UMSNH. Este arreglo consta de 3 grupos de paneles, con 12 paneles por grupo, modelo Solartec S72PC-300. La potencia nominal de este panel es de 300 W, lo que significa que la potencia total del arreglo será de 10.8 kW, igual a la del ejemplo anterior. Nótese cómo es posible obtener la misma potencia total con diferentes configuraciones y modelos de paneles. Esto se refleja en alta flexibilidad durante el diseño de un sistema fotovoltaico, porque el arreglo se puede

configurar para obtener la potencia que más se ajuste a las características deseadas. En la Figura 2.14 se muestran las curvas I-V y P-V para este arreglo. A pesar de que las potencias nominales de ambos arreglos son iguales, la magnitud de corriente y el voltaje de circuito abierto sí presentan variaciones, debido a la diferencia de características de los paneles que conforman el arreglo.



(a) Curva I-V del arreglo fotovoltaico.



(b) Curva P-V del arreglo fotovoltaico.

Figura 2.14: Curvas características del arreglo fotovoltaico de 10.8 kW instalado en la DEP-FIE.

2.7. Rastreo del Punto de Máxima Potencia

El rastreo del punto de máxima potencia del panel fotovoltaico es una parte esencial en la operación de un sistema de generación solar. El problema consiste en encontrar automáticamente la corriente y voltaje correspondiente al punto de máxima potencia, para asegurar que el panel opere cerca de este punto y entregue la mayor potencia posible según la irradiancia y temperatura presentes. Diversos métodos han sido propuestos para efectuar el MPPT, en esta tesis se implementa el método de Perturbar y Observar descrito a continuación.

Un algoritmo de ascenso de colinas, o *hill climbing*, es una técnica de optimización de búsqueda local. Se trata de un proceso iterativo en el que se busca ir mejorando una solución inicial arbitraria, mediante la variación incremental de alguno de los parámetros del problema. Si la solución producida por el cambio es mejor, se continúa aplicando incrementos en ese sentido o dirección, de lo contrario, los incrementos se aplican en dirección opuesta. El procedimiento se repite hasta que no se puedan encontrar mejoras. Este algoritmo se puede utilizar en la solución de distintos problemas.

El método conocido como *Perturbar y Observar* (P&O) es un ejemplo de un algoritmo de ascenso de colinas, aplicado para realizar el MPPT de un panel fotovoltaico. En este caso, la perturbación se aplica al voltaje en terminales del panel, o si existe un convertidor de potencia conectado al panel, se puede aplicar al ciclo de trabajo de dicho convertidor, para modificar indirectamente el voltaje operativo del panel.

La Figura 2.15 muestra el diagrama de flujo del método P&O. Para perturbar el voltaje en la dirección apropiada, primero se compara la potencia calculada con los valores de voltaje y corriente actuales, con la potencia calculada con los valores previos.

Para determinar la dirección de la perturbación en el voltaje, se compara el voltaje actual con el previo. Si la potencia fue mayor, y el voltaje también, significa que la perturbación se hizo en la dirección correcta, por lo que la siguiente perturbación se suma al valor actual. Si la potencia fue mayor, pero el voltaje menor, significa que la perturbación se hizo en la dirección incorrecta, por lo que la siguiente perturbación se resta al valor actual. Si la potencia fue menor, y el voltaje mayor, significa que la perturbación se hizo en la dirección incorrecta, por lo que la siguiente perturbación se resta al valor actual. Si la potencia fue menor, y el voltaje también, significa que la perturbación se hizo en la dirección correcta, por lo que la siguiente perturbación se suma al valor actual.

Este proceso se repite hasta encontrar la potencia máxima, momento en el cual el algoritmo oscila alrededor del punto de máxima potencia. La magnitud del incremento o decremento determina la velocidad de rastreo del algoritmo. Una magnitud grande aumenta la velocidad del búsqueda del algoritmo, pero produce oscilaciones mayores alrededor del punto óptimo de operación.

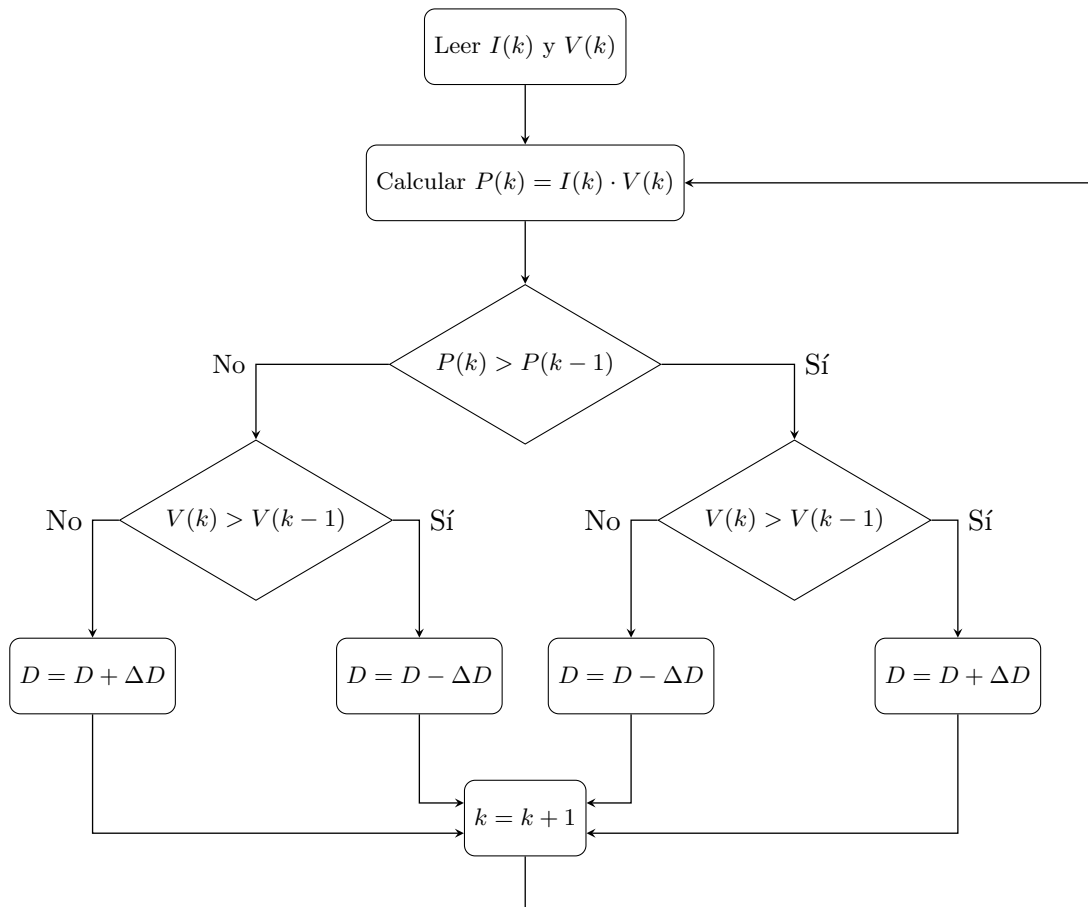


Figura 2.15: Diagrama de flujo del método P&O para el MPPT.

Existen distintos métodos propuestos para mejorar el desempeño del algoritmo, que generalmente involucran alguna modificación en el valor de las perturbaciones. Por ejemplo, se ha utilizado un incremento variable, que se hace menor conforme el algoritmo se acerca al punto máximo, o una búsqueda por etapas, en la cual una primera etapa usa incrementos grandes para una búsqueda rápida, y una segunda etapa emplea incrementos pequeños para una búsqueda más fina. También se ha utilizado lógica difusa para optimizar la magnitud de las perturbaciones [Esram y Chapman, 2007].

Una de las peores condiciones de operación para el algoritmo P&O ocurre cuando se presentan variaciones rápidas y de alta magnitud en la variable de entrada, que en el caso del panel, es la irradiancia incidente en las celdas. Por ejemplo, si ocurre un incremento rápido en la irradiancia, al aplicar una perturbación en alguna dirección, la potencia calculada generalmente será mayor debido al incremento, independientemente de si la perturbación se hizo en la dirección correcta. Si la perturbación no se hizo en el sentido correcto, esto se repetirá, llevando al voltaje en la dirección errónea. La situación se corregirá hasta que la potencia se reduzca y se estabilice. Se han propuesto métodos para intentar solucionar este problema, como utilizar dos puntos previos en la comparación de potencia, o modificar la tasa de lectura de datos.

En esta tesis se utilizó el algoritmo P&O básico, sin incorporar incrementos variables o algún tipo de mejora en el desempeño, tal como se muestra en el diagrama de la Figura (2.15). La razón principal que motiva la elección de este método es simplificar la implementación del MPPT, ya que el objetivo de esta tesis no es profundizar en las técnicas disponibles para este propósito. Sin embargo, es una parte esencial en la simulación de un sistema fotovoltaico, por lo cual debe incluirse. Si bien existen técnicas aún más sencillas para efectuar el MPPT, el método P&O es uno de los más utilizados en la literatura, pues ofrece un buen balance entre complejidad y efectividad [Nordin y Omar, 2011], [Ahmed *et al.*, 2016].

2.8. Conclusiones del Capítulo

En este capítulo se han presentado los modelos más comunes para la representación de un panel fotovoltaico. Se describió con mayor detalle el modelo de un diodo y el método de aproximación de sus parámetros. Este fue el modelo que se eligió para implementar y efectuar las simulaciones, debido a su balance entre precisión y complejidad.

En esta tesis se utilizó el método numérico de Newton-Raphson para la solución de la ecuación del panel en el proceso de aproximación de parámetros, obteniendo resultados adecuados, pero esta parte de la simulación se puede llevar a cabo con distintas técnicas iterativas. Por ejemplo, en [Vika, 2014] se utiliza un proceso iterativo para minimizar un error, formado por expresiones de las resistencias en serie y paralelo, y la corriente foto-

eléctrica. Esta técnica produce resultados un poco diferentes a los obtenidos con el método desarrollado en esta tesis, pero debido a la interdependencia de parámetros, ambos pueden considerarse correctos mientras representen adecuadamente las curvas características del panel.

La validación del modelo implementado se verificó en base al porcentaje de error en los puntos de máxima potencia, observando que el modelo simula con precisión la respuesta del panel. Una de sus ventajas es la posibilidad de obtener fácilmente el modelo de cualquier módulo fotovoltaico a partir de la información encontrada en la hoja de datos del fabricante. Además, la extensión del modelo del panel para representar arreglos de cualquier configuración es sencilla, pues solo es necesario introducir algunos cambios en el cálculo de los parámetros.

Por último, se presentó con detalle el algoritmo P&O para el rastreo de máxima potencia, el cual se implementó en esta tesis. Es importante conocer las ventajas y desventajas de los métodos existentes para este propósito, porque según la aplicación o sistema en específico, uno será mejor que otro, en base a criterios como facilidad de implementación, eficiencia y costos.

Capítulo 3

Almacenamiento de Energía

En este capítulo se describen algunos de los dispositivos de almacenamiento de energía existentes y sus posibles aplicaciones en los sistemas eléctricos, en particular, en aquellos que incorporan generación en base a fuentes de energía renovable. Se mencionan algunos ejemplos de instalaciones eléctricas de gran potencia que ya cuentan con sistemas de almacenamiento de energía en operación, para ilustrar las ventajas obtenidas gracias a la inclusión de estos dispositivos. También se presenta una revisión de los códigos de red establecidos para la instalación y operación de sistemas con generación renovable, y por último se presenta el proceso de modelado de baterías, así como su implementación y validación.

3.1. Dispositivos de Almacenamiento

En función de su capacidad y tiempo de operación, las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden dividir en dos grandes categorías: dispositivos de alta energía con descarga lenta y dispositivos de alta potencia con descarga rápida. Sistemas de bombeo hidráulico, aire comprimido y baterías electroquímicas son ejemplos del primer tipo de tecnologías, las cuales han sido utilizadas tanto en instalaciones residenciales pequeñas de pocos kW, como en grandes sistemas de múltiples MW para proporcionar distintos servicios a la red. El segundo tipo de tecnologías incluye dispositivos como supercondensadores, superconductores magnéticos y volantes de inercia. Estos dispositivos se caracterizan por su capacidad de cargarse y descargarse rápida y frecuentemente con alta eficiencia, lo cual los hace ideales para sistemas con cargas críticas, sistemas de transporte o redes de potencia eléctrica [Farhadi y Mohammed, 2015].

3.1.1. Bombeo Hidráulico

El almacenamiento de energía mediante bombeo hidráulico es el método más ampliamente utilizado en sistemas de gran escala. Generalmente consiste de dos grandes depósitos de agua localizados en distintas alturas, una bomba para llevar agua del depósito inferior al superior (almacenando energía en forma de energía potencial), y una turbina para generar electricidad con el agua que regresa del depósito superior al inferior. La cantidad de energía es proporcional a la diferencia de alturas y al volumen de agua almacenada.

El bombeo hidráulico es una tecnología desarrollada, con periodos extensos de almacenamiento, alta eficiencia y costos relativamente bajos. Se ha estimado que entre 71 % y 85 % de la energía usada para bombear el agua es recuperada. Con potencias nominales de hasta 1000 MW, estas instalaciones continúan proliferando a nivel mundial, a una tasa de hasta 5 GW por año [Chen *et al.*, 2009].

La desventaja principal de este esquema de almacenamiento es la dificultad para encontrar lugares adecuados para la construcción de los dos depósitos y el resto de componentes necesarios. La construcción es tardada (aproximadamente 10 años) y muy costosa, y además puede ser perjudicial para el medio ambiente, porque se necesita retirar árboles y vegetación para los depósitos [Chen *et al.*, 2009].

3.1.2. Aire Comprimido

El almacenamiento de energía con aire comprimido es un método disponible comercialmente y también de gran escala, capaz de suministrar más de 100 MW con solo una unidad. El sistema consiste de cinco componentes principales: un motor/generador que impulsa al compresor o turbina; el compresor con una o varias etapas de enfriamiento para mejorar la compresión y reducir la humedad; un conjunto de turbinas de alta y baja presión; un contenedor para almacenar el aire comprimido; y equipamiento de control.

Este esquema se basa en la generación con turbina de gas convencional, pero el ciclo se separa en dos procesos, lo cual permite almacenar la energía en aire comprimido. Durante demanda baja, se comprime el aire a presiones entre 4.0 y 8.0 MPa. Después, se saca de su contenedor, se calienta y se expande en la turbina de alta presión, que captura una parte de la energía. Posteriormente se mezcla con combustible y se hace reaccionar en la turbina de baja presión. Ambas turbinas se conectan al generador que producirá la energía eléctrica.

Los sistemas de aire comprimido tienen extensos periodos de almacenamiento, bajos costos y alta eficiencia. Están diseñados para operar continuamente y de forma eficaz en condiciones de demanda parcial, por lo que también pueden responder ante variaciones de

carga. Existen dos grandes instalaciones de aire comprimido en el mundo, una en Huntorf, Alemania, y otra en Alabama, Estados Unidos. La planta de Alemania puede generar 290 MW durante dos horas, y requiere ocho horas de carga. La planta de Estados Unidos genera 110 MW y puede suministrar energía durante 26 horas. Múltiples unidades de almacenamiento con aire comprimido están en planeación o por empezar construcción, algunas en Estados Unidos, otras en Japón y Sudáfrica.

De forma similar al bombeo hidráulico, la desventaja principal del aire comprimido son las condiciones geográficas, ya que se requiere el espacio para almacenar el aire. Otro aspecto desfavorable es que depende de la quema de combustibles fósiles, aunque sea en mucho menor medida que unidades de generación convencionales [Chen *et al.*, 2009].

3.1.3. Supercondensadores

Los supercondensadores almacenan energía eléctrica directamente entre dos electrodos, en lugar de realizar alguna conversión a otro tipo de energía, como ocurre en otros métodos de almacenamiento (como energía mecánica en el volante de inercia, o energía química en las baterías).

La capacitancia y densidad energética de un supercondensador son miles de veces mayores que las de un condensador electrolítico convencional. Esto se consigue gracias a su construcción de doble capa con materiales de alta superficie específica, como carbón activado. La capacitancia del supercondensador se puede calcular en función de su impedancia, la cual depende de las conductividades del electrodo y electrolito que lo constituyen, y de la frecuencia angular. Se pueden trazar curvas de repuesta para distintas frecuencias y grosores de electrodos. Con frecuencias bajas, la capacitancia aumenta conforme aumenta el grosor. En altas frecuencias, electrodos más delgados producen mayor capacitancia.

Existen dos tipos de electrolitos usados en los supercondensadores: orgánicos y acuosos. Los electrolitos orgánicos son estables hasta un voltaje de 2.7 V, y los acuosos hasta un voltaje de 0.9 V. Por lo tanto, los electrolitos orgánicos tienen mayor densidad energética, pero debido a esto son más costosos [Farhadi y Mohammed, 2015].

El proceso de carga y descarga es rápido y eficiente, ya que no ocurre ninguna conversión de energía. La eficiencia típica de estos dispositivos es de 95 %, y su periodo de vida alcanza hasta 200,000 ciclos de carga/descarga. Sin embargo, presentan una densidad energética muy baja, en comparación a otros medios de almacenamiento. Por esta razón, se han propuesto combinaciones híbridas de supercondensadores con dispositivos de alta densidad energética, como baterías, para aplicaciones en redes eléctricas, vehículos eléctricos y dispositivos portátiles.

3.1.4. Superconductores Magnéticos

El almacenamiento de energía mediante superconductores magnéticos (SMES, por sus siglas en inglés) es una tecnología que aún se encuentra en etapa de prueba e investigación. La energía se almacena en forma de campo magnético en una bobina superconductora por la cual circula una corriente directa. La energía se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2}Li^2 \quad (3.1)$$

donde L es la inductancia de la bobina, que depende de su tamaño y geometría, así como de la sección de área transversal del cable, e i es la corriente que circula a través de ella.

El material superconductor permite que la corriente circule con resistencia casi nula, lo cual ayuda a mejorar la capacidad de almacenamiento; sin embargo, para mantener el estado de material superconductor, la bobina necesita ser enfriada criogénicamente a temperaturas muy bajas. Se han utilizado conductores de niobio-titanio, porque su ductilidad permite formar la estructura adecuada de filamentos finos. Para este material, el fluido refrigerante puede ser helio líquido, a una temperatura de 4.2 K, o un superfluido de helio a una temperatura de 1.8 K [Farhadi y Mohammed, 2015].

El dispositivo superconductor magnético puede responder en un amplio rango de tiempo, entregando su energía en intervalos desde fracciones de segundo a varias horas. Además, tiene alta densidad de potencia y una larga vida útil, pero baja densidad de energía y altos costos [Bidadfar *et al.*, 2008].

3.1.5. Volantes de Inercia

Los volantes de inercia son dispositivos mecánicos de almacenamiento que toman energía eléctrica de la red y la convierten en energía cinética en un disco giratorio. El disco se conecta a un eje acoplado a una máquina eléctrica que gira sobre dos cojinetes magnéticos colocados en vacío, con el objetivo de reducir al máximo las pérdidas por fricción generadas por las partes móviles.

Entre más rápido gire el volante de inercia, mayor será la energía almacenada, la cual es directamente proporcional al momento de inercia y a la velocidad rotacional. Se ha determinado que incrementar la velocidad del disco es más efectivo que incrementar su masa para almacenar más energía, como se puede deducir de la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{4}mv^2 \quad (3.2)$$

donde E es la energía cinética almacenada por un disco de un volante de inercia, y m es la masa del disco y v es la velocidad lineal del borde exterior del disco. Sin embargo, el sistema se verá limitado por la capacidad del material para soportar las fuerzas y el desgaste originados por la rotación [Farhadi y Mohammed, 2015].

En [Cimuca *et al.*, 2010] se presenta un método para el diseño de un volante de inercia, en el cual se calcula la velocidad de rotación máxima, los radios interior y exterior, y el grosor del disco, en función de parámetros como la resistencia mecánica del material, la densidad y la velocidad de la máquina eléctrica a la que se conecta.

La densidad de potencia del volante de inercia es alta, pero su densidad de energía es relativamente baja. Por lo tanto, sus aplicaciones principales en sistemas de potencia son la regulación de frecuencia y servicios de calidad de energía de corta duración.

3.1.6. Baterías

Una batería es un dispositivo capaz de almacenar y transferir energía. Este proceso ocurre al aplicar una diferencia de potencial en sus terminales, lo cual ocasiona reacciones químicas en su interior, convirtiendo energía eléctrica en energía química. Posteriormente, la energía química producida por estas reacciones es convertida en energía eléctrica durante la descarga [Bhatnagar y Venkatesh, 2012]. Las reacciones químicas que ocurren al interior de la batería son reacciones de reducción-oxidación. El reactivo gana electrones durante la reducción y los pierde durante la oxidación. De esta manera, las reacciones de reducción-oxidación producen sustancias con carga eléctrica no neutra, es decir, iones.

La batería provee las condiciones para que estas reacciones ocurran, generando un flujo de iones y electrones en su interior, el cual existirá mientras haya una diferencia de energía entre las sustancias involucradas en las reacciones químicas. La batería tiene un circuito interior, formado por los componentes propios que generan el flujo de iones, y un circuito exterior, que ofrece un camino para que los iones resultantes de las reacciones puedan fluir. El circuito exterior conecta la batería a un sistema externo, como una carga o fuente de energía. De manera general, una batería contiene los siguientes componentes:

- **Electrodos:**

Las reacciones de oxidación ocurren en el ánodo (electrodo negativo), que captura electrones perdidos por el reactivo, mientras que las reacciones de reducción ocurren en el cátodo (electrodo positivo), que provee los electrones ganados por el reactivo.

- **Sustancias Electroquímicas:**

Existen dos pares de sustancias electroquímicamente activas dentro de la batería. Uno se encuentra en la región que rodea al ánodo (anolito) y otro en la región que

rodea al cátodo (catolito). Las sustancias del anolito y catolito deben reaccionar con sus electrodos correspondientes para producir la oxidación y reducción.

- **Electrolito:**

Los iones generados por las reacciones deben intercambiarse entre las sustancias activas del anolito y catolito, para mantener el equilibrio de carga. El transporte de iones ocurre a través del electrolito, una sustancia líquida o sólida aislante.

- **Separador:**

Existe una diferencia de potencial entre las sustancias activas del anolito y catolito. El separador evita contacto directo entre ambas, previniendo un corto circuito interno.

- **Contenedor:**

Una batería suele formarse por un conjunto de celdas conectadas en serie o paralelo para obtener las características eléctricas deseadas. Estas celdas se empaquetan dentro del contenedor.

Existen diversos tipos de baterías, según sus elementos constituyentes, las reacciones químicas que ocurren en su interior, y el método de construcción. A continuación se describen brevemente los tipos más comunes de baterías [Díaz-González *et al.*, 2016].

- **Plomo-Ácido:**

Esta es la batería más antigua, inventada en 1859, y la de mayor uso comercial en la actualidad por su bajo costo, principalmente en automóviles. Suelen formarse por múltiples placas conectadas en paralelo, polarizadas alternadamente; las placas anódicas son recubiertas con plomo (Pb) y las placas catódicas con dióxido de plomo (PbO₂). Las placas están inmersas en el electrolito, que consiste de ácido sulfúrico (H₂SO₄). Estas baterías presentan problemas si no son cargadas y descargadas correctamente. Si no se aplican cargas completas periódicamente se forman cristales de sulfato que no pueden reaccionar apropiadamente con los electrodos, lo cual disminuye la capacidad de la batería. Este problema también ocurre si la batería se descarga por completo. Además, el voltaje de carga no debe sobrepasar el valor recomendado, porque esto puede agotar el agua del electrolito y formar gas de hidrógeno, el cual es inflamable y puede ocasionar la explosión de la batería.

Las baterías de plomo-ácido tienen corta vida útil en comparación a otras baterías, con un rango entre 200 y 1,800 ciclos de recarga, y tienen bajas densidades de potencia y energía. El voltaje entre electrodos ocasionado por las reacciones químicas es alrededor de 2.04 V.

- **Níquel-Cadmio (Ni-Cd):**

Estas baterías se usan en aplicaciones industriales portátiles y estacionarias. Se producen con hidróxido de níquel y cadmio, los cuales son polarizados para obtener placas anódicas de cadmio y placas catódicas de oxihidróxido de níquel (NiO(OH)).

El electrolito es una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH). Tienen larga vida útil, con un promedio de 3,500 ciclos de recarga, y requieren poco mantenimiento. Sin embargo, son muy costosas comparadas con baterías de plomo-ácido, el cadmio puede ser tóxico para el ser humano y el ambiente, y presentan el llamado *efecto de memoria*, que se puede considerar como una disminución de capacidad, ocasionado por recargar la batería repetidamente antes de descargarla completamente. El voltaje resultante de las reacciones químicas es aproximadamente 1.2 V.

- **Níquel-Metal Hidruro (Ni-MH):**

Esta batería utiliza un ánodo de oxihidróxido de níquel (NiO(OH)), al igual que la batería de níquel-cadmio, pero su cátodo es de una aleación de hidruro metálico; al no incluir cadmio, son menos tóxicas para el ambiente. Su densidad energética se aproxima a la de baterías de iones de litio, y soporta más ciclos de carga que una batería de níquel-cadmio del mismo tamaño. El efecto memoria es menor e incluso reversible, al aplicar ciclos de carga y descarga completos. Su desventaja es una tasa mayor de autodescarga, aunque recientemente se han introducido tecnologías con tasas de autodescarga significativamente inferiores. Sus aplicaciones más comunes son en la electrónica de consumo y en vehículos eléctricos. El voltaje de esta batería es prácticamente idéntico al de la batería de níquel-cadmio, con un valor de 1.2 V.

- **Iones de Litio (Li-Ion):**

Estas baterías tienen alta densidad de energía, larga vida útil y respuesta rápida, además de eficiencias altas de carga-descarga, alrededor del 78 %. Gracias a esto, han dominado el mercado de aplicaciones portátiles, pero también se han utilizado en instalaciones residenciales de algunos KW y en instalaciones industriales del orden de MW, para proporcionar servicios auxiliares o de reserva rodante. El ánodo se compone de carbono, y en el cátodo se pueden utilizar distintos óxidos metálicos combinados con litio, como óxido de litio-cobalto (LiCoO_2). El obstáculo principal para su implementación en sistemas de gran escala es el alto costo ocasionado por el requerimiento de empaques especiales y circuitos internos de protección, debido a rangos estrictos de voltaje y temperatura operativos, que a su vez surgen por los materiales de construcción. El voltaje generado por sus reacciones químicas alcanza los 3.7 V.

- **Sodio-Sulfuro (NaS):**

Esta tecnología es de las más prometedoras para aplicaciones de alta potencia, ya que el bajo peso atómico del sodio permite diseñar celdas con alta potencia específica. A diferencia de las otras baterías mencionadas, los electrodos son líquidos y el electrolito sólido. El ánodo es de sodio líquido y el cátodo de sulfuro líquido, mientras que el electrolito es de beta-alúmina cerámica.

Estas baterías tienen alta eficiencia y densidad energética, tasas bajas de autodescarga y requieren poco mantenimiento. Ofrecen costos competitivos, pero es una tecnología reciente con problemas aún por resolver, como rompimientos del electrolito o corrosión debida al sulfuro. El voltaje producido es aproximadamente 2.075 V.

3.2. Aplicaciones de Almacenamiento de Energía

Las aplicaciones de los dispositivos de almacenamiento de energía son muy diversas, en sistemas eléctricos de potencia y en otras áreas, tales como sistemas de transporte, vehículos eléctricos o micro-redes aisladas, por mencionar algunas. En el campo de ingeniería eléctrica, son de particular interés aquellas aplicaciones relacionadas a los servicios que pueden proporcionar a la red eléctrica, en particular, considerando sistemas con niveles altos de penetración de generación renovable.

3.2.1. Regulación de Frecuencia

La regulación de frecuencia es un servicio auxiliar importante, que permite mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal. La red eléctrica cuenta con reservas de potencia activa, que debe estar disponible para compensar las diferencias entre generación y demanda de energía eléctrica. Se pueden definir tres niveles de reservas: primarias, secundarias y terciarias.

La reserva primaria es la capacidad adicional de la red que se puede activar automáticamente y de manera local por los gobernadores de los generadores, pocos segundos después de que se presenta el desbalance entre demanda y suministro. Las redes convencionales se caracterizan por tener amplias reservas, proporcionadas por generadores sincronizados a la red cuya potencia se puede controlar, pues funcionan en base a gas o combustibles fósiles. De esta manera se asegura la estabilidad de frecuencia en la red.

Sin embargo, el gradual reemplazo de generación convencional por generación renovable afecta la estabilidad de frecuencia. Los generadores con fuentes de energía renovables no tienen inercia, ya que los ejes de los generadores no están conectados directamente a la red, sino a través de algún dispositivo de electrónica de potencia. Esta inercia proveída por generadores convencionales conectados ofrece un efecto de estabilización instantánea de frecuencia, el cual disminuye a medida que aumenta la penetración de generadores renovables. Además se perderá la reserva de plantas sincronizadas convencionales. Por estas razones, en el futuro se requerirá que las plantas de generación renovable sean capaces de proveer servicios de reserva de potencia, y debido a su naturaleza intermitente, el almacenamiento de energía es una manera de conseguirlo.

Los sistemas de almacenamiento de alta densidad de potencia son ideales para proveer potencia de reserva para la regulación de frecuencia, pues tienen tiempos rápidos de respuesta y alta eficiencia, en comparación con esquemas de almacenamiento como bombeo hidráulico y aire comprimido. De este modo, supercondensadores, superconductores magnéticos, volantes de inercia y la mayoría de baterías son medios de almacenamiento adecuados para el control de frecuencia en el sistema [Farhadi y Mohammed, 2015].

3.2.2. Control de Voltaje

Es importante mantener los voltajes en el sistema de transmisión dentro de los límites requeridos. Para lograr esto, se usa equipo de la red para inyectar o absorber potencia reactiva. Combinados con dispositivos convertidores de electrónica de potencia, como rectificadores o inversores, los medios de almacenamiento pueden suministrar dinámicamente la potencia reactiva necesaria para el control de voltaje [Kirby y Hirst, 1997]. De nueva cuenta, las tecnologías de alta densidad de potencia son las más adecuadas, ya que responden inmediatamente a las variaciones de voltaje.

El flujo de potencia activa también tiene efecto en los niveles de voltaje, y debido a que los dispositivos de almacenamiento se pueden controlar totalmente gracias a la electrónica de potencia, es posible que regulen tanto potencia reactiva como activa, ofreciendo un control de voltaje preciso en la red. Para efectuar el manejo de ambos tipos de potencia, se han propuesto configuraciones que incorporan sistemas de transmisión de corriente alterna flexibles (FACTS, por sus siglas en inglés) [Díaz-González *et al.*, 2016].

3.2.3. Amortiguamiento de Oscilaciones

Las variaciones de potencia obtenida de los generadores con fuentes renovables causan oscilaciones de potencia en la red eléctrica. Además, como se mencionó previamente, la sustitución de generadores convencionales por renovables afecta la estabilidad de frecuencia mantenida por la inercia de generadores síncronos. Desviaciones en el ángulo del rotor de generadores convencionales pueden ocurrir; si estas desviaciones son severas, se pueden propagar a distintos generadores y producir interrupciones totales o parciales del suministro eléctrico.

Un método para mitigar estas oscilaciones es inyectar o absorber potencia real a una frecuencia baja ($0.5 - 1.0$ Hz), de manera que se oponga al disturbio. Generalmente, esto se hace con plantas capaces de responder rápidamente mediante la apertura o cierre de válvulas. Sin embargo, el avance en dispositivos de almacenamiento de energía y de electrónica de potencia los han hecho opciones viables para esta aplicación. El disturbio se debe detectar en menos de 20 milisegundos a potencia plena, y la potencia de compensación se debe inyectar o absorber por hasta 20 ciclos. Entonces, tecnologías como supercondensadores, volantes de inercia y baterías son apropiadas para este uso [Farhadi y Mohammed, 2015].

3.2.4. Administración de Energía

Administrar la energía involucra retrasar el consumo o generación de energía eléctrica temporalmente, mediante su almacenamiento con alguna de las tecnologías mencionadas. Al hacer esto, se puede reducir la demanda pico en distintos componentes de la red. Así, cuando la demanda está por debajo de un límite inferior, la energía se almacena, y cuando la demanda sobrepasa un límite superior, la energía almacenada se entrega a la red. Este modo de operación ayuda a conservar y extender la vida útil de elementos del sistema, como transformadores o generadores. También les permite operar dentro de sus capacidades nominales a pesar del crecimiento de la red.

Considerando generadores renovables, cuando la potencia generada es alta, el medio de almacenamiento se carga, con el objeto de estar listo para proveer energía cuando la generación disminuye. Esto también puede traer beneficios económicos, ya que existen distintas tarifas de energía según la demanda instantánea. Entonces, si se hace la carga del dispositivo de almacenamiento durante las tarifas bajas, y la descarga durante las tarifas altas, se reducirá la energía demandada durante las tarifas altas, generando un ahorro inmediato en el gasto de energía [Donnellan *et al.*, 2015].

3.2.5. Otros Servicios

Distintos servicios más pueden surgir de la incorporación de dispositivos de almacenamiento de energía. Muchos de ellos son similares respecto al principio de operación, pero difieren en la aplicación final o el beneficio que se busca obtener de ellos [Díaz-González *et al.*, 2016]. Por ejemplo, la reducción de picos de potencia (*peak shaving*), es un servicio cuyo objetivo es almacenar energía en periodos de baja demanda, e inyectarla a la red en periodos de alta demanda, para así reducir el pico de potencia típico de la curva de carga de una red eléctrica. Baterías, sistemas de aire comprimido y de bombeo hidráulico son métodos de almacenamiento apropiados para proveer este servicio.

El soporte durante bajos voltajes (*low-voltage ride-through*), se refiere a requerimientos que aseguran que la planta con generación renovable permanezca conectada a la red cuando ocurren depresiones de voltaje en el punto de conexión, por determinado tiempo. Esto ayuda a evitar que la salida de operación de algunos generadores se propague y cause fallas en otras partes del sistema. Supercapacitores, baterías y superconductores magnéticos se proponen para esta aplicación.

La restricción de transmisión (*transmission curtailment*) es una aplicación en la que los medios de almacenamiento deben proveer energía en periodos largos, entre cinco y doce horas. Por diversas causas, como asegurar la estabilidad del sistema, o limitaciones técnicas de líneas de transmisión, en ocasiones se necesita desconectar las plantas generadoras con

fuentes renovables del resto del sistema. En estos casos, la energía se almacena durante horas, y puede ser inyectada de manera controlada, según las capacidades de las líneas de transmisión o los requerimientos de estabilidad. Esto permite evitar la desconexión de la planta renovable. Sistemas de aire comprimido y bombeo hidráulico son aptos para este servicio.

La asignación de unidades (*unit commitment*) puede beneficiarse de las tecnologías de almacenamiento. Debido a la incertidumbre en la disponibilidad de recursos naturales que impulsan a los generadores renovables, es difícil asignar estas unidades para satisfacer la demanda continuamente. Sistemas de almacenamiento de gran escala son útiles para este propósito. También es recomendable contar con cierta potencia de reserva para compensar errores en la predicción de viento o irradiancia.

El almacenamiento estacional (*seasonal storage*) requiere de un sistema capaz de retener e inyectar energía en un rango de tiempo de meses, pues su objetivo es almacenar energía obtenida en una estación del año, para usarla durante otra en la que el sistema experimenta bajos niveles de generación. Debido a esto, se requieren tecnologías de gran capacidad y que no presenten el fenómeno de autodescarga, como sistemas de bombeo hidráulico. Esta aplicación puede ser útil en regiones cuyas estaciones se caracterizan por periodos extensos de climas drásticos.

3.3. Instalaciones con Almacenamiento de Energía

Algunos países cuentan con plantas de generación eléctrica que incorporan medios de almacenamiento de energía de gran potencia, ya en operación. A continuación, se presentan algunos de los casos más representativos [Energy Storage Association, 2017].

3.3.1. Sistema de Baterías de AES Angamos

Este proyecto se desarrolló en la ciudad de Mejillones, Chile. La compañía a cargo fue AES Gener, en cooperación con su subsidiaria, Empresa Eléctrica Angamos. La construcción de la planta termoeléctrica se concluyó en 2011, y el sistema de almacenamiento basado en baterías se diseñó con el objetivo de cumplir con los requerimientos de confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que corresponde a la red eléctrica de la parte norte del país.

Se incorporó un sistema de almacenamiento de energía de 20 MW (5 MWh) para apoyar a la red con funciones de capacidad de reserva. El sistema fue proporcionado por la compañía A123 Systems, que también se encargó de la conexión de dispositivos de electrónica de potencia de ABB. La unidad de almacenamiento monitorea continuamente

el estado del sistema, y responde rápidamente ante variaciones de frecuencia con sus 20 MW de potencia disponibles, los cuales también pueden mantener la red en operación en caso de contingencias.

Al cubrir los requerimientos de potencia de reserva con la instalación de almacenamiento, la planta termoeléctrica es capaz de suministrar 20 MW adicionales a los usuarios, lo cual genera mayores ganancias. Reportes presentados por SING confirman que la velocidad de respuesta para la estabilización del sistema es mayor con el sistema de almacenamiento de energía que con reservas proporcionadas por plantas térmicas. Además, las unidades de almacenamiento no producen emisiones significativas.

3.3.2. Parque Eólico Kaheawa

En el año 2006, en la isla de Maui, Hawái, se terminó la construcción de la primera fase del parque eólico “Kaheawa Wind Power”, con una capacidad de generación de 30 MW. Posteriormente, se construyó una segunda etapa que incrementaba la generación en 21 MW. Para mitigar los efectos de la variabilidad del viento en la red de la isla, se integró un sistema de almacenamiento de energía diseñado por la compañía Xtreme Power, denominado Dynamic Power Resource (DPR), que utiliza almacenamiento basado en baterías. Este sistema responde dinámicamente a las condiciones de la red de la isla, y ofrece un rango de potencia de hasta 20 MW y almacenamiento durante 45 minutos, con lo cual se puede cubrir la generación de reserva o responder ante variaciones de frecuencia.

En este proyecto se comprobó la mejora en confiabilidad del sistema eléctrico al incorporar almacenamiento de energía, y el DPR permitió que la segunda fase del parque eólico Kaheawa suministre energía eléctrica en forma efectiva a aproximadamente 7,700 hogares en Maui anualmente.

3.3.3. Sistema de Aire Condensado de Highview Power Storage

La compañía del Reino Unido, Highview Power Storage, ha desarrollado un sistema de almacenamiento de gran escala basado en aire condensado como medio de almacenamiento. Esta tecnología es de larga vida útil (más de 30 años) y no tiene restricciones geográficas. Además, no produce emisiones contaminantes.

La instalación se ubica en la ciudad de Slough, Inglaterra, y tiene una capacidad de 350 kW/2.5 MWh. Cumple con todos los requerimientos operativos para poder conectarse a la red eléctrica del Reino Unido, y ha estado en operación durante 4 años. El sistema se ha probado en distintos modos de operación, es decir, cumpliendo con funciones diversas dentro de la red, como cubriendo demandas pico o proporcionando servicios auxiliares.

Esto ha permitido demostrar la tecnología y el proceso a inversionistas, departamentos gubernamentales y asesores académicos, quienes han concluido que la potencia instalada empleando este tipo de tecnología puede incrementarse sin presentar problemas significativos. Gracias a esto, el gobierno del Reino Unido seleccionó a Highview Power Storage para llevar a cabo un nuevo proyecto de almacenamiento de energía con capacidad de 5 MW.

3.3.4. Isla Santa Catalina

La Isla Santa Catalina es una pequeña isla ubicada a 35 km de la costa de California, con una población de aproximadamente 3,700 personas. Su sistema eléctrico no tiene conexión con la red eléctrica de California, es decir, se trata de un sistema aislado y autónomo, con una demanda pico de 5 MW.

La energía es suministrada por la compañía Southern California Edison, mediante la combinación de seis generadores diésel y 1.4 MW de micro-turbinas. Sin embargo, una agencia ambientalista local (South Coast Air Quality Management District) determinó que los generadores diésel emitían altos niveles de óxidos de nitrógeno, por lo cual se instalaron sistemas de control de emisiones para convertir estos gases en agua; no obstante, el catalizador necesario para esta conversión solo era efectivo en un rango de temperatura, el cual se alcanzaba únicamente cuando los generadores operaban a más del 80 % de carga. Debido a esto, se requería una solución distinta que permitiera que los generadores operaran con mayor eficiencia y se redujeran las emisiones dañinas. Para ello se contrató a la compañía S&C Electric Company, que diseñó e instaló un sistema de administración de energía de 1 MW, con el cual se podía almacenar o utilizar la energía producida en la isla.

El sistema permite controlar la carga y descarga de baterías de sodio-sulfuro, las cuales suministran altos niveles de energía por periodos prolongados. Las baterías pueden operar como carga o como generador. Durante la mañana, los generadores operan a su capacidad pico, y la energía excedente se almacena en las baterías. Más tarde en el día, cuando se alcanza la demanda pico, las baterías se descargan para suministrar parte de la energía requerida y aminorar la carga de los generadores diésel.

El sistema de almacenamiento también puede proporcionar potencia (hasta su máxima capacidad) para mantener la red eléctrica en funcionamiento, en caso de que alguno de los generadores tuviera que interrumpir su operación, ya sea por falla o mantenimiento. La construcción de este proyecto se inició en julio de 2011 y se terminó en julio de 2012, bajo el presupuesto esperado.

3.3.5. Respaldo de Energía de BC Hydro

El pueblo remoto de Field, en Canadá, depende de un alimentador de distribución de 25 kV para suministrar energía a una pequeña población de 300 residentes. El pueblo se ubica a 55 km de distancia de la subestación, y el cable alimentador se sitúa a lo largo del ferrocarril, por lo cual es difícil, lento y costoso realizar trabajos de reparación o mantenimiento. Además, debido al clima y a las condiciones geográficas, ocurren fallas frecuentes que afectan a la línea, lo que causa interrupciones de servicio prolongadas. El personal de reparación debe coordinarse con el sistema de ferrocarriles para poder evitar el paso de trenes mientras viajan a lo largo de la vía para localizar la falla y poder solucionar el problema, generalmente con condiciones climáticas adversas.

Por estas razones, la compañía suministradora, BC Hydro, buscaba una solución con almacenamiento de energía que permitiera responder ante fallas, suministrando energía confiable al pueblo por periodos extensos, dando tiempo a que se realizaran las reparaciones necesarias. También les interesaban otros posibles beneficios del sistema de almacenamiento, como reducir el pico de carga y las emisiones de gas invernadero, extender la vida útil de transformadores, y eliminar la dependencia de generadores diésel de respaldo.

Se contrató a la empresa S&C Electric Company, que se encargó de todos los aspectos de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto. Se instaló un banco de baterías de sodio-sulfuro de 1 MW, además de dispositivos de control de carga y descarga, detectores de fallas y sistemas para reducir el pico de carga y manejar las transiciones entre batería y red eléctrica. Esta fue la primera instalación de almacenamiento con baterías en Canadá, ubicada 5 km al sur del pueblo de Field. Es capaz de suministrar energía ininterrumpida durante aproximadamente 7 horas cuando ocurren fallas en el alimentador. Cuando la demanda del pueblo es baja, la batería es cargada por la red, de modo que siempre esté disponible cuando sea necesario. Al ocurrir una falla, esta es detectada y aislada, e inmediatamente se hace que la batería entre en operación, lo cual toma solo algunos segundos.

La instalación comenzó su operación en 2014, y en los primeros seis meses ocurrieron seis problemas importantes, por causas como árboles cayendo sobre líneas o postes dañados. En todos los casos, el sistema de almacenamiento respondió perfectamente, suministrando energía al pueblo durante un total de 40 horas, solo en esos seis meses.

3.4. Códigos de Red

Debido al incremento en la penetración de generación renovable que se está experimentando en los sistemas eléctricos de todo el mundo, nuevos estándares y regulaciones se han desarrollado para asegurar la correcta interconexión de estos sistemas con la red

existente. De manera general, todos los códigos de red establecen condiciones similares para llevar a cabo la incorporación de generación renovable y dispositivos de almacenamiento de energía, pero cada país debe establecer requerimientos específicos en base a las características operativas de su propio sistema de potencia, lo cual da lugar a ciertas discrepancias en los reglamentos, que se deben únicamente a las particularidades operativas de la red en cuestión.

3.4.1. Definición

En un sentido amplio, los códigos de red son un conjunto de normas para la operación del sistema de potencia y el mercado de energía. Gracias a estas normas, los operadores de la red, plantas generadoras, distribuidores y usuarios finales participan efectivamente en el mercado eléctrico. De esta manera se asegura la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico, además de contribuir al correcto funcionamiento del mercado mayorista.

Existen códigos de conexión, operación, planeación y mercado. Todos ellos son ejemplos de códigos de red. A su vez, existen códigos para aplicaciones particulares dentro de cada una de estas categorías. Por ejemplo, dentro de los códigos de conexión se pueden encontrar códigos para la conexión de generadores, conexión de demanda, o conexión de líneas de corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés). Los códigos de operación pueden incluir códigos de seguridad, planeación y programación, control de frecuencia y reservas, y procedimientos de emergencia. Dentro de los códigos de planeación se consideran aquellos para el desarrollo de la red y de las plantas generadoras. Los códigos de mercado incluyen reglas para el funcionamiento del mercado, así como normas para la asignación de capacidad en la red y administración de congestión en líneas de transmisión [Ackermann *et al.*, 2016].

La imposición de códigos de red fue necesaria por primera vez debido a la liberación de sistemas de potencia. Si bien regulaciones técnicas siempre han existido, la implementación de códigos de red ha permitido la coordinación de operadores o propietarios múltiples en sistemas eléctricos descentralizados. Sin embargo, los códigos de red no son solo útiles para este tipo de mercado, ya que, como normas técnicas, regulan la operación y accesos a la red, independientemente de la entidad que controla y opera el sistema.

Definir códigos de red es una parte fundamental para abrir el mercado a empresas privadas y a generadores con fuentes de energía renovable, pues promueve un tratamiento igualitario al aplicar las mismas reglas a cualquier operador. Los códigos de red que consideran plantas renovables buscan asegurar que la conexión de éstas contribuya a la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema de potencia. Además pretenden establecer requerimientos justos para nuevas instalaciones con generadores convencionales y renovables de capacidades similares, es decir, se especifican requisitos comparables según las características y aportaciones de cada una de ellas.

3.4.2. Ejemplos de Códigos de Red

i) Alemania

Alemania es uno de los países con mayor penetración de generación renovable en su red eléctrica. En 2008, la Asociación de Industrias de Energía y Agua (*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*) introdujo nuevos códigos de red para la interconexión de plantas con fuentes renovables a la red de medio voltaje, con el objetivo de evitar que estas no sean capaces de dar soporte a la red y generen inestabilidad en el sistema.

El código de red incluye plantas eólicas, hidroeléctricas y fotovoltaicas. Se consideran aspectos como soporte de fallas, que involucra permanecer conectado durante fallas, apoyar el nivel de voltaje con inyección de potencia reactiva durante la falla, y consumir la misma o menor potencia reactiva después de la liberación de la falla. Se incluye una curva limitante de voltaje en el punto de conexión a la red, en la cual se establece que la planta debe permanecer conectada si existen caídas de voltaje hasta 0 % en un tiempo menor o igual que 150 ms. También se establece la corriente reactiva que la planta debe proporcionar en durante la falla.

Respecto al control de potencia activa, se espera que la planta sea capaz de reducir su potencia de salida en escalones de 10 % de su potencia nominal, o menores, y que pueda alcanzar determinado porcentaje de generación indicado por el operador de la red desde cualquier modo de operación. Porcentajes actuales comunes son el 100 %, 60 %, 30 % y 0 %. También se indica que los generadores deben reducir su potencia cuando la frecuencia del sistema rebasa los 50.2 Hz. La potencia puede aumentar de nuevo cuando la frecuencia sea menor que 50.05 Hz. La planta se debe desconectar si la frecuencia sobrepasa 51.5 Hz o cae por debajo de 47.5 Hz. Los sistemas fotovoltaicos actuales proveen potencia activa, pero el código de red establece que las plantas deben ser capaces de inyectar potencia reactiva también, lo cual se puede lograr incrementando el tamaño del inversor conectado al generador fotovoltaico, por ejemplo. De forma similar, un punto de operación de potencia reactiva es establecido por el operador, ya sea en un valor fijo, o según un factor de potencia que se desee alcanzar [Troester, 2011].

Otro aspecto que se considera en este código de red, en relación a la interconexión de generación renovable a la red eléctrica, es el concepto de control de rampas de potencia (*ramp rate control*), el cual se refiere a cambios rápidos de determinada magnitud en la potencia de salida de un generador renovable. En Alemania se ha establecido un límite de rampas de potencia de 10 %, en base a la capacidad nominal de la planta [Sunny y Faiem, 2015].

ii) Puerto Rico

La empresa responsable de la red eléctrica de Puerto Rico, Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), ha impuesto un límite de variación de potencia del 10 % por minuto, sobre la potencia nominal de la planta fotovoltaica. Debido a que Puerto Rico es una isla, su sistema eléctrico está aislado, y es especialmente sensible a altas penetraciones de generación fotovoltaica.

Puerto Rico es un territorio de Estados Unidos, y el límite de rampa mencionado fue sugerido por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, en base a estudios realizados por su laboratorio de energías renovables [Gevorgian y Booth, 2013].

iii) Australia

Australia es otro país que ha definido códigos de red para la interconexión de generación renovable. La Comisión del Mercado Eléctrico de Australia (*Australian Market Energy Commission*) es la responsable de definir reglas que controlan el mercado y la planeación del sistema, en todos los niveles de voltaje, incluyendo distribución y transmisión. Las normas eléctricas nacionales impuestas por este organismo fueron actualizadas en diciembre de 2014, indicando los requerimientos para generadores con fuentes de energía renovables intermitentes.

Sin embargo, estas normas son notables por no enfatizar diferencias entre generadores convencionales y renovables. Se intenta establecer requerimientos técnicos lo más similares posible para ambas tecnologías, en ocasiones distinguiendo entre unidades síncronas y asíncronas. Existen estándares mínimos y estándares automáticos de conexión. Todo generador debe cumplir los estándares mínimos, y cualquier generador que cumpla los estándares automáticos podrá ser conectado a la red. Los operadores de la planta y red pueden negociar niveles intermedios entre ambos estándares, para satisfacer las necesidades de un área en particular.

Por ejemplo, el estándar automático establece que la planta debe suministrar potencia reactiva igual al 39.5 % de su potencia activa nominal, lo cual se debe cumplir en todos los niveles de voltaje. Por otra parte, el estándar mínimo indica que no es necesario tener capacidad para absorber o inyectar potencia reactiva. Rangos máximos y mínimos se establecen para la calidad de energía, regulación de frecuencia, soporte de bajos voltajes y comunicaciones [Ackermann *et al.*, 2016].

iv) Irlanda

En Irlanda los códigos de transmisión y distribución son definidos por entidades distintas. Ambos son revisados por un panel conformado por distintos participantes del mercado, como empresas generadoras, tanto convencionales como renovables, clientes de alta demanda, operadores del mercado y dueños de las instalaciones de transmisión y conexión. Los códigos ya establecen requerimientos para generadores eólicos, pero aun no se incluyen los correspondientes a generadores fotovoltaicos. Los requerimientos incluyen control de potencia activa, tasas de rampa y niveles de voltaje. También se establece que se debe contar con modelos detallados de los generadores, para analizar la respuesta transitoria durante fallas.

En este código, los generadores deben permanecer conectados incluso cuando ocurren variaciones grandes en la frecuencia, hasta de 0.5 Hz por segundo. Además, cualquier parque eólico con potencia superior a los 5 MW debe ser capaz de proveer potencia activa y regulación de frecuencia y voltaje, según algún criterio establecido por el operador de la red [Ackermann *et al.*, 2016].

v) Unión Europea

La Comisión Europea publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea reglamentos para la conexión de generadores y demanda, donde se plantea como justificación de estos códigos la incapacidad de los generadores renovables para soportar o mitigar las variaciones de frecuencia. También establecen que los gestores y propietarios de la red y de las plantas generadoras deben cuantificar los posibles beneficios que tendrá el mercado por la integración de fuentes renovables, enlistando aplicaciones como la respuesta de potencia ante variación de frecuencia, reservas de balance y suministro de potencia reactiva, entre otras [Unión Europea, 2016].

vi) México

En México, los reglamentos establecidos definen requerimientos de conexión y operación para generadores convencionales, pero todavía no existen normativas dirigidas específicamente a generadores renovables. Mientras se desarrollan estos códigos, las plantas renovables deberán intentar ajustarse a los estándares existentes para no introducir inestabilidad en la red [Secretaría de Gobernación, 2016].

3.5. Modelado de Baterías

En esta sección se presentan algunos modelos propuestos en la literatura para representar una batería, y se describe en detalle el modelo elegido para las simulaciones realizadas en esta tesis. Existen modelos electroquímicos complejos que simulan el comportamiento interno de la batería, pero suelen requerir demasiado poder computacional y ser poco flexibles [Huria *et al.*, 2012]. Debido a esto, generalmente se emplea un enfoque basado en circuitos equivalentes que simulan la respuesta corriente y voltaje en terminales de la batería.

3.5.1. Modelo Simple

El modelo más sencillo de una batería consiste en un circuito equivalente formado por una fuente de voltaje conectada en serie con una resistencia interna, como se muestra en la Figura 3.1. Este modelo no toma en cuenta el estado de carga de la batería. Dependiendo de los requerimientos de la simulación, es posible que una representación simplificada como esta sea suficiente para analizar la operación de la batería [Daud *et al.*, 2012].

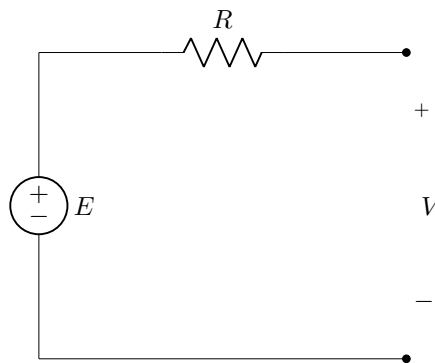


Figura 3.1: Modelo simple de la batería.

3.5.2. Modelo de Thévenin

El modelo básico de Thévenin consiste de una resistencia en serie con una fuente de voltaje, y una rama RC en paralelo, como muestra la Figura 3.2. La resistencia y capacitancia en paralelo se incorporan para representar la respuesta dinámica de la batería. Las resistencias paralela corresponde a la resistencia de polarización, y el capacitor simula el proceso de carga y descarga [He *et al.*, 2011].

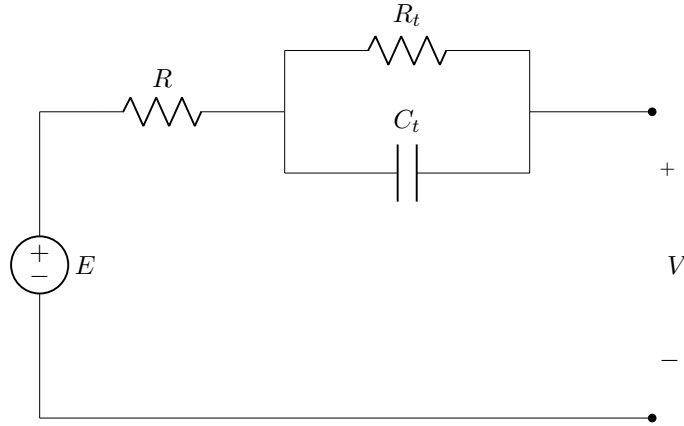


Figura 3.2: Modelo de Thévenin de la batería.

3.5.3. Modelo de Doble Polarización

Un segundo par de elementos RC se puede agregar al modelo de Thévenin para simular mejor la respuesta de la batería cerca del final de la zona de descarga. Un par RC representa la polarización de concentración, y el otro la polarización electroquímica [He *et al.*, 2011]. El circuito equivalente se muestra en la Figura 3.3.

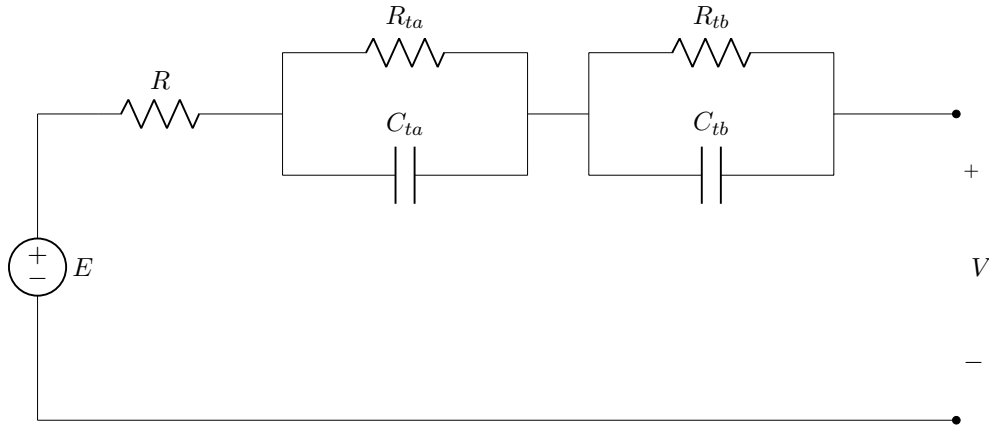


Figura 3.3: Modelo de doble polarización de la batería.

3.5.4. Modelo con Fuente de Voltaje Controlada

El modelo presentado en [Tremblay y Dessaint, 2009] fue el elegido para implementar en esta tesis. Una de las ventajas de este modelo es que los parámetros se pueden extraer de la hoja de datos del fabricante, a partir de la curva de descarga incluida.

Se trata de un modelo genérico, en el sentido de que permite simular la respuesta de distintos tipos de baterías, a saber, baterías de plomo-ácido, níquel-cadmio, níquel-metal hidruro y iones de litio. Para ello basta hacer las modificaciones apropiadas en las ecuaciones de carga y descarga. Además, este modelo es válido para corrientes de carga o descarga variables.

Otra razón por la que se eligió este modelo es su inclusión en la librería de modelos predeterminados de Simulink. El bloque de batería que se encuentra en Simulink utiliza internamente este modelo para las simulaciones, y ofrece la visualización de las curvas de descarga de una batería definida por parámetros que el usuario puede elegir. Esto permite verificar los resultados del modelo implementado, y observar los efectos que tienen los parámetros en las curvas características.

En el modelo se consideran las siguientes simplificaciones:

- La resistencia interna se asume constante durante la carga y descarga, y no varía con la amplitud de corriente.
- Los parámetros se deducen de la curva de descarga, y se asume que son iguales durante la carga.
- La capacidad de la batería no cambia con la amplitud de corriente.
- La temperatura no afecta al modelo.
- No se considera el fenómeno de autodescarga.
- No se considera el efecto memoria de la batería.

A continuación se describe el modelo correspondiente a baterías de Ni-MH. Las siguientes ecuaciones expresan la carga y descarga de la batería, respectivamente:

$$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + Exp \quad (3.3)$$

$$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + Exp \quad (3.4)$$

donde:

- V_b es el voltaje de la batería (V)
- E_0 es el voltaje constante de la batería (V)
- K es la constante de polarización (V/Ah or Ω)
- Q_m es la capacidad máxima de la batería (Ah)
- Q es la carga de la batería (Ah)
- i es la corriente de la batería (A)
- i^* es la corriente filtrada (A)
- R es la resistencia interna de la batería (Ω)
- Exp es la función de voltaje exponencial (V)

En las baterías de Ni-MH, Ni-Cd y plomo-ácido ocurre un fenómeno de histéresis entre la carga y descarga, que se presenta únicamente en la zona exponencial. Este comportamiento se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$\frac{d}{dt}Exp = B|i|(-Exp + Au) \quad (3.5)$$

donde:

Exp es el voltaje de la zona exponencial (V)

A es la amplitud de la zona exponencial (V)

B es el inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial (Ah^{-1})

i es la corriente de la batería (A)

u es igual a 0 durante la descarga y a 1 durante la carga

Como se puede observar, para resolver las ecuaciones (3.3) y (3.4), y determinar el voltaje de la batería, se debe también resolver la ecuación diferencial del voltaje de la zona exponencial. Para ello se utilizó el método numérico de Runge-Kutta de cuarto orden.

En la Tabla 3.1 se muestran las ecuaciones correspondientes a cada tipo de batería. El modelo de la batería de iones de litio no incluye la ecuación diferencial del voltaje exponencial, pues no presenta el fenómeno de histéresis en esta zona. En este caso, el término exponencial se calcula directamente, lo cual simplifica el modelo, respecto al de las otras baterías. Como se puede observar, las ecuaciones de los distintos tipos de baterías son muy similares entre sí, lo cual facilita la simulación de cada tipo de batería con el mismo modelo desarrollado.

Tabla 3.1: Modelos de distintos tipos de baterías.

Batería	Operación	Ecuación
Ni-MH, Ni-Cd	Carga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{ Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + Exp$
	Descarga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + Exp$
Plomo-Ácido	Carga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + Exp$
	Descarga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + Exp$
Li-Ion	Carga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + A \exp(-BQ)$
	Descarga	$V_b = E_0 - iR - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + A \exp(-BQ)$

Aproximación de Parámetros de la Batería

Los parámetros necesarios para resolver las ecuaciones del modelo de batería descrito se pueden obtener de la curva característica de descarga, que suele encontrarse en las hojas de datos proporcionadas por los fabricantes. Por ejemplo, en la Figura 3.4 se muestra la curva de descarga de la batería Panasonic HHR650D, obtenida de la hoja de datos del fabricante. Esta es una batería de Ni-MH. El eje de las abscisas indica el tiempo que tarda la batería en descargarse, y el eje de las ordenadas corresponde al voltaje en terminales de la batería. Además, en la curva se indican los cuatro puntos importantes (A, B, C y D) que se deben localizar para llevar a cabo la aproximación de parámetros.

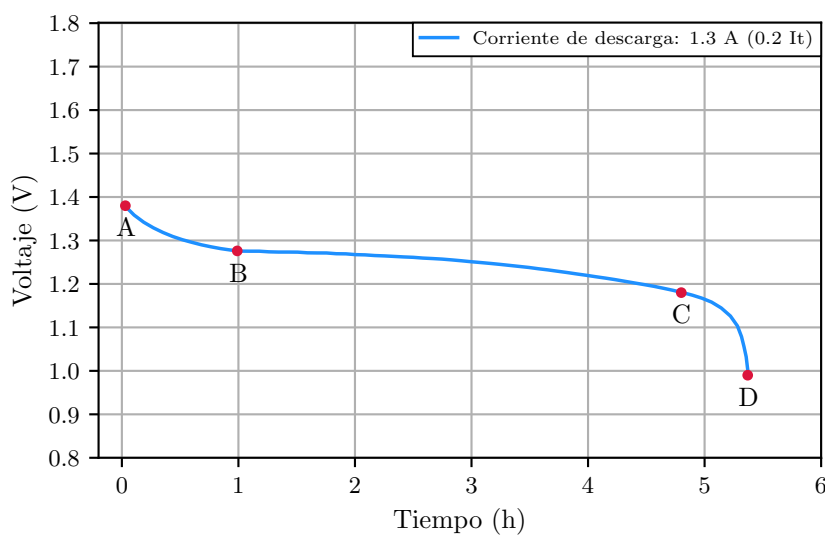


Figura 3.4: Curva de descarga de una batería de Ni-MH.

La región delimitada por los puntos A y B se conoce como *zona de voltaje exponencial*. En esta curva particular, las coordenadas del punto A son aproximadamente (0.00, 1.39), y las del punto B son (1.00, 1.28). La siguiente región de la curva se conoce como *zona de voltaje nominal*, y está definida por los puntos B y C. Las coordenadas aproximadas del punto C son (4.80, 1.18). Por último, el punto D indica el final de la curva de descarga, y sus coordenadas son (5.40, 0.99). Otro dato importante extraído de la curva es la magnitud de corriente de descarga, que en este caso es de 1.3 A.

En base a estos puntos en la curva, y la información en la hoja de datos, se extraen los siguientes parámetros:

- Resistencia interna

Este parámetro se especifica directamente en la hoja de datos, y es una medida de la oposición al flujo de corriente dentro de la batería. Esta resistencia se compone de una resistencia electrónica y una resistencia iónica. La resistencia electrónica se debe a la resistividad de los materiales que conforman la batería y a su interacción

dentro de la misma; la resistencia iónica se origina por factores electroquímicos, como la conductividad de electrolitos, la movilidad de iones, y el área de superficie del electrodo. En este caso, la resistencia interna es de $2\text{ m}\Omega$.

- Corriente de descarga

Esta es la corriente con la cual se descarga la batería para obtener la curva característica de descarga, es decir, la respuesta de voltaje en el tiempo observada en la curva es producida cuando la batería entrega constantemente este valor de corriente. Las corrientes de descarga suelen expresarse en función de la capacidad nominal de la batería. Por ejemplo, la capacidad nominal de la batería considerada es de 6.5 Ah. Entonces, se define el parámetro It como la capacidad nominal dividida entre una hora. De modo que, en este caso, el valor de It será de 6.5 A. Distintas corrientes de descarga se expresarán como factor de este valor. En la curva de la Figura 3.4, la corriente de 1.3 A equivale a 0.2 veces una corriente de 6.5 A, es decir, $0.2It$. Otra convención común para indicar el parámetro It es la letra C , de tal manera que la expresión $2It$ es equivalente a la expresión $2C$, pues ambas indican una corriente de descarga cuya magnitud es el doble que la corriente de referencia obtenida de la capacidad nominal de la batería (13 A, en este caso).

- Capacidad máxima

Este valor indica el la magnitud de carga máxima que puede almacenar la batería, y se obtiene multiplicando la corriente de descarga de la curva característica por el valor del tiempo al final de la descarga (punto D en la Figura 3.4). Entonces, en este caso la capacidad máxima es $1.3\text{ A} \times 5.40\text{ h} \approx 7\text{ Ah}$.

- Voltaje con carga completa

El voltaje correspondiente al inicio de la curva de descarga (punto A). Este es el voltaje en terminales de la batería cuando tiene carga completa. En este caso, su valor es de 1.39 V.

- Carga al final de la zona exponencial

La carga presente en la batería al final de la zona de voltaje exponencial (punto B). El valor de la carga se obtiene multiplicando la corriente de descarga por el tiempo en este punto. Entonces, la carga para esta batería es $1.3\text{ A} \times 1\text{ h} = 1.3\text{ Ah}$.

- Voltaje al final de la zona exponencial

El voltaje en el punto B de la curva. Se lee directamente de la curva, y en este caso, su valor es aproximadamente 1.28 V.

- Carga al final de la zona nominal

Este valor corresponde a la carga presente en la batería al final de la zona de voltaje nominal (punto C). Se calcula multiplicando la corriente de descarga por el tiempo en el que termina la zona nominal. Para la curva considerada, esta carga será de $1.3\text{ A} \times 4.80\text{ h} \approx 6.25\text{ Ah}$.

- Voltaje al final de la zona nominal

El voltaje correspondiente la final de la zona de voltaje nominal. Este valor se extrae directamente del eje de ordenadas en la curva de descarga, y para este caso, su valor es de 1.18 V.

Los parámetros obtenidos se sintetizan en la Tabla 3.2. Para plantear la ecuación del voltaje con carga completa, se asume que la corriente extraída es cero, lo cual produce la siguiente expresión:

$$V_c = E_0 - iR + A \quad (3.6)$$

En el punto final de la zona exponencial, el factor B se puede aproximar como $3/Q_e$, debido a que el valor del término exponencial es prácticamente cero después de tres constantes de tiempo. Entonces, se tiene:

$$V_e = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_e} (Q_e + i) - iR + A \exp\left(\frac{-3Q_e}{Q_e}\right) \quad (3.7)$$

El voltaje en la zona nominal se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_n = E_0 - K \frac{Q}{Q - Q_n} (Q_n + i) - iR + A \exp\left(\frac{-3Q_e}{Q_n}\right) \quad (3.8)$$

Las ecuaciones (3.6), (3.7), y (3.8) forman un sistema lineal de tres variables, que se puede resolver para encontrar E_0 , A , y K , utilizando los datos extraídos de la curva de descarga mostrados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Datos extraídos de la curva de descarga de la batería Panasonic HHR650D.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Resistencia interna	R	0.002	Ω
Corriente de descarga	I_d	1.3	A
Capacidad máxima	Q_m	6.994	Ah
Voltaje con carga completa	V_c	1.39	V
Carga al final de la zona exponencial	Q_e	1.3	Ah
Voltaje al final de la zona exponencial	V_e	1.28	V
Carga al final de la zona nominal	Q_n	6.25	Ah
Voltaje al final de la zona nominal	V_n	1.18	V

Expresando estas ecuaciones matricialmente, se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & \exp(-3) & \frac{Q}{Q-Q_e}(Q_e + i) \\ 1 & \exp\left(\frac{-3Q_e}{Q_n}\right) & \frac{Q}{Q-Q_n}(Q_n + i) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_0 \\ A \\ K \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_c + iR \\ V_e + iR \\ V_n + iR \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Esto completa el proceso de aproximación de parámetros de la batería, y se cuenta con los elementos necesarios para resolver las ecuaciones del modelo. Los valores encontrados para la batería Panasonic HHR650D son $E_0 = 1.28155$, $A = 0.11104$ y $K = 0.00140$.

Resultados del Modelo

Para verificar que el modelo utilizado reproduce correctamente las curvas características de descarga, se compararán los resultados con las curvas del fabricante y las obtenidas del bloque de batería disponible en Simulink. Una comparación visual permite evaluar rápidamente la semejanza entre dos curvas, pero si se desea cuantificar el grado de precisión del modelo de forma objetiva se debe aplicar otro método. Para este propósito se calculará la raíz del error cuadrático medio (RMSE) entre las curvas. Este parámetro es una métrica estadística que indica la diferencia entre valores estimados y reales, que en este caso corresponden a los obtenidos por el modelo y a los tomados del fabricante o de Simulink, respectivamente. La siguiente ecuación define el cálculo del RMSE:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2} \quad (3.10)$$

donde:

n es el número de datos de los vectores o señales

$\hat{Y}_i$ es el vector o señal de datos estimados

Y_i es el vector o señal de datos reales u observados

En la Figura 3.5 se muestran las curvas de descarga obtenidas del modelo incluido en Simulink, el modelo implementado y la hoja de datos del fabricante, de la batería Panasonic HHR650D. Como se puede observar, las curvas de Simulink y el modelo implementado son prácticamente idénticas, y ambas difieren un poco de la proporcionada por el fabricante. Los valores calculados de RMSE son: entre Simulink y el modelo, 0.049; entre Simulink y la hoja de datos, 0.063; entre el modelo y la hoja de datos, 0.111. Estos son valores muy pequeños de RMSE, considerando la magnitud de los vectores de voltaje, lo cual se refleja en la similitud observada en las gráficas.

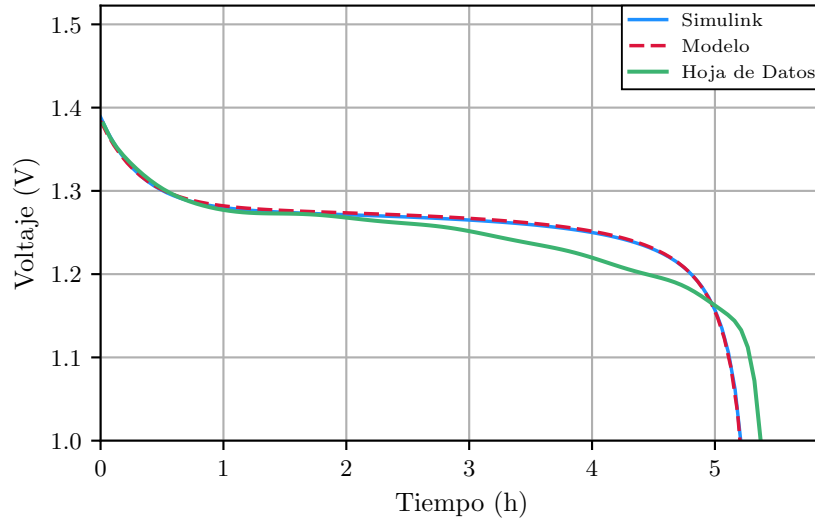


Figura 3.5: Curvas de descarga de la batería Panasonic HHR650D del modelo de Simulink, del modelo desarrollado y de la hoja de datos del fabricante.

En la Figura 3.6 se muestran las curvas de descarga obtenidas del modelo incluido en Simulink, el modelo desarrollado y la hoja de datos del fabricante, pero ahora para otro modelo de batería de Ni-MH (Panasonic HHR650D). De nueva cuenta, se observa gran similitud entre las tres curvas, aunque en este caso existe mayor diferencia entre la obtenida de Simulink y la obtenida del modelo. Los valores de RMSE calculados son: entre Simulink y el modelo, 0.067; entre Simulink y la hoja de datos, 0.136; entre el modelo y la hoja de datos, 0.069. Una vez más, los valores de RMSE son pequeños, lo cual corresponde con la similitud observada en las gráficas. En este caso, la curva obtenida con el modelo se asemeja más a la de la hoja de datos que la obtenida de Simulink. La zona de voltaje nominal se aproxima mejor, y su punto final también coincide con mayor precisión.

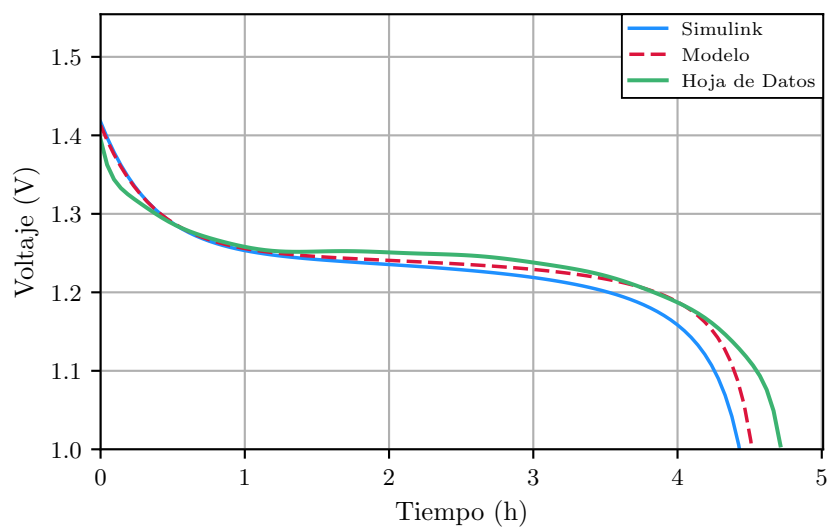


Figura 3.6: Curvas de descarga de la batería Panasonic HHR450A del modelo de Simulink, del modelo desarrollado y de la hoja de datos del fabricante.

En la Figura 3.7 se muestran las curvas de una batería modelada en Simulink, también de Ni-MH, pero con un voltaje de carga completa de aproximadamente 235 V. Esta batería se tomó de una de las simulaciones incluidas en Simulink para demostrar el funcionamiento del bloque de batería. Los parámetros se pueden modificar para simular una batería con las características que se desee. En este caso no se cuenta con una curva del fabricante, pues no se trata de una batería real, pero se incluye el ejemplo para verificar la respuesta del modelo con parámetros distintos. Visualmente, las curvas son muy parecidas, y el valor de RMSE calculado es de 4.666. Este valor es más grande que en los casos anteriores porque la magnitud del voltaje es considerablemente mayor, pero tomando esto en cuenta, aun se trata de un valor pequeño de error, como se puede corroborar en la gráfica.

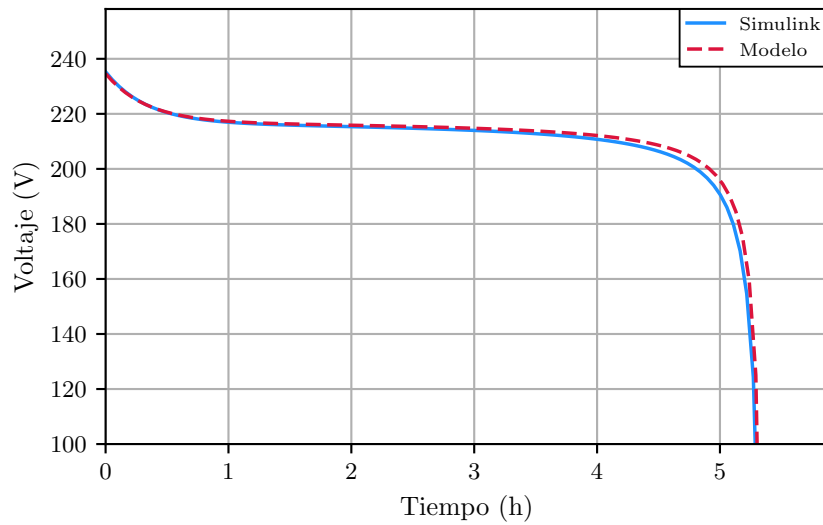
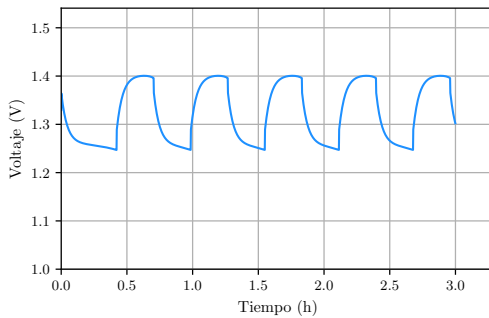
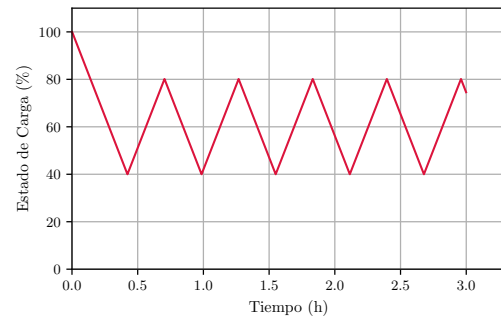


Figura 3.7: Curvas de descarga de una batería de Ni-MH de 235 V modelada con Simulink y del modelo desarrollado.

Las gráficas anteriores comprueban que el modelo es capaz de simular la respuesta de distintos modelos de baterías con suficiente precisión, según los valores de error encontrados. Para observar el comportamiento de carga y descarga de una batería, se aplica una corriente de descarga de 10 A a la batería Panasonic HHR650D, durante un tiempo de simulación de tres horas, limitando su estado de carga entre el 40 % y 80 %. La Figura 3.8(a) muestra la respuesta de voltaje, y la Figura 3.8(b) la respuesta del estado de carga.



(a) Voltaje de la batería.



(b) Estado de carga de la batería.

Figura 3.8: Respuesta de la batería Panasonic HHR650D: (a) Voltaje y (b) Estado de carga.

3.6. Conclusiones del Capítulo

En este capítulo se describieron algunos de los dispositivos de almacenamiento de energía existentes para aplicaciones en redes eléctricas. Hay una gran variedad de ellos, con características distintas que los hace apropiados para diversas aplicaciones. Por esta razón, es importante conocer sus ventajas y desventajas, para elegir el dispositivo óptimo según las condiciones específicas del sistema. Algunas tecnologías son ya muy conocidas, y han sido desarrolladas por muchos años, mientras que otras son muy recientes y prometedoras, pero requieren de más investigación para su posible incorporación en sistemas reales.

También se explicaron las aplicaciones más comunes que se les da a los medios de almacenamiento de energía. Uno de los objetivos principales es permitir la alta penetración de generación con fuentes renovables en los sistemas eléctricos actuales, lo cual se puede lograr a través de los servicios que ofrecen los dispositivos de almacenamiento. En algunos países ya existen instalaciones eléctricas que incorporan almacenamiento en gran escala.

Para asegurar la correcta interconexión de generadores renovables, sin comprometer la seguridad del sistema, se deben desarrollar códigos de red que regulen este proceso. Existen casos en los que ya se cuenta con ciertos reglamentos para guiar la conexión de generadores renovables, principalmente en países desarrollados cuya generación con estas tecnologías ya es significativa, sin embargo, en el resto de países con incipiente incorporación de fuentes renovables, los códigos de red aun se deben ajustar para considerar esta transformación del sistema.

Por último, se describió el modelo elegido para las simulaciones en esta tesis. Se trata de un modelo capaz de simular distintos tipos de batería, y sus parámetros se obtienen de la curva de descarga proporcionada por el fabricante. Los resultados se comprobaron mediante la comparación de las curvas de descarga. Este modelo es ampliamente usado en la literatura, pues ofrece aproximaciones suficientemente precisas y es muy flexible para la simulación de sistemas de baterías con cualquier configuración o características que se requieran.

Capítulo 4

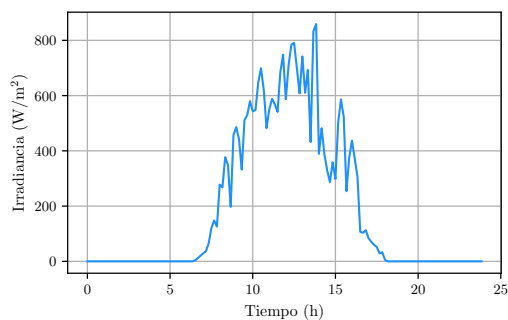
Suavizado de Potencia y Control de Rampas de Potencia

Los modelos implementados descritos en los Capítulos 2 y 3 se utilizan para integrar el esquema de arreglo fotovoltaico-batería, con la finalidad de analizar el efecto del almacenamiento basado en batería en la mitigación de la intermitencia de la potencia de salida del arreglo fotovoltaico. Se analizan dos aplicaciones específicas: suavizado de potencia y control de rampas.

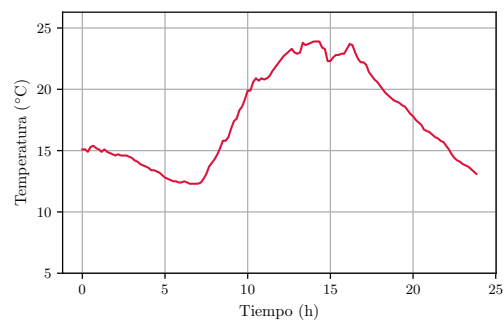
4.1. Perfiles de Irradiancia y Temperatura

El punto de partida para la simulación es la obtención de perfiles de irradiancia y temperatura, pues son datos necesarios para la solución de las ecuaciones del arreglo fotovoltaico. Los datos de irradiancia y temperatura utilizados en esta tesis se obtuvieron de una estación meteorológica instalada en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo. En la Figura 4.1 se presentan los perfiles de irradiancia y temperatura correspondientes al día 17 de febrero de 2015 y 15 de julio de 2015.

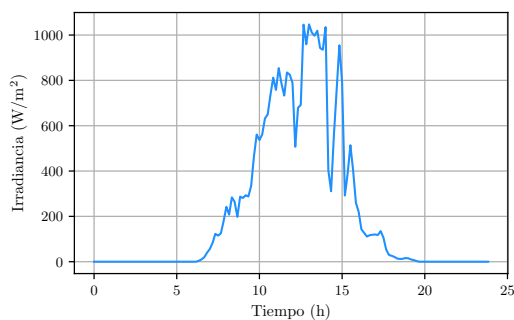
Como es de esperarse, los valores más altos de irradiancia y temperatura se alcanzan alrededor del medio día. Se puede observar cómo la irradiancia en el día de febrero aumenta y disminuye con cambios menores que en el día de julio, lo cual se reflejará en menor variabilidad de potencia generada por el arreglo fotovoltaico, y rampas menos drásticas. Sin embargo, en julio la irradiancia alcanza valores superiores, con una diferencia entre valores máximos de casi 200 W/m^2 . La temperatura sigue un patrón similar en ambos días, pero con valores en promedio más altos en el día de julio.



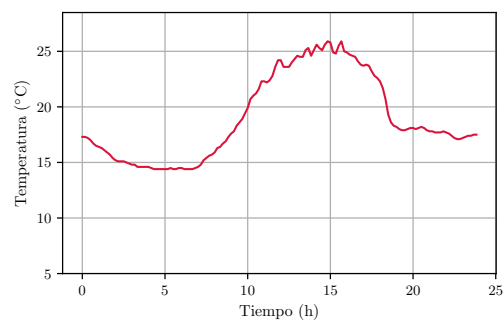
(a) Irradiancia del 17 de febrero de 2015.



(b) Temperatura del 17 de febrero de 2015.



(c) Irradiancia del 15 de julio de 2015.



(d) Temperatura del 15 de julio de 2015.

Figura 4.1: Perfiles climatológicos obtenidos de la estación meteorológica.

En la Tabla 4.1 se muestra una parte de los datos del día 17 de febrero de 2015. Los datos completos incluyen mayor número de lecturas y más variables medidas.

Tabla 4.1: Extracto de datos de la estación meteorológica.

Fecha	Hora	Irradiancia (W/m^2)	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Humedad (%)
17/02/15	3:00 PM	503	22.6	54
17/02/15	3:20 PM	524	22.8	55
17/02/15	3:40 PM	376	22.9	55
17/02/15	4:00 PM	372	23.7	55
17/02/15	4:20 PM	107	23	55
17/02/15	4:40 PM	113	22.2	55
17/02/15	5:00 PM	71	22	55
17/02/15	5:20 PM	52	21.1	55
17/02/15	5:40 PM	33	20.6	55
17/02/15	6:00 PM	0	20	55
17/02/15	6:20 PM	0	19.5	55
17/02/15	6:40 PM	0	19.1	55
17/02/15	7:00 PM	0	18.9	55

Gracias a la manera en que se implementó la lectura de datos en el programa, es muy sencillo elegir cualquier día del año para cargar la información correspondiente de irradiancia y temperatura, y ejecutar las simulaciones para el día deseado.

4.2. Suavizado de Potencia

En este contexto, el concepto de suavizado de potencia (*power smoothing*) se refiere a la mitigación de las fluctuaciones en la potencia generada por el arreglo fotovoltaico. Mediante el uso de baterías, se puede absorber o entregar potencia adicional al sistema para disminuir las variaciones ocasionadas por la intermitencia de la irradiancia. Esto ayuda para la conexión de plantas con fuentes renovables a la red eléctrica, o mejora la operación de sistemas aislados.

Una vez que se cuenta con los perfiles de irradiancia y temperatura, se utiliza el modelo del arreglo fotovoltaico para obtener la potencia generada. En todas las simulaciones se utilizará el arreglo descrito en la Sección 2.6, instalado en la UMSNH, cuya potencia nominal total es de 10.8 kW, y una batería de Ni-MH genérica de 235 V y 7 Ah, cuyos parámetros fueron tomados de uno de los modelos de Simulink.

El siguiente paso es generar una potencia suavizada. Se pueden utilizar filtros para procesar el vector de potencia y producir una curva suavizada. En esta tesis se utilizó el filtro de Savitzky–Golay, el cual se basa en el cálculo de una regresión polinomial local para determinar el nuevo valor de cada punto. El resultado es una función similar a los datos de entrada, pero suavizada [Savitzky y Golay, 1964].

En la Figura 4.2 se muestra la potencia generada por el arreglo fotovoltaico, obtenida del modelo, y la potencia suavizada utilizando el filtro Savitzky-Golay. La potencia suavizada por el filtro sigue la forma de la potencia original, pero reduce significativamente las variaciones, en especial los picos de potencia que se presentan alrededor de la hora 15 del día. El grado de suavizado que realiza el filtro se puede controlar modificando sus parámetros de tamaño de la ventana de datos y orden del polinomio de aproximación.

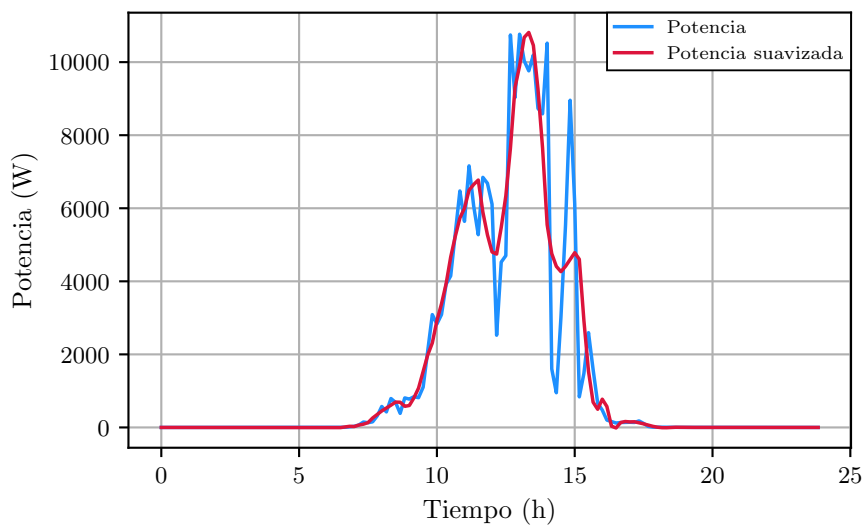


Figura 4.2: Suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico con filtro.

Restando la potencia original generada por el arreglo y la potencia suavizada, se obtiene una señal de potencia que se usará como referencia, la cual se muestra en la Figura 4.3. Esta señal de referencia se introducirá al modelo de la batería, de modo que la batería intentará igualar su potencia de salida con la potencia de referencia. Entonces, al agregar la potencia suministrada por la batería a la potencia original del arreglo fotovoltaico, se debe obtener una señal de potencia más suave, tan cercana a la generada por el filtro las restricciones de la batería lo permitan. Esto significa que, en base a la Figura 4.3, la batería debe ser capaz de entregar o absorber potencias de hasta aproximadamente 4 kW para suavizar por completo la señal.

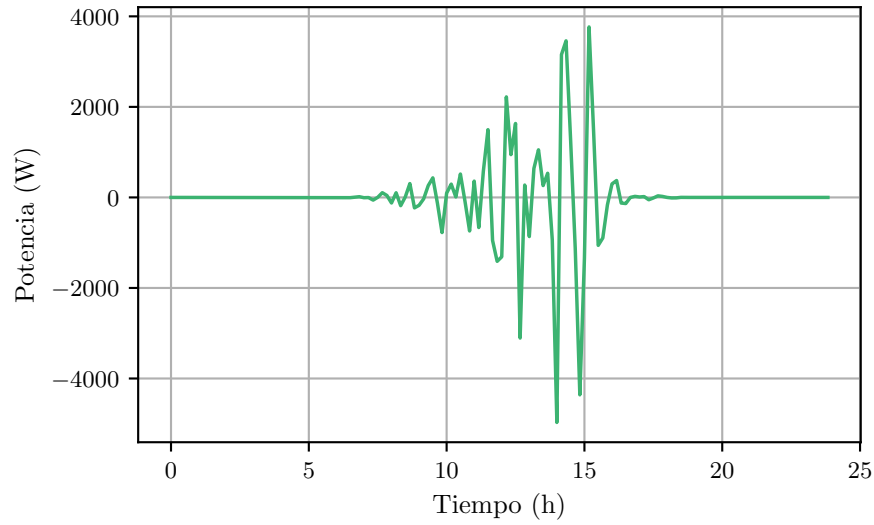


Figura 4.3: Potencia de referencia para el suavizado de potencia con filtro.

El uso de filtros es una opción sencilla para efectuar el suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico en un entorno de simulación, como se reporta en [Datta *et al.*, 2011]. Sin embargo, en sistemas reales el uso de un filtro para este propósito puede ser problemático, ya que no se pueden hacer modificaciones a sus parámetros mientras el sistema esté en operación [Vika, 2014].

Por esta razón, otros algoritmos suelen usarse para el cálculo de la potencia de referencia en aplicaciones de suavizado, tales como el algoritmo de media móvil [Cheng *et al.*, 2012]. La media móvil es un cálculo de un conjunto de promedios, obtenidos a partir de subconjuntos de los datos originales.

Entre mayor sea el tamaño de los subconjuntos (n), se obtendrá un mejor suavizado, pero se introduce un mayor retraso respecto a la señal original. Este retraso puede ocasionar cargas y descargas innecesarias de la batería, que no corresponderían a lo requerido en el momento. En la Figura 4.4 se muestra el suavizado de potencia obtenido con el algoritmo de media móvil considerando distintos valores de n . Como se puede observar, el valor menor de n produce un suavizado similar al obtenido con el filtro, y presenta poco retraso.

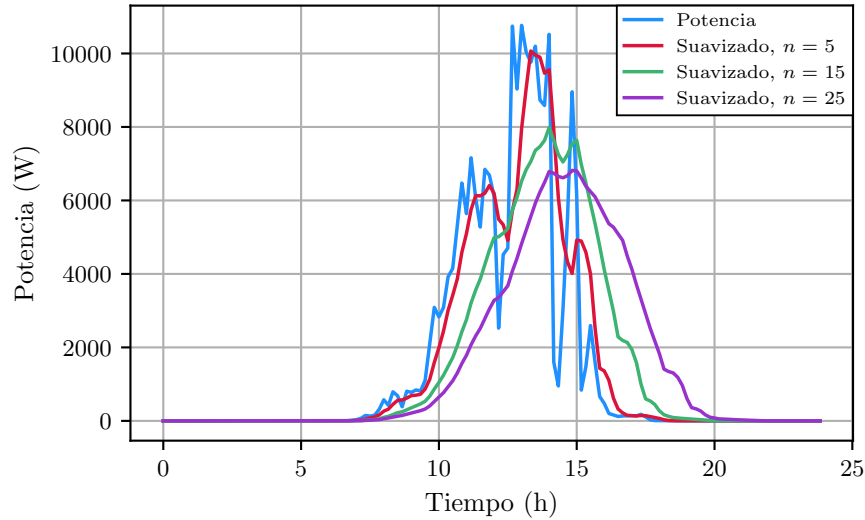


Figura 4.4: Suavizado de potencia del arreglo fotovoltaico con el algoritmo de media móvil.

Conforme n incrementa, el retraso es mayor, que se visualiza como un desplazamiento de la curva en el eje horizontal. Además, la señal obtenida es más suave, ya que los picos se eliminan casi por completo, pero a cambio de esto la potencia se reduce significativamente; esto no es deseable, pues resultaría en una referencia incorrecta para la batería. De lo anterior, se concluye que al momento de elegir los parámetros para el suavizado, se debe buscar un balance entre el grado de suavizado y el retraso en la señal.

En la Figura 4.5 se presenta la potencia de referencia obtenida del suavizado con el algoritmo de media móvil, con $n = 5$. En este caso, la capacidad de potencia que se requerirá de la batería alcanza valores de hasta aproximadamente 6 kW. En base a esto, se concluye que el suavizado con filtro puede ofrecer mejores resultados, pero como se ha mencionado, no siempre es una opción viable para la implementación en sistemas reales.

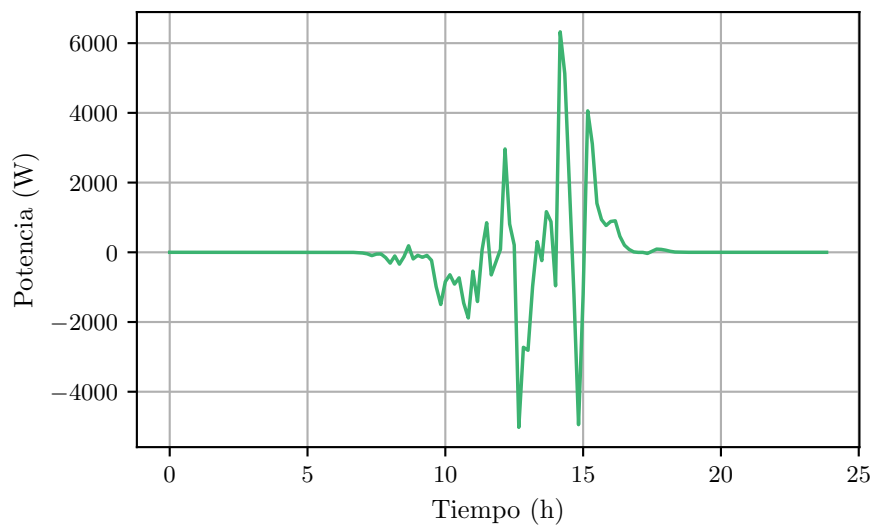


Figura 4.5: Potencia de referencia para el suavizado de potencia con algoritmo de media móvil.

4.3. Control de Rampas de Potencia

Otra aplicación importante del almacenamiento de energía en sistemas de generación con fuentes renovables es el control de rampas de potencia (*ramp rate control*), que, como ya se mencionó, se refiere a cambios rápidos de cierto valor en la potencia de salida del generador. La diferencia con el suavizado de potencia descrito anteriormente es que en este caso se establece un límite específico para la diferencia de potencia entre dos mediciones o datos consecutivos.

En algunos países se han definido límites de rampas de potencia que las instalaciones renovables deben cumplir. Por ejemplo, los límites mencionados en los códigos de red de Alemania y Puerto Rico establecen una rampa máxima de potencia del 10 % por minuto, sobre la potencia nominal de la planta fotovoltaica.

La razón de rampa de la potencia se calcula según la siguiente ecuación:

$$RR = \frac{P(t) - P(t - \Delta t)}{\Delta t} \quad (4.1)$$

donde P es la potencia del generador fotovoltaico, t es el tiempo y Δt es el periodo de muestreo, es decir, el tiempo entre mediciones o datos disponibles [Lam y Yeh, 2014].

Por ejemplo, considérese un panel fotovoltaico con potencia nominal de 200 W. Un límite de rampa de 10 %/min significa cambios de 20 W de potencia en 1 minuto. Los datos utilizados en esta tesis fueron obtenidos de una estación meteorológica, la cual toma lecturas cada 10 minutos; por lo tanto, para este panel, con esta frecuencia de datos, la razón de rampa equivalente sería de 1 %/10min, es decir, el límite de cambios de potencia es de 2 W cada 10 minutos.

En la Figura 4.6 se muestra la potencia del arreglo fotovoltaico y la potencia obtenida después de aplicar un límite de rampa de 10 %/min, con datos del día 15 de julio de 2015. La potencia del arreglo es de 10.8 kW, lo cual significa que la diferencia de potencia entre dos puntos consecutivos debe ser menor que 100.8 W para cumplir el límite. Al reducir las rampas se produce un efecto similar al suavizado de potencia.

En la Figura 4.7 se presenta la razón de rampa de la potencia original, antes de aplicar el límite de rampas, y en la Figura 4.8 se muestra la razón de rampa después de aplicar el control de rampa. Antes del control, la gráfica de razón de rampa alcanza magnitudes superiores, de hasta 600-800 W, que corresponden a las variaciones de potencia mayores observadas en la potencia original. Después del control, la razón de rampa se restringe a la magnitud de 100.8 W, definida por el porcentaje elegido, la cual corresponde a la potencia que cumple el límite de rampa.

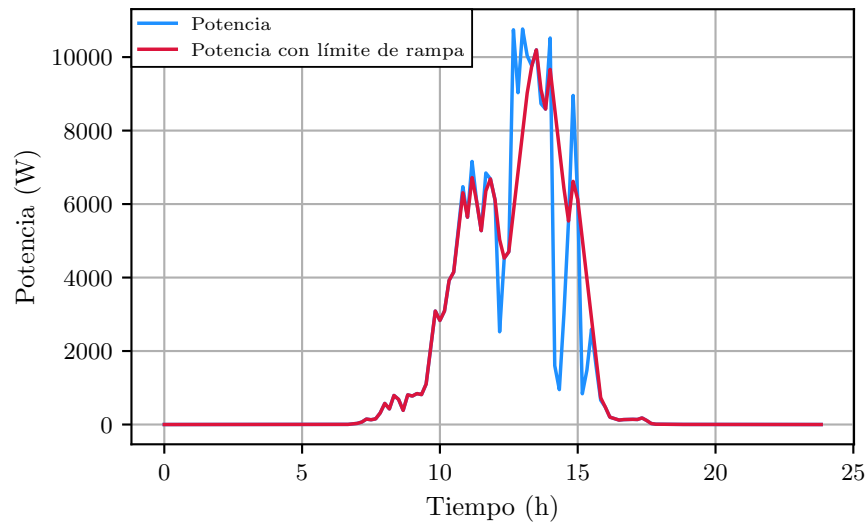


Figura 4.6: Límite de rampas de potencia.

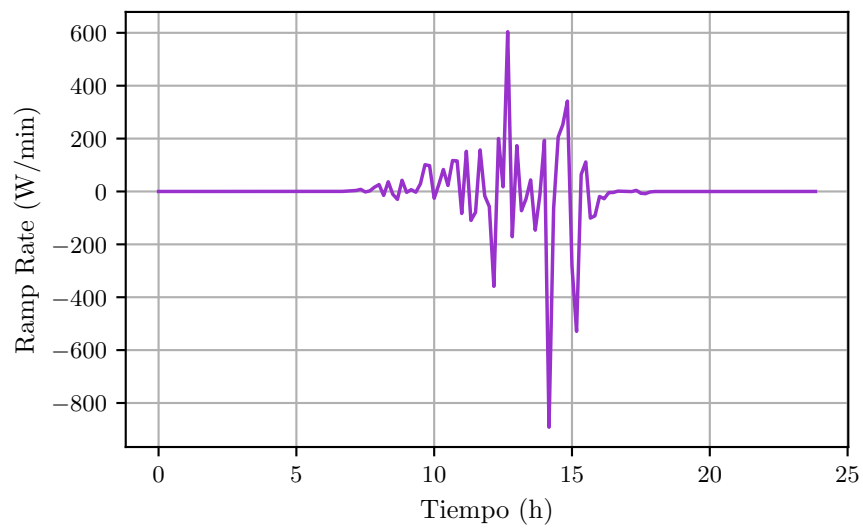


Figura 4.7: Ramp rate original.

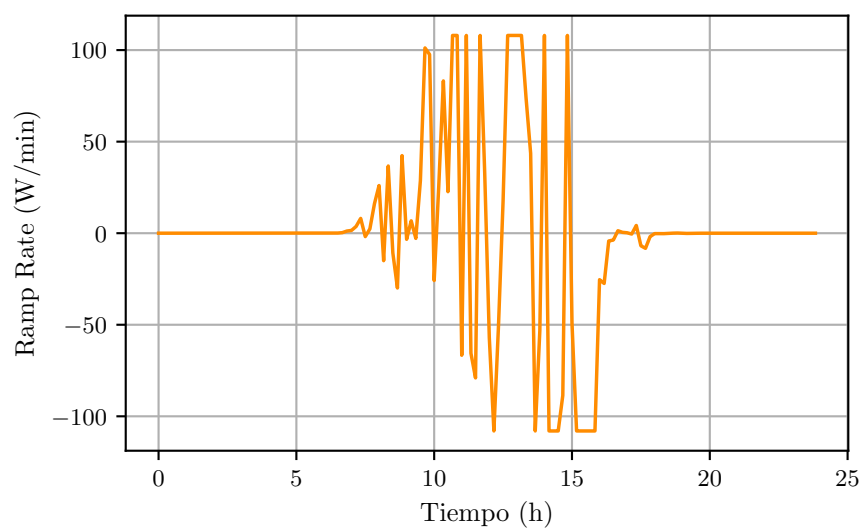


Figura 4.8: Ramp rate después de limitar rampa.

Debido a la semejanza con el suavizado de potencia, el control de rampa se implementa de manera similar con la batería; se produce una señal de potencia de referencia, y la batería intenta igualar esta potencia, de modo que al agregarla a la potencia original, se obtenga la potencia que cumple con el límite de rampa elegido. En la Figura 4.9 se muestra la señal de referencia, que indica que la batería deberá suministrar o absorber potencias de hasta 4-6 kW para efectuar el control de rampas requerido.

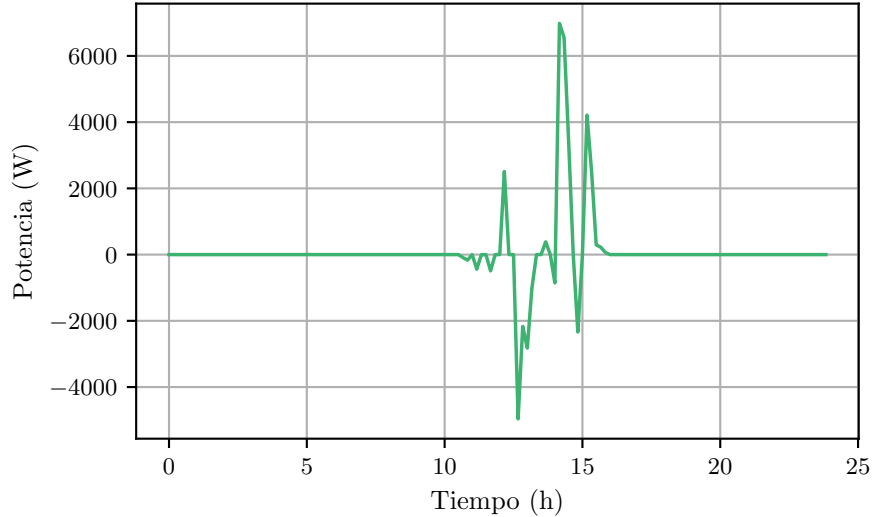


Figura 4.9: Potencia de referencia para el control de rampa.

4.4. Descripción del Esquema Panel Fotovoltaico-Batería con Suavizado de Potencia

En la Figura 4.10 se muestra el esquema del sistema panel fotovoltaico-batería implementado, para la aplicación de suavizado de potencia. A partir de la lectura de datos de irradiancia y temperatura, los cuales son los únicos datos de entrada para el modelo del arreglo fotovoltaico, se obtiene la corriente generada y la potencia de salida del arreglo fotovoltaico conectado a una carga resistiva constante.

A la potencia de salida del arreglo fotovoltaico se le aplica una técnica de suavizado para obtener una potencia suavizada, esto es, una potencia en la que se mitiga la intermitencia. La potencia original se resta de la potencia suavizada, para obtener una potencia de referencia, que representa la potencia que la batería deberá suministrar o absorber. Con la potencia de referencia y el voltaje nominal de la batería se calcula la corriente correspondiente, que se utilizará en las ecuaciones del modelo de la batería para calcular su potencia, considerando restricciones en la operación de la batería.

Posteriormente, la potencia de la batería se suma a la potencia de salida original del arreglo fotovoltaico, con lo cual se mitiga la intermitencia de la potencia total de

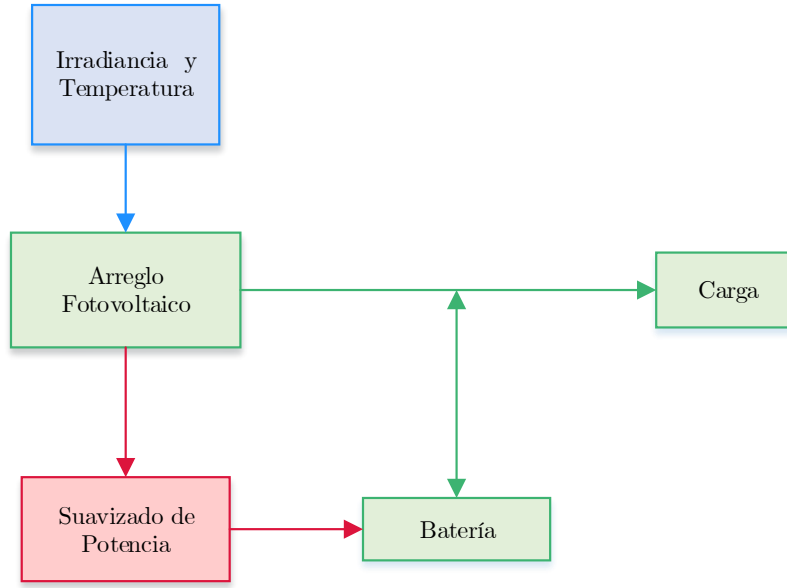


Figura 4.10: Esquema del sistema panel fotovoltaico-batería para el suavizado de potencia.

salida. En el esquema de la Figura 4.10, el bloque azul indica lectura e introducción de datos, el bloque rojo indica la etapa de procesamiento de datos potencia para el cálculo del suavizado, y los bloques verdes corresponden al flujo de potencia del esquema panel fotovoltaico-batería.

A continuación se describe la integración de ecuaciones de ambos modelos para llevar a cabo el procedimiento descrito. Como se mencionó, el primer paso es emplear los datos de irradiancia y temperatura para la solución de la ecuación del modelo del arreglo fotovoltaico presentada en el Capítulo 2, que se repite a continuación:

$$I_a = I_{f,a} - I_{s,a} \left[\exp \left(\frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I_a}{a N_{ss} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I_a}{R_p \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (4.2)$$

Con la corriente obtenida y la carga especificada se calcula la potencia original de salida del arreglo fotovoltaico, que será denominada P_{fv} en lo subsecuente. A esta potencia se le aplica una técnica de suavizado; en esta tesis se implementó el filtro de Savitzky-Golay y el algoritmo de media móvil. Se produce una potencia suavizada, denominada P_s . El siguiente paso es obtener la potencia de referencia $P_{ref,s}$ para la batería, con la siguiente ecuación:

$$P_{ref,s} = P_s - P_{fv} \quad (4.3)$$

La potencia de referencia se divide entre el voltaje nominal de la batería, para obtener la corriente que se utilizará con las ecuaciones del modelo de la batería, o corriente de referencia, como indica la expresión siguiente:

$$I_{b,s} = \frac{P_{ref,s}}{V_{b,n}} \quad (4.4)$$

A continuación se repiten las ecuaciones de carga y descarga del modelo de la batería presentadas en el Capítulo 3, sustituyendo la corriente calculada con la ecuación (4.4):

$$V_{b,s} = E_0 - I_{b,s}R - K \frac{Q_m}{Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + Exp \quad (4.5)$$

$$V_{b,s} = E_0 - I_{b,s}R - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + Exp \quad (4.6)$$

Nótese que en las ecuaciones (4.5) y (4.6), la carga Q se calcula en base a la corriente de referencia dada por la ecuación (4.4). Para calcular la potencia de la batería, el voltaje obtenido mediante las ecuaciones (4.5) y (4.6) se multiplica por la corriente de referencia, como indica la siguiente expresión:

$$P_{b,s} = I_{b,s}V_{b,s} \quad (4.7)$$

Por último, la potencia calculada con la ecuación (4.7) se suma a la potencia original de salida del arreglo fotovoltaico:

$$P_{fv,s} = P_{fv} + P_{b,s} \quad (4.8)$$

La ecuación (4.8) representa la potencia de salida final del arreglo fotovoltaico, después de agregar la potencia aportada por la batería. Es en esta potencia donde se espera observar el efecto de mitigación de intermitencia, gracias a la inclusión de la batería.

4.5. Descripción del Esquema Panel Fotovoltaico-Batería con Control de Rampas de Potencia

En la Figura 4.11 se muestra el esquema del sistema panel fotovoltaico-batería implementado, para la aplicación de control de rampas de potencia. Como se puede observar, lo único que cambia respecto al esquema presentado en la sección anterior es el bloque en la etapa de procesamiento de datos de potencia. En esta parte se sustituye el proceso de suavizado de potencia por el algoritmo de control de rampas. De nueva cuenta, con la lectura de datos de irradiancia y temperatura se obtiene la corriente generada y la potencia de salida del arreglo fotovoltaico conectado a una carga resistiva constante.

A la potencia de salida del arreglo fotovoltaico se le aplica un algoritmo que restringe las rampas de potencia, según el porcentaje elegido. De esta manera se obtiene una potencia cuyas rampas no exceden el límite establecido, es decir, como en el caso del suavizado, también se trata de una potencia en la que se mitiga la intermitencia, pero en base límites de diferencia entre valores consecutivos de potencia.

La potencia original se resta de la potencia controlada por rampas, para obtener una potencia de referencia, que representa la potencia que la batería deberá suministrar o absorber. Con la potencia de referencia y el voltaje nominal de la batería se calcula la corriente correspondiente, que se utilizará en las ecuaciones del modelo de la batería para calcular su potencia, considerando restricciones en la operación de la batería.

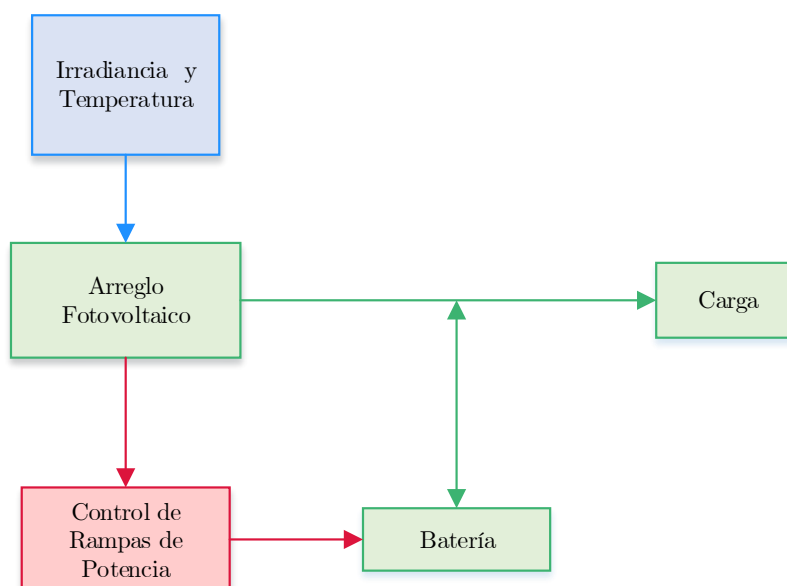


Figura 4.11: Esquema del sistema panel fotovoltaico-batería para el control de rampas de potencia.

Posteriormente, la potencia de la batería se suma a la potencia de salida original del arreglo fotovoltaico, con lo cual se mitiga la intermitencia de la potencia total de salida, según el límite de rampas establecido. En el esquema de la Figura 4.10, el bloque azul indica lectura e introducción de datos, el bloque rojo indica la etapa de procesamiento de datos de potencia para el cálculo del control de rampas, y los bloques verdes corresponden al flujo de potencia del esquema panel fotovoltaico-batería.

A continuación se describe la integración de ecuaciones de ambos modelos para llevar a cabo el procedimiento de control de rampas. El primer paso es emplear los datos de irradiancia y temperatura para la solución de la ecuación del modelo del arreglo fotovoltaico presentada en el Capítulo 2, que se repite a continuación:

$$I_a = I_{f,a} - I_{s,a} \left[\exp \left(\frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I}{a N_{ss} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) I}{R_p \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (4.9)$$

Con la corriente obtenida y la carga especificada se calcula la potencia original de salida del arreglo fotovoltaico, que será denominada P_{fv} en lo subsecuente. A esta potencia se le aplica el algoritmo de control de rampas, el cual se basa en el cálculo de *ramp rate* mencionado en la Sección 4.3, cuya ecuación se repite a continuación:

$$RR = \frac{P(t) - P(t - \Delta t)}{\Delta t} \quad (4.10)$$

Se produce una potencia con control de rampas, que será denominada P_r . El siguiente paso es obtener la potencia de referencia $P_{ref,r}$ para la batería, con la siguiente ecuación:

$$P_{ref,r} = P_r - P_{fv} \quad (4.11)$$

La potencia de referencia se divide entre el voltaje nominal de la batería, para obtener la corriente que se utilizará con las ecuaciones del modelo de la batería, o corriente de referencia, como indica la expresión siguiente:

$$I_{b,r} = \frac{P_{ref,r}}{V_{b,n}} \quad (4.12)$$

A continuación se repiten las ecuaciones de carga y descarga del modelo de la batería presentadas en el Capítulo 3, sustituyendo la corriente calculada con la ecuación (4.12).

$$V_{b,r} = E_0 - I_{b,r}R - K \frac{Q_m}{Q - 0.1Q_m} i^* - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} Q + Exp \quad (4.13)$$

$$V_{b,r} = E_0 - I_{b,r}R - K \frac{Q_m}{Q_m - Q} (Q + i^*) + Exp \quad (4.14)$$

En las ecuaciones (4.13) y (4.14), la carga Q se calcula en base a la corriente de referencia dada por la ecuación (4.12). Para calcular la potencia de la batería, el voltaje calculado mediante las ecuaciones (4.13) y (4.14) se multiplica por la corriente de referencia, como indica la siguiente expresión:

$$P_{b,r} = I_{b,r}V_{b,r} \quad (4.15)$$

Por último, la potencia calculada con la ecuación (4.15) se suma a la potencia original de salida del arreglo fotovoltaico:

$$P_{fv,r} = P_{fv} + P_{b,r} \quad (4.16)$$

La ecuación (4.16) representa la potencia de salida final del arreglo fotovoltaico. Es en esta potencia donde se espera observar el efecto de mitigación de intermitencia, a través del control de rampas de potencia según el porcentaje establecido.

En las simulaciones se establecen límites en el estado de carga (SOC) de la batería. Este es un parámetro importante, que se puede definir como la razón de la capacidad actual (Q) y capacidad máxima de la batería (Q_m). El cálculo del SOC es un área extensa de investigación; se han propuesto métodos directos que usan mediciones de parámetros físicos de la batería, como voltaje o impedancia, métodos en los que se mide la corriente de descarga para obtener una aproximación, y métodos que emplean técnicas como redes neuronales o lógica difusa [Chang, 2013]. En esta tesis se utilizó una aproximación en función de la carga presente en la batería, que a su vez depende de la corriente y la capacidad máxima, como muestra la ecuación siguiente:

$$SOC = \frac{Q_m - Q}{Q_m} \times 100 \quad (4.17)$$

donde Q es la carga extraída de la batería y Q_m es la capacidad máxima de la batería [Huria *et al.*, 2012]. La capacidad máxima es aquella especificada por el fabricante, y representa la carga máxima que puede almacenar la batería. El SOC suele expresarse en porcentaje.

4.6. Casos de Estudio

Los modelos implementados del arreglo fotovoltaico y batería se utilizarán para la simulación y análisis de dos aplicaciones en particular: el suavizado de potencia generada por el arreglo fotovoltaico, y el control de rampas de potencia del arreglo ocasionadas por cambios en las condiciones de irradiancia, mediante el almacenamiento de la batería.

Los casos de estudio analizados consideran datos de irradiancia y temperatura obtenidos de la estación meteorológica instalada en la UMSNH; en todos los casos se usaron datos de dos días nublados, 17 de febrero de 2015 y 15 de julio de 2015. Se consideró una carga resistiva constante conectada al arreglo fotovoltaico de $10\ \Omega$. Con la finalidad de analizar el efecto del almacenamiento de energía bajo distintas restricciones, se presentan los siguientes estudios:

- Caso A:
Simulaciones correspondientes al suavizado de potencia. Dentro de este caso, se consideran las siguientes variaciones de la simulación:
 - Caso A.1:
Estudios con distinta técnica de suavizado de potencia. Con la finalidad de comparar la aplicación de las dos técnicas de suavizado descritas previamente, se presentan estudios para dos días con límites del SOC de la batería entre el 10 % y 90 %.
 - Caso A.1.1: Obtención de potencia de referencia mediante filtro, para el 17 de febrero de 2015.
 - Caso A.1.2: Obtención de potencia de referencia mediante algoritmo de media móvil, para el 17 de febrero de 2015.
 - Caso A.1.3: Obtención de potencia de referencia mediante filtro, para el 15 de julio de 2015.
 - Caso A.1.4: Obtención de potencia de referencia mediante algoritmo de media móvil, para el 15 de julio de 2015.
 - Caso A.2:
Estudios con distintos límites de SOC de la batería. Con la finalidad de comparar el efecto de límites de SOC, se presentan estudios para dos días con límites de SOC entre el 30 % y 70 %. En los casos siguientes se utiliza solo el filtro como técnica de suavizado.
 - Caso A.2.1: Límites de SOC de la batería entre 30 % y 70 %, para el 17 de febrero de 2015.
 - Caso A.2.2: Límites de SOC de la batería entre 30 % y 70 %, para el 15 de julio de 2015.

- Caso B:

Simulaciones correspondientes al control de rampas de potencia. En este caso, se establecen límites de SOC de la batería entre el 10 % y 90 %, y se consideran las siguientes variaciones:

- Caso B.1:

Límite de porcentaje de rampas de 10 %, para el 17 de febrero de 2015.

- Caso B.2:

Límite de porcentaje de rampas de 25 %, para el 17 de febrero de 2015.

- Caso B.3:

Límite de porcentaje de rampas de 10 %, para el 15 de julio de 2015.

- Caso B.4:

Límite de porcentaje de rampas de 25 %, para el 15 de julio de 2015.

4.6.1. Caso A. Suavizado de Potencia

En este caso se presentan las simulaciones realizadas para la aplicación de suavizado de potencia, enfocándose en analizar la diferencia entre técnicas de suavizado de potencia y límites de SOC impuestos a la batería.

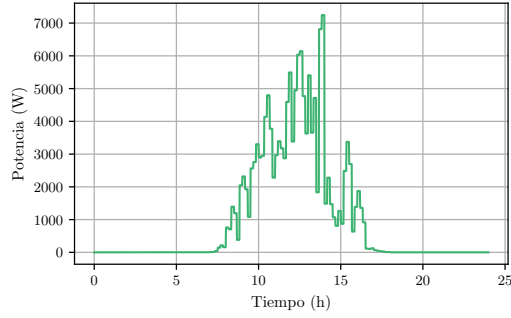
Caso A.1: Estudios con distinta técnica de suavizado de potencia

En este caso se mantienen los límites de SOC entre 10 % y 90 %, y se hacen simulaciones considerando las dos técnicas de suavizado descritas con datos de irradiancia y temperatura correspondientes a los días 17 de febrero y 15 de julio de 2015.

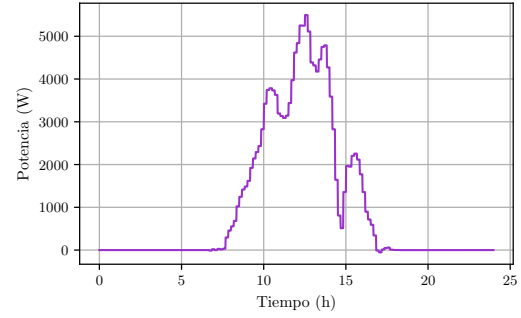
Caso A.1.1: Obtención de potencia de referencia mediante filtro, para el 17 de febrero de 2015

En la Figura 4.12 se muestran los resultados de la simulación cuando se consideran los datos de irradiancia y temperatura del 17 de febrero de 2015. La Figura 4.12(a) muestra la potencia original de salida del arreglo fotovoltaico. Como se puede observar, la potencia presenta alta intermitencia a lo largo del día. La Figura 4.12(b) muestra la potencia suavizada obtenida con el filtro. Esta potencia tiene forma similar a la potencia original, pero reduce significativamente las variaciones a lo largo del día.

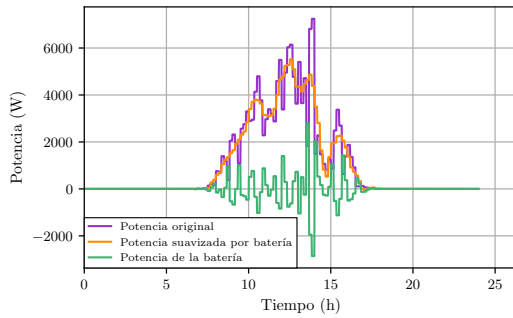
En la Figura 4.12(c) se presenta la potencia original del arreglo, la potencia final suavizada por la batería, y la potencia suministrada o absorbida por la batería. Como se puede observar, los picos más grandes de potencia han sido reducidos. Para visualizar más



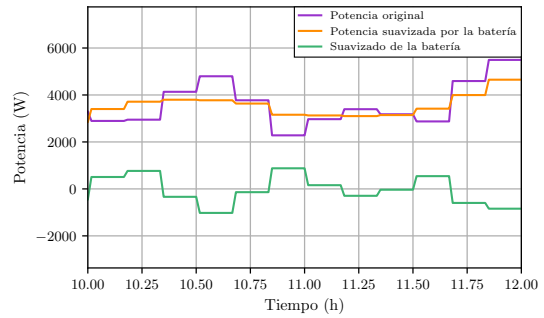
(a) Potencia original del arreglo fotovoltaico.



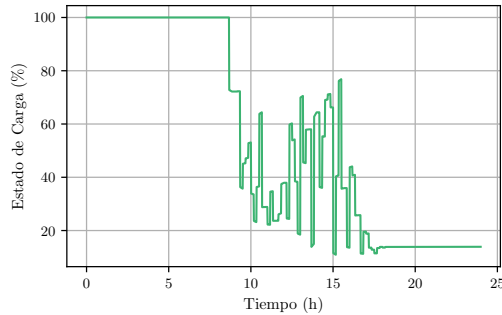
(b) Potencia suavizada con filtro.



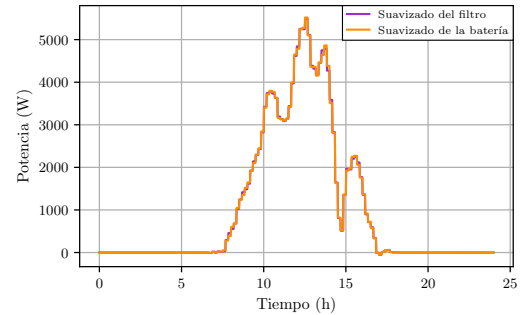
(c) Potencia original, suavizada y de la batería.



(d) Acercamiento a potencias.



(e) Estado de carga de la batería.



(f) Suavizado del filtro y la batería.

Figura 4.12: Resultados de la simulación para el día 17 de febrero de 2015, con límites de SOC entre 10 % y 90 %: (a) Potencia original del arreglo, (b) Potencia suavizada, (c) Potencias original, suavizada y de la batería, (d) Acercamiento a las potencias original, suavizada y de la batería, (e) Suavizado del filtro y la batería.

claramente el efecto del suavizado, en la Figura 4.12(d) se hace un acercamiento en dos horas de la Figura 4.12(c). Como se puede observar, a las 10.25 horas la potencia original es menor que la suavizada, por lo cual la potencia de la batería es positiva, indicando que suministra potencia para que la potencia original alcance la potencia suavizada. Momentos después, cuando la potencia original es mayor que la de suavizado, la potencia de la batería cambia de signo, es decir, absorbe la potencia excedente para que la potencia original se reduzca y alcance a la potencia suavizada.

En la Figura 4.12(e) se muestra el estado de carga de la batería. Al inicio de la simulación, la batería está cargada completamente, y mantiene su estado durante el inicio

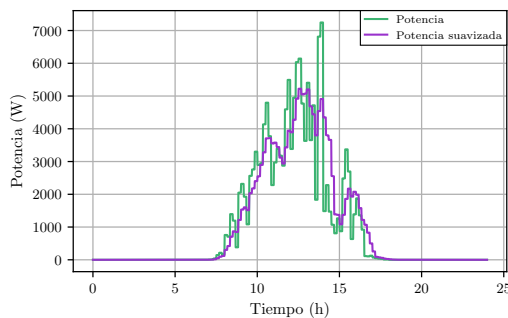
del día, mientras los datos de irradiancia son cero. Esto ocurre porque, como consecuencia de los valores de irradiancia, la corriente de referencia es también cero, que a su vez significa que la carga (Q) es cero, por lo cual el SOC no se ve modificado en este rango.

El único límite impuesto es el SOC, y como se considera un rango amplio, la batería es capaz de entregar prácticamente toda la potencia que se le demanda. Esto se visualiza claramente en la Figura 4.12(f), donde se comparan la señal de potencia suavizada generada por el filtro, que funciona como referencia, y la señal del suavizado obtenido con la incorporación de la batería.

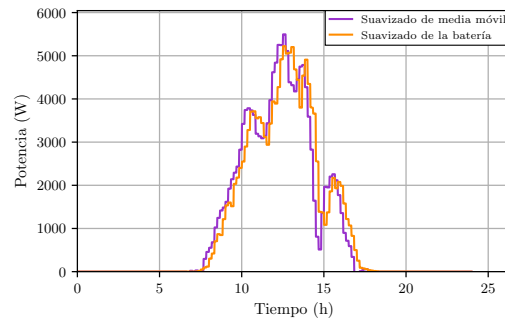
Caso A.1.2: Obtención de potencia de referencia mediante algoritmo de media móvil, para el 17 de febrero de 2015

En este caso se presentan los resultados del suavizado de potencia efectuado con una señal de referencia obtenida mediante el algoritmo de media móvil, considerando de nueva cuenta límites de SOC entre 10 % y 90 %, para el día 17 de febrero de 2015.

Como se puede observar en la Figura 4.13(a), se consigue realizar un suavizado en la potencia, sin embargo, en la Figura 4.13(b) se observa el retraso introducido por el método de media móvil, debido al funcionamiento mismo del algoritmo. Se utilizaron subconjuntos de cinco elementos ($n = 5$) para el algoritmo, lo cual fue suficiente para introducir un retraso visible en la potencia suavizada. Experimentos con subconjuntos mayores demostraron retrasos más grandes, por lo cual $n = 5$ es un balance aceptable entre grado de suavizado y retraso. A pesar del retraso, la potencia obtenida elimina las variaciones más altas de potencia, sin embargo, como se mencionó previamente, el retraso puede ocasionar cargas y descargas innecesarias en la batería.



(a) Potencia original y suavizada por la batería.



(b) Suavizado de media móvil y batería.

Figura 4.13: Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con algoritmo de media móvil.

Caso A.1.3: Obtención de potencia de referencia mediante filtro, para el 15 de julio de 2015

En este caso se presentan las simulaciones utilizando los datos de irradiancia y temperatura correspondientes al día 15 de julio de 2015. En la Figura 4.14(a) se muestra la potencia original y potencia suavizada, considerando límites de SOC para la batería entre 10 % y 90 %, utilizando el filtro de Savitzky-Golay como método de suavizado.

Como se observa en la Figura 4.14(b), en este caso el suavizado de la batería sigue con alta precisión al suavizado del filtro, lo cual produce un suavizado efectivo de potencia al reducir las variaciones más grandes de potencia. En este día se presentan picos mayores de potencia que en el día de febrero, como consecuencia de irradiancias de mayor magnitud y con variaciones más bruscas a lo largo del día. El rango amplio de SOC definido permite a la batería satisfacer la demanda, ya sea al suministrar o absorber potencia.

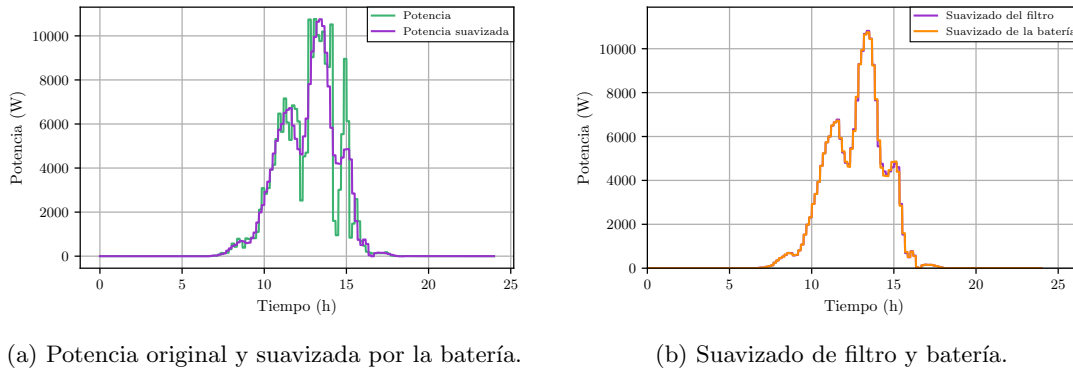
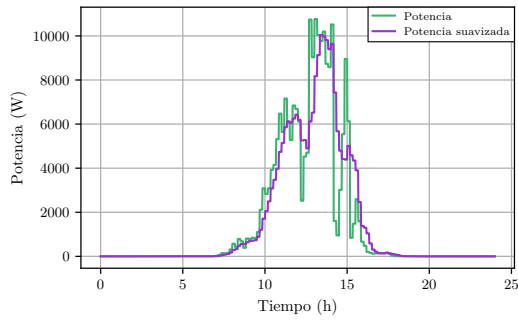


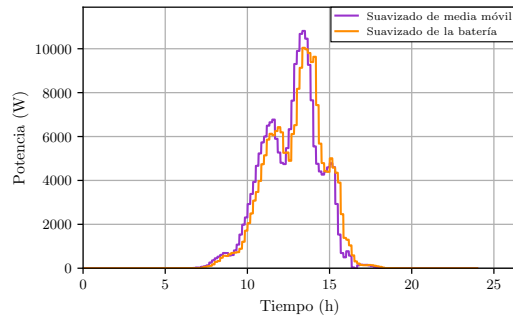
Figura 4.14: Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con filtro.

Caso A.1.4: Obtención de potencia de referencia mediante algoritmo de media móvil, para el 15 de julio de 2015

La Figura 4.15 presenta los resultados del suavizado de potencia efectuado con una señal de referencia obtenida mediante el algoritmo de media móvil, estableciendo de nueva cuenta límites de SOC entre 10 % y 90 %, para el día 15 de julio de 2015. Una vez más, el algoritmo de media móvil introduce un retraso, visible en la Figura 4.15(b), pero a pesar de esto el suavizado de la batería sigue cercanamente el patrón del suavizado con media móvil, produciendo un suavizado eficaz de la potencia original, mostrado en la Figura 4.15(a). Como en el caso de media móvil del día de febrero, el retraso puede ocasionar cargas y descargas innecesarias en la batería.



(a) Potencia original y suavizada por la batería.



(b) Potencia de la batería.

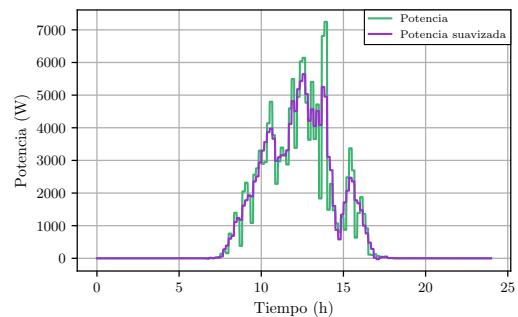
Figura 4.15: Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 10-90 % y suavizado con algoritmo de media móvil.

Caso A.2: Estudios con distintos límites de SOC de la batería

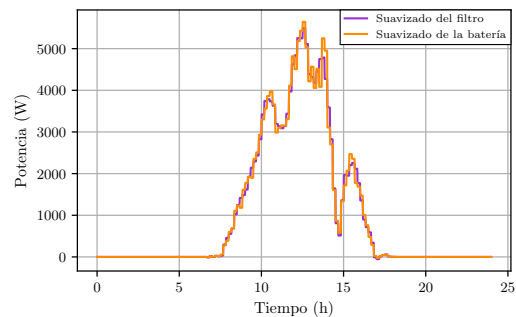
En este caso se modifican los límites de SOC a un rango entre 30 % y 70 %, para visualizar el efecto de esta variación en la mitigación de intermitencia. En las siguientes simulaciones se utilizará el filtro como técnica de suavizado de potencia.

Caso A.2.1: Límites de SOC de la batería entre 30 % y 70 %, para el 17 de febrero de 2015

En la Figura 4.16(a) se muestran las potencias obtenidas considerando límites de SOC entre 30 % y 70 %. Al reducir los límites de SOC, se reduce el rango de potencia que puede suministrar o absorber la batería, lo cual se puede visualizar en una discrepancia mayor entre la gráfica de suavizado del filtro y suavizado de la batería, en la Figura 4.16(b), al comparar con los límites de 10 % y 90 % del Caso A.1.1; a pesar de esto, se produce una potencia con alto suavizado respecto a la potencia original sin el efecto de la batería.



(a) Potencia original y suavizada por la batería.



(b) Suavizado del filtro y la batería.

Figura 4.16: Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de SOC de 30-70 % y suavizado con filtro.

Caso A.2.2: Límites de SOC de la batería entre 30 % y 70 %, para el 15 de julio de 2015

En la Figura 4.17(a) se muestra la potencia original y la potencia suavizada obtenida, con límites de SOC entre 30 % y 70 %, para el 15 de julio de 2015. De forma análoga al caso anterior, en la Figura 4.17(b) se pueden apreciar mayores diferencias entre la gráfica de suavizado del filtro y suavizado de la batería a lo largo del día, respecto al caso con límites entre 10 % y 90 %. Por ejemplo, en este caso se observa que un poco antes de las 15 horas, el suavizado de la batería no es capaz de seguir el suavizado del filtro. Esto es consecuencia de la reducción en los límites de SOC.

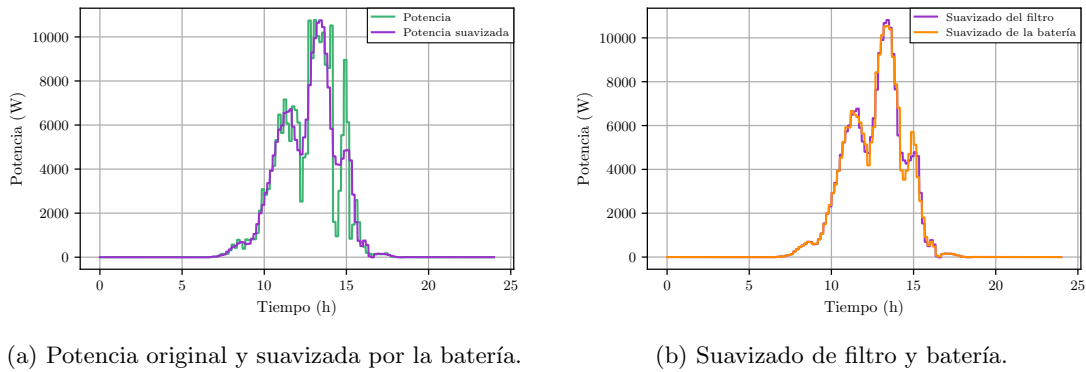


Figura 4.17: Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de SOC de 30-70 % y suavizado con filtro.

4.6.2. Caso B. Control de Rampas de Potencia

En este caso se presentan los resultados de las simulaciones al efectuar el control de rampas de potencia con batería. En todos los casos se utilizan los mismos parámetros para la batería considerados en las simulaciones de suavizado de potencia, y se establecen límites de SOC entre 10 % y 90 % que no se cambiarán. Lo único que se modificará es el límite de rampas de potencia deseado, efectuando simulaciones con los datos de irradiancia y temperatura de los dos días ya mencionados.

Caso B.1: Límite de porcentaje de rampas de 10 %, para el 17 de febrero de 2015

En la Figura 4.18(a) se muestra la potencia original y con límite de rampa, y en la Figura 4.18(b) la razón de rampa correspondiente. Se aplicó un límite de 10 %/min, con datos del día 17 de febrero de 2015. Este límite es el establecido en los códigos de red consultados. La potencia nominal del arreglo es 10.8 kW, por lo cual la razón de rampa no debe exceder 100.8 W/min para cumplir el límite rampa.

Este día presenta más variaciones de potencia, pero de menor magnitud respecto al día de julio, lo cual significa que el límite de rampa se excede en menos ocasiones. Como consecuencia de esto, las potencia original y con límite de rampa son similares, con mayor diferencia cuando ocurren variaciones más drásticas.

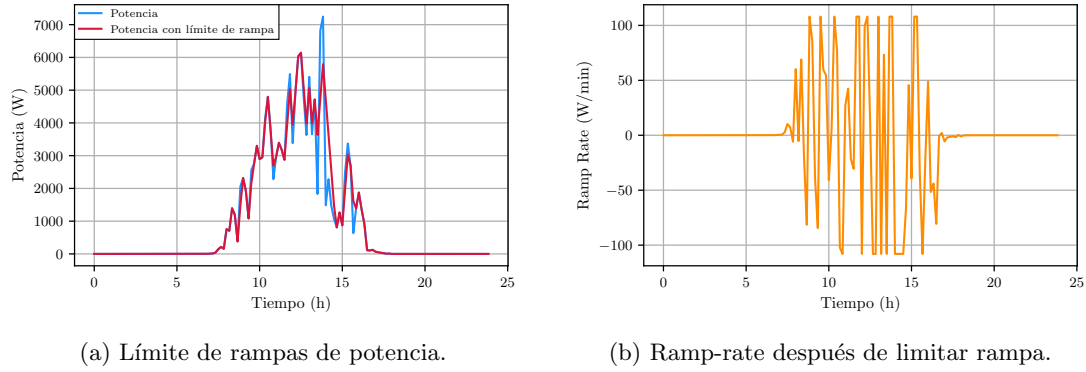


Figura 4.18: Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de rampa de 10 %.

En la Figura 4.19(a) se muestra la potencia original y la potencia con control de rampa. Como se puede observar, se obtiene un efecto de mitigación de intermitencia. La Figura 4.19(b) muestra la comparación de la potencia que cumple límites de rampa y la potencia obtenida con el control de rampa.

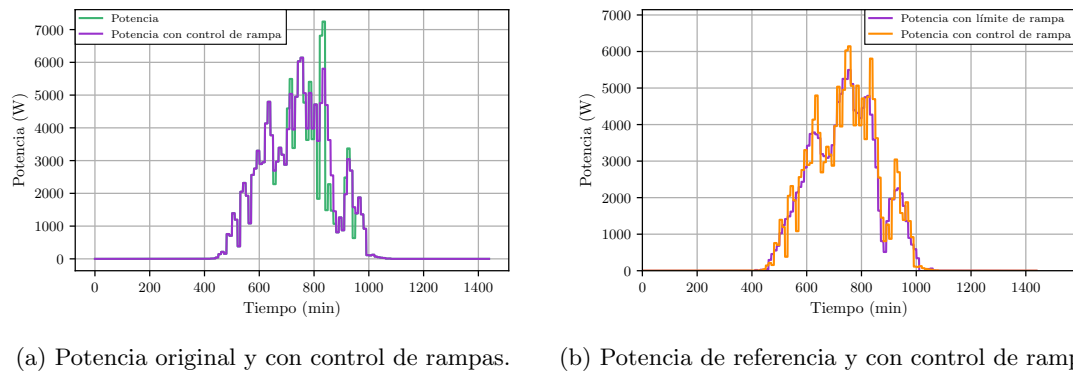


Figura 4.19: Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 10 %.

Caso B.2: Límite de porcentaje de rampas de 25 %, para el 17 de febrero de 2015

En este caso, con la finalidad de observar el efecto de la variación en el límite de rampa de potencia, se considera un límite del 25 % de la potencia nominal, lo cual significa que la razón de rampa no debe exceder los 270 W. En la Figura 4.20(a) se muestra la potencia original del 17 de febrero de 2015, comparada con la potencia con límite de rampa, y la razón de rampa correspondiente. Como se puede observar, elegir una tolerancia mayor

para las rampas de potencia resulta en un efecto menor de reducción de variaciones de potencia. Evidentemente, este es un rango demasiado amplio, pues la potencia original y la limitada según la rampa son prácticamente idénticas. La razón de rampa mostrada en la Figura 4.20(b) obtenida cumple con los límites impuestos.

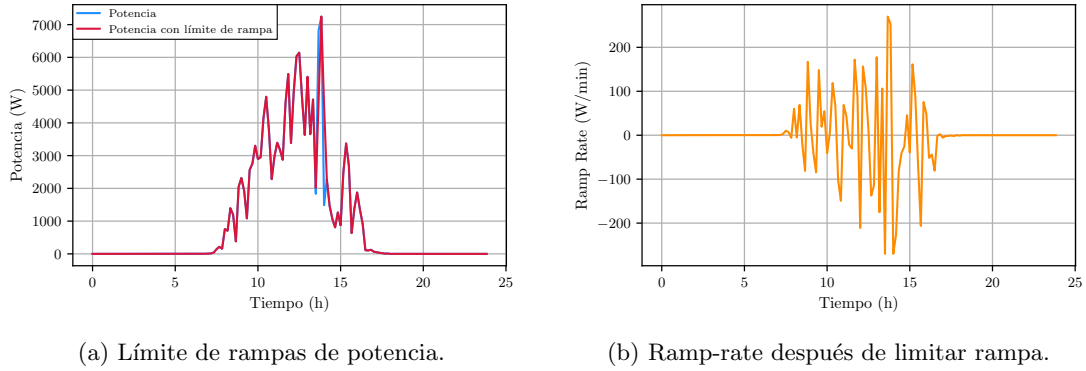


Figura 4.20: Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 17 de febrero de 2015, considerando límites de rampa de 25 %.

En la Figura 4.21(a) se presentan las potencias obtenidas con el límite de rampas de 25 %. Como se esperaba, el control de rampa no redujo las fluctuaciones de potencia, ya que el límite elegido fue muy grande. Esto también se refleja en las discrepancias entre la potencia con límite y control de rampa de la Figura 4.21(b). La respuesta obtenida no significa que el proceso de control de rampas no se haya aplicado; simplemente se realizó en base a un criterio inadecuado para producir un efecto de mitigación de picos de potencia.

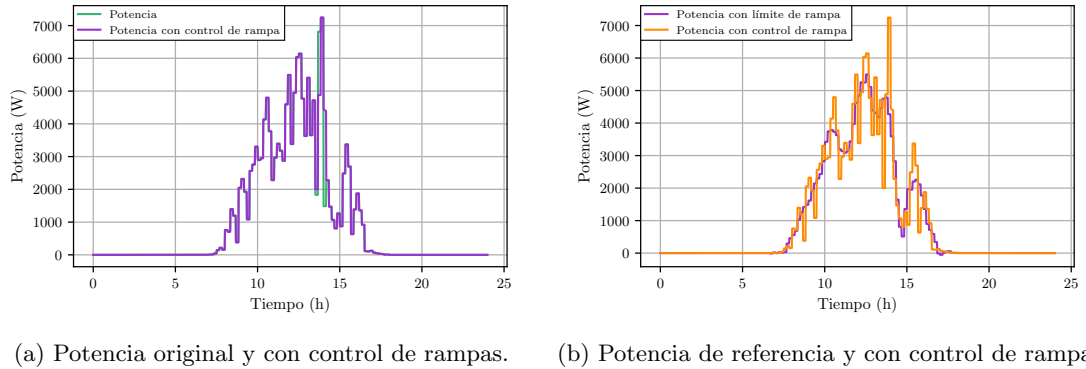


Figura 4.21: Potencias resultantes para el día 17 de febrero de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 25 %.

Caso B.3: Límite de porcentaje de rampas de 10 %, para el 15 de julio de 2015

En este caso se hacen simulaciones de control de rampas para el día 15 de julio de 2015, con un límite del 10 %. La potencia original y limitada por la rampa se muestra 4.22(a), y la razón de rampa correspondiente en la Figura 4.22(b). El control de rampas reduce variaciones drásticas en la potencia, como se observa alrededor de la hora 15. De nueva cuenta, la razón de rampa no debe sobrepasara los 100.8 W.

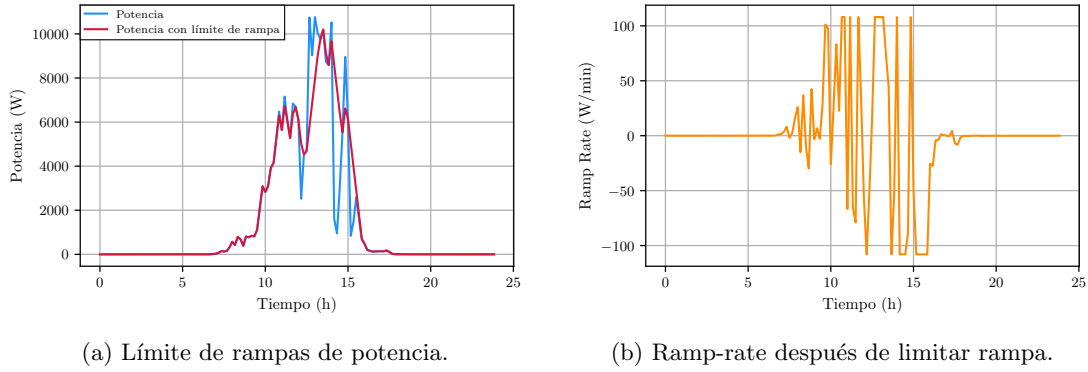


Figura 4.22: Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de rampa de 10 %.

En la Figura 4.23(a) se presenta la potencia original y la potencia con control de rampa, donde se puede apreciar que los picos de mayor magnitud han sido reducidos. En la Figura 4.23(b) se presenta la comparación de la potencia que cumple límites de rampa y la potencia obtenida con el control de rampa.

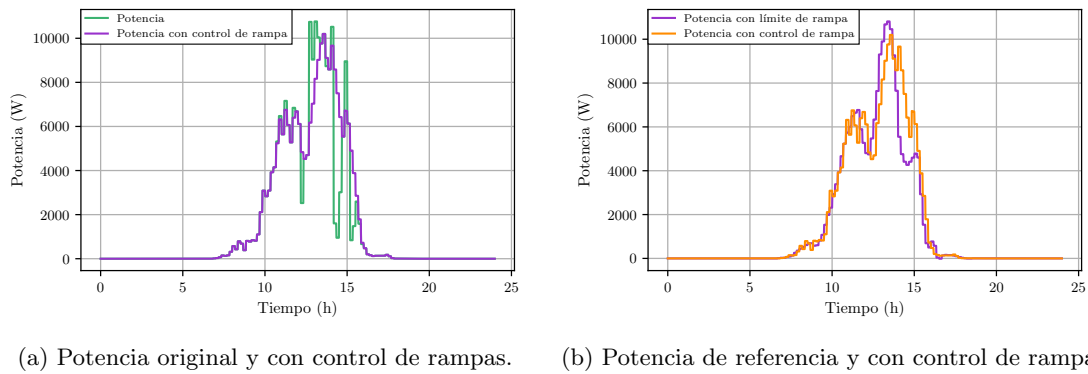


Figura 4.23: Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 10 %.

Caso B.4: Límite de porcentaje de rampas de 25 %, para el 15 de julio de 2015

En este caso se amplía nuevamente el límite de rampas a un 25 % de la potencia nominal del arreglo. La potencia con límite de rampas es parecida a la original, y solo se restringe ligeramente en los picos más drásticos de potencia, tal como se muestra en la Figura 4.24(a). Esto significa que el límite de 25 % también es excesivo para la potencia generada en este día, si se desea mitigar significativamente las fluctuaciones mediante el control de rampas. La razón de rampa se mantiene dentro de los límites especificados, mostrada en la Figura 4.24(b).

En la Figura 4.25(a) se presentan las potencias obtenidas con el límite de rampas de 25 %. En este caso se presenta cierta reducción en las fluctuaciones de potencia, mayor que en el caso del día 17 de febrero, sin embargo, el límite aun es muy grande para efectuar un efecto de mitigación de intermitencia considerable mediante el control de rampas.

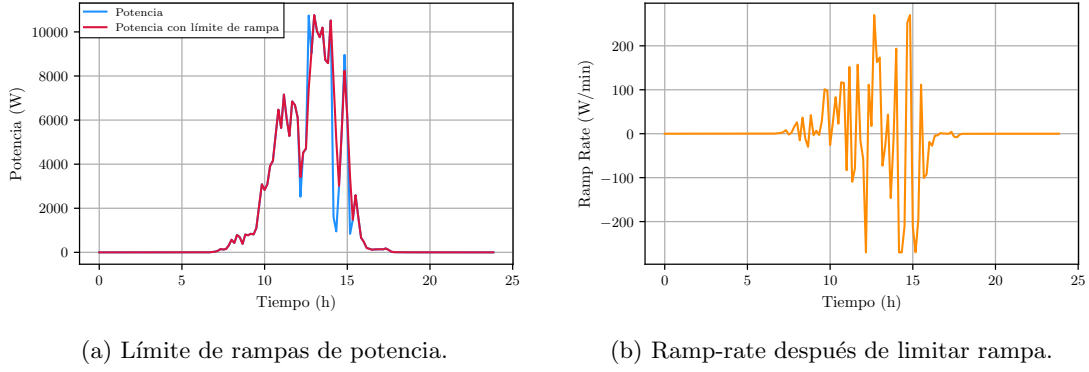


Figura 4.24: Límite de rampas de potencia y ramp-rate para el día 15 de julio de 2015, considerando límites de rampa de 25 %.

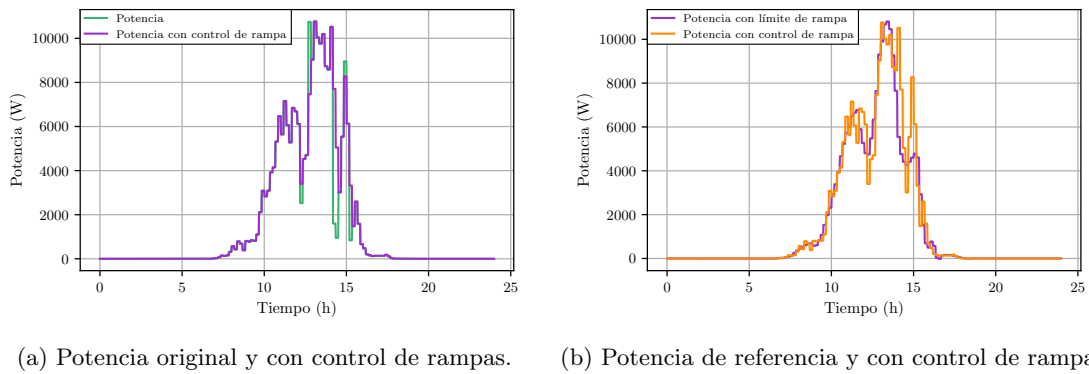


Figura 4.25: Potencias resultantes para el día 15 de julio de 2015, aplicando control de rampas de potencia de 25 %.

4.7. Conclusiones del Capítulo

En este capítulo se presentó la descripción del esquema arreglo fotovoltaico-batería utilizado en las simulaciones, para las dos aplicaciones de almacenamiento de energía analizadas: suavizado de potencia y control de rampas de potencia. En el suavizado de potencia se exploró la obtención de la señal de referencia mediante un filtro y el algoritmo de media móvil. Al utilizar el filtro se obtienen potencias suavizadas adecuadas para tomar como referencia, pero su implementación en sistemas reales es problemática. El algoritmo de media móvil es una opción viable en sistemas reales, pero introduce retrasos asociados al tamaño de ventana considerado, que pueden resultar perjudiciales a la batería.

Respecto al control de rampas de potencia, de los resultados obtenidos se concluye que la elección del porcentaje de límite de rampas es muy importante para mitigar las fluctuaciones de potencia, ya que un valor demasiado grande tendrá poco efecto en las rampas de la potencia original.

Las simulaciones presentadas se eligieron para analizar la respuesta de los modelos y rutinas implementadas, así como para demostrar su uso en las aplicaciones mencionadas.

Una gran variedad de simulaciones distintas se pueden ejecutar para profundizar el análisis de alguna respuesta en específico. Se puede considerar cualquier día del año disponible en la base de datos, límites más estrictos en el SOC de la batería, parámetros distintos en los métodos de obtención de la señal de referencia en el suavizado, límites distintos de rampas de potencia, y todas las combinaciones de estas variaciones. Por esta razón, el trabajo desarrollado en esta tesis resulta de gran utilidad para analizar casos que permitan visualizar las ventajas de aplicaciones particulares de almacenamiento de energía.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

Las energías renovables no convencionales son una pieza fundamental en el desarrollo futuro de toda red eléctrica, por lo que es importante trabajar e investigar en esta área, con el fin de diseñar sistemas eléctricos verdaderamente sustentables que garanticen la seguridad de la red.

La creciente integración de energías renovables no convencionales ocasiona dificultades técnicas para la operación de la red eléctrica. En el caso de generación fotovoltaica, uno de los problemas principales es la intermitencia de la potencia generada asociada a la variabilidad de la irradiancia solar.

En esta tesis se abordó el tema de la inclusión de almacenamiento de energía en sistemas de generación fotovoltaica, enfocándose en las aplicaciones de suavizado de potencia y control de rampas para la disminución de intermitencia en la potencia de salida de un arreglo fotovoltaico.

A continuación se presentan las conclusiones generales derivadas del trabajo realizado en esta tesis, así como posibles trabajos futuros para continuar el desarrollo de este tema de investigación.

5.1. Conclusiones

El modelado de paneles fotovoltaicos ha sido investigado extensamente en los últimos años, y se ha propuesto una gran variedad de enfoques para su representación. En esta tesis se implementó el modelo de un diodo del panel fotovoltaico, el cual se basa en un circuito equivalente, y ofrece un balance aceptable entre complejidad y precisión. Una de

sus ventajas es la flexibilidad para representar cualquier modelo de panel y configuración de arreglo fotovoltaico. El MPPT se realizó con el método de P&O, uno de los más utilizados en la investigación y en sistemas reales.

Respecto al modelado de la batería, también se han sugerido métodos distintos para su representación, considerando enfoques electro-químicos o circuitos equivalentes. El modelo elegido en esta tesis de fuente de voltaje controlada permite representar baterías de distintos tipos a partir de datos obtenidos de la curva de descarga del fabricante, a saber, baterías de Ni-Mh, Ni-Cd, Li-Ion y Plomo-Ácido. Durante el proceso de extracción de estos datos, y de aproximación de parámetros de la batería, se observó que la curva característica obtenida del modelo se puede ajustar para igualar con mayor precisión a la del fabricante, respecto a una primera aproximación obtenida con los datos originales. En particular, modificando los puntos que delimitan la zona nominal y exponencial de voltaje en la curva, se logra un control fino de la forma de la curva.

En las simulaciones realizadas se consideró una batería genérica cuyos únicos límites eran los porcentajes del estado de carga, el cual depende de la corriente y capacidad máxima definida en los parámetros. No se consideraron restricciones de capacidad o potencia, lo cual significa que la batería es capaz de suministrar o absorber cualquier potencia que se le indique. Como se observó, las potencias obtenidas que la batería debe manejar son grandes, del orden de kW, ya que se está simulando la generación de un arreglo fotovoltaico. Estos resultados son posibles en la simulación, pero evidentemente son potencias demasiado grandes para ser proporcionadas por una única batería.

Los modelos de arreglo fotovoltaico y batería implementados se utilizaron para el diseño del esquema arreglo fotovoltaico-batería, con la finalidad de estudiar la mitigación de intermitencia en la potencia de salida del arreglo fotovoltaico. Con base a los casos de estudio presentados, se concluye que el almacenamiento mediante baterías ayuda a compensar la variabilidad de potencia ocasionada por condiciones cambiantes de irradiancia y temperatura. En la aplicación de suavizado de potencia, la técnica que se elija para la obtención de la potencia suavizada introduce cambios en la potencia suavizada final de salida. En la aplicación de control de rampas, se observó que el porcentaje permitido de rampa afecta considerablemente el cambio la potencia de salida del arreglo fotovoltaico, y que un porcentaje alto tiene poco efecto en la intermitencia.

Los servicios que los medios de almacenamiento de energía pueden proporcionar a las redes eléctricas son muy diversos, al igual que las tecnologías disponibles para implementarlos. El estudio y análisis de sus beneficios y características es esencial para el máximo aprovechamiento de estos recursos. La transformación que experimentarán los sistemas eléctricos por la incorporación de generación renovable debe regularse para asegurar su operación segura, para lo cual el desarrollo de códigos de red adecuados es fundamental. Este es un aspecto que apenas se empieza a considerar en algunos sistemas eléctricos.

5.2. Trabajos Futuros

El modelo del arreglo fotovoltaico puede ser mejorado para representar condiciones de operación no consideradas, como el efecto de sombreado parcial en la potencia generada, que puede ser significativo en arreglos de alta potencia, o la reducción de potencia asociada a polvo o tierra en la superficie de las celdas. Respecto al método de MPPT, se han propuesto modificaciones para mejorar su eficacia de rastreo, así como métodos distintos con mejor desempeño. La experimentación con estas alternativas es un área amplia de investigación que se puede explorar más a fondo.

El esquema de simulación implementado permite incorporar el análisis de otras variantes en el sistema, tales como la presencia de cargas variables, o la representación de bancos de baterías. Esto abre otro campo de experimentación, e introduce el problema de dimensionamiento del medio de almacenamiento. El trabajo desarrollado puede servir como base para abordar este tema, que por sí mismo es un área de investigación extensa y novedosa.

Una continuación lógica del trabajo realizado en esta tesis involucra la simulación de otros tipos de baterías, así como de otros dispositivos de almacenamiento, tales como volantes de inercia o supercapacitores. De esta manera, se podrían hacer comparaciones de su desempeño respecto a otras tecnologías. La investigación se puede extender con la implementación de otras de las aplicaciones mencionadas del almacenamiento de energía, así como al análisis del tema de acoplamiento del arreglo fotovoltaico-batería a la red eléctrica.

Referencias

- [Ackermann *et al.*, 2016] Ackermann, T., Martensen, N., Brown, T., Schierhorn, P.-P., Boshell, F., Gafaro, F., y Ayuso, M. (2016). Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes. Reporte técnico, International Renewable Energy Agency (IRENA).
- [Ahmed *et al.*, 2015] Ahmed, A. N. R., Nowaz, K., Tasnim, J., y Afroze, N. (2015). Efficient PV Array Modelling by Analyzing PV System (Cell/Module/Array) Based on MATLAB. *2nd International Conference on Electrical Information and Communication Technologies (EICT)*, pp. 492–497. Diciembre de 2015. Khulna, Bangladesh.
- [Ahmed *et al.*, 2016] Ahmed, A. S., Abdullah, B. A., y Abdelaal, W. G. A. (2016). MPPT Algorithms: Performance and Evaluation. *11th International Conference on Computer Engineering Systems (ICCES)*, pp. 461–467. Diciembre de 2016. El Cairo, Egipto.
- [Balzani y Reatti, 2005] Balzani, M. y Reatti, A. (2005). Neural Network Based Model of a PV Array for the Optimum Performance of PV System. *Research in Microelectronics and Electronics, 2005 PhD*, pp. 123–126. Julio de 2015. Lausana, Suiza.
- [Bhatnagar y Venkatesh, 2012] Bhatnagar, N. y Venkatesh, B. (2012). Energy Storage and Power Systems. *25th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1–4. Abril de 2012. Montreal, Canadá.
- [Bidadfar *et al.*, 2008] Bidadfar, A., Abedi, M., Karari, M., y Chu, C.-C. (2008). Power Swings Damping Improvement by Control of UPFC and SMES Based on Direct Lyapunov Method Application. *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–7. Julio de 2008. Pittsburgh, Estados Unidos.
- [Carpinelli *et al.*, 2013] Carpinelli, G., Celli, G., Mocci, S., Mottola, F., Pilo, F., y Proto, D. (2013). Optimal Integration of Distributed Energy Storage Devices in Smart Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(2):985–995.
- [Chang, 2013] Chang, W.-Y. (2013). The State of Charge Estimating Methods for Battery: A Review. *ISRN Applied Mathematics*, 2013:1–7.
- [Chapra y Canale, 2009] Chapra, S. y Canale, R. (2009). *Numerical Methods for Engineers*. McGraw-Hill Education. Sexta Edición.
- [Chen *et al.*, 2009] Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., y Ding, Y. (2009). Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review. *Progress in Natural Science*, 19(3):291–312. Marzo de 2009.
- [Cheng *et al.*, 2012] Cheng, F., Willard, S., Hawkins, J., Arellano, B., Lavrova, O., y Mammoli, A. (2012). Applying Battery Energy Storage to Enhance the Benefits of Photovoltaics. *2012 IEEE Energytech*, pp. 1–5. Mayo de 2012. Cleveland, Estados Unidos.

- [Cimuca *et al.*, 2010] Cimuca, G., Breban, S., Radulescu, M. M., Saudemont, C., y Robyns, B. (2010). Design and Control Strategies of an Induction-Machine-Based Flywheel Energy Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 25(2):526–534. Junio de 2010.
- [Coelho *et al.*, 2009] Coelho, R. F., Concer, F., y Martins, D. C. (2009). A Proposed Photovoltaic Module and Array Mathematical Modeling Destined to Simulation. *2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 1624–1629. Julio de 2009. Seúl, Corea del Sur.
- [Cormode *et al.*, 2013] Cormode, D., Cronin, A. D., Richardson, W., Lorenzo, A. T., Brooks, A. E., y DellaGiustina, D. N. (2013). Comparing Ramp Rates from Large and Small PV Systems, and Selection of Batteries for Ramp Rate Control. *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1805–1810. Junio de 2013. Tampa, Estados Unidos.
- [Datta *et al.*, 2011] Datta, M., Senjyu, T., Yona, A., y Funabashi, T. (2011). Photovoltaic Output Power Fluctuations Smoothing by Selecting Optimal Capacity of Battery for a Photovoltaic-Diesel Hybrid System. *Electric Power Components and Systems*, 39(7):621–644. Abril de 2011.
- [Daud *et al.*, 2012] Daud, M. Z., Mohamed, A., y Hannan, M. A. (2012). A Review of the Integration of Energy Storage Systems (ESS) for Utility Grid Support. *Przegląd Elektrotechniczny*, 88:185–191.
- [Díaz-González *et al.*, 2016] Díaz-González, F., Sumper, A., y Gomis-Bellmunt, O. (2016). *Energy Storage in Power Systems*. Wiley.
- [Donnellan *et al.*, 2015] Donnellan, B. J., Vowles, D. J., y Soong, W. L. (2015). A Review of Energy Storage and Its Application in Power Systems. *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6. Septiembre de 2015. Wollongong, Australia.
- [Energy Storage Association, 2017] Energy Storage Association (2017). Recuperado de: <http://energystorage.org/>.
- [Esram y Chapman, 2007] Esram, T. y Chapman, P. L. (2007). Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2):439–449. Junio de 2007.
- [Farhadi y Mohammed, 2015] Farhadi, M. y Mohammed, O. (2015). Energy Storage Systems for High Power Applications. *2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pp. 1–7. Octubre de 2015. Addison, Estados Unidos.
- [Femia *et al.*, 2005] Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., y Vitelli, M. (2005). Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 20(4):963–973. Julio de 2005.
- [Gevorgian y Booth, 2013] Gevorgian, V. y Booth, S. (2013). Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation. Reporte técnico, National Renewable Energy Laboratory.
- [Goswami y Kreith, 2007] Goswami, D. y Kreith, F. (2007). *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. Mechanical and Aerospace Engineering Series. CRC Press.
- [Gow y Manning, 1999] Gow, J. A. y Manning, C. D. (1999). Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, 146(2):193–200. Marzo de 1999.

- [He *et al.*, 2011] He, H., Xiong, R., y Fan, J. (2011). Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach. *Energies*, 4(4):582–598. Marzo de 2011.
- [Huan-Liang Tsai y Su, 2008] Huan-Liang Tsai, C.-S. T. y Su, Y.-J. (2008). Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/Simulink. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008*. Octubre de 2008. San Francisco, Estados Unidos.
- [Huria *et al.*, 2012] Huria, T., Ceraolo, M., Gazzarri, J., y Jackey, R. (2012). High Fidelity Electrical Model with Thermal Dependence for Characterization and Simulation of High Power Lithium Battery Cells. *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, pp. 1–8. Marzo de 2012. Greenville, Estados Unidos.
- [Kirby y Hirst, 1997] Kirby, B. y Hirst, E. (1997). Ancillary Service Details: Voltage Control. Reporte técnico, Oak Ridge National Laboratory Energy Division.
- [Lam y Yeh, 2014] Lam, R. K. y Yeh, H.-G. (2014). PV Ramp Limiting Controls with Adaptive Smoothing Filter Through a Battery Energy Storage System. *2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, pp. 55–60. Noviembre de 2014. Long Beach, Estados Unidos.
- [Látková *et al.*, 2015] Látková, M., Baherník, M., Bracíník, P., y Höger, M. (2015). Modelling of a Dynamic Cooperation Between a PV Array and DC Boost Converter. *2015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, pp. 1–7. Mayo de 2015. Pisa, Italia.
- [Marcos *et al.*, 2014] Marcos, J., Storkel, O., Marroyo, L., Garcia, M., y Lorenzo, E. (2014). Storage Requirements for PV Power Ramp-Rate Control. *Solar Energy*, 99:28–35. Enero de 2014.
- [Molina, 2012] Molina, M. G. (2012). Distributed Energy Storage Systems for Applications in Future Smart Grids. *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, pp. 1–7. Septiembre de 2012. Montevideo, Uruguay.
- [Nordin y Omar, 2011] Nordin, A. H. M. y Omar, A. M. (2011). Modeling and Simulation of Photovoltaic (PV) Array and Maximum Power Point Tracker (MPPT) for Grid-Connected PV System. *2011 3rd International Symposium Exhibition in Sustainable Energy Environment (ISE-SEE)*, pp. 114–119. Junio de 2011. Malaca, Malasia.
- [Pickard, 2014] Pickard, W. F. (2014). Smart Grids Versus the Achilles’ Heel of Renewable Energy: Can the Needed Storage Infrastructure Be Constructed Before the Fossil Fuel Runs Out? *Proceedings of the IEEE*, 102(7):1094–1105. Julio de 2014.
- [Pukhrem, 2013] Pukhrem, S. (2013). A Photovoltaic Panel Model in MATLAB/Simulink. Agosto de 2013. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/255721161_A_PHOTOVOLTAIC_PANEL_MODEL_IN_MATLABSIMULINK.
- [Riordan y Hulstron, 1990] Riordan, C. y Hulstron, R. (1990). What Is an Air Mass 1.5 Spectrum? (Solar Cell Performance Calculations). *IEEE Conference on Photovoltaic Specialists*, pp. 1085–1088. Mayo de 1990. Kissimmee, Estados Unidos.
- [Savitzky y Golay, 1964] Savitzky, A. y Golay, M. J. E. (1964). Smoothing and Differentiation of Data by Simplified Least Squares Procedures. *Analytical Chemistry*, 36(8):1627–1639. Julio de 1964.
- [Secretaría de Economía, 2015] Secretaría de Economía (2015). Industria de Energías Renovables: Prospectiva y Oportunidades de Negocio en México. Recuperado de: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/76331/Sector_ER_ESP.pdf.

- [Secretaría de Energía, 2016a] Secretaría de Energía (2016a). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030. Recuperado de: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/102166/PRODESEN_2016-2030_1.pdf.
- [Secretaría de Energía, 2016b] Secretaría de Energía (2016b). Programa de Redes Eléctricas Inteligentes. Recuperado de: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Redres_El_ctricas_Inteligentes_09_05_16.pdf.
- [Secretaría de Gobernación, 2016] Secretaría de Gobernación (2016). Resolución Núm. RES/151/2016. *Diario Oficial de la Federación*. Abril de 2016.
- [Shannan *et al.*, 2013] Shannan, N. M. A. A., Yahaya, N. Z., y Singh, B. (2013). Single-Diode Model and Two-Diode Model of PV Modules: A Comparison. *2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering*, pp. 210–214. Diciembre de 2013. Mindeb, Malasia.
- [Shongwe y Hanif, 2015] Shongwe, S. y Hanif, M. (2015). Comparative Analysis of Different Single-Diode PV Modeling Methods. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(3):938–946. Mayo de 2015.
- [Simon *et al.*, 2012] Simon, R., Acker, W., Cervený, J., y Sheehan, D. (2012). New York Energy Storage Roadmap. Reporte técnico, New York Battery and Energy Storage Technology Consortium.
- [Sánchez-García *et al.*, 2016] Sánchez-García, J. L., Espinosa-Juárez, E., y Flores, J. J. (2016). Short Term Photovoltaic Power Production Using a Hybrid of Nearest Neighbor and Artificial Neural Networks. *2016 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, pp. 1–6. Septiembre de 2016. Morelia, México.
- [Srivastava *et al.*, 2012] Srivastava, A. K., Kumar, A. A., y Schulz, N. N. (2012). Impact of Distributed Generations with Energy Storage Devices on the Electric Grid. *IEEE Systems Journal*, 6(1):110–117. Marzo de 2012.
- [Sunny y Faiem, 2015] Sunny, M. R. y Faiem, N. (2015). Output Power Ramp-Rate Control of a Grid-Connected PV Generator using Energy Storage System. *International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering*, 3(7):28–35. Julio de 2015.
- [Suthar *et al.*, 2013] Suthar, M., Singh, G. K., y Saini, R. P. (2013). Comparison of Mathematical Models of Photovoltaic (PV) Module and Effect of Various Parameters on Its Performance. *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, pp. 1354–1359. Abril de 2013. Nagercoil, India.
- [Tremblay y Dessaint, 2009] Tremblay, O. y Dessaint, L.-A. (2009). Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. *World Electric Vehicle Journal*, 3(1):1–10. Mayo de 2009.
- [Troester, 2011] Troester, E. (2011). New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid. *2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design, Production, Grid Connection*.
- [Unión Europea, 2016] Unión Europea (2016). Reglamento (UE) 2016/631. *Diario Oficial de la Unión Europea*. Abril de 2016.
- [Vika, 2014] Vika, H. B. (2014). Modelling of Photovoltaic Modules with Battery Energy Storage in Simulink/Matlab. Tesis de Maestría, Norwegian University of Science and Technology. Department of Electric Power Engineering. Junio de 2014.

- [Villalva *et al.*, 2009] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., y Filho, E. R. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5):1198–1208. Mayo de 2009.
- [Walker, 2000] Walker, G. R. (2000). Evaluating MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model. *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'00): Innovation for Secure Power*, pp. 138–143. Brisbane, Australia.
- [Warshay *et al.*, 2012] Warshay, B., Minnihan, S., y Feinstein, M. (2012). Grid Storage under the Microscope: Using Local Knowledge to Forecast Global Demand. Reporte técnico, Lux Research Inc.
- [Yetayew y Jyothsna, 2013] Yetayew, T. T. y Jyothsna, T. R. (2013). Improved Single-Diode Modeling Approach for Photovoltaic Modules Using Data Sheet. *2013 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, pp. 1–6. Diciembre de 2013. Bombay, India.