

Modelizado de componentes en micro-redes AC



Sandra Milena Pérez Londoño
Alejandro Garcés Ruíz
Maximiliano Bueno López
Juan José Mora Flórez

Sandra Milena Pérez Londoño.

(Marsella, Risaralda, Colombia, 1977)

Profesora titular del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP). Ingeniera electricista y magíster en ingeniería eléctrica de la UTP. Doctora de la Universidad Nacional de Colombia.

Miembro de los grupos Investigación en Conceptos Emergentes en Energía Eléctrica (ICE3), y Planeamiento en Sistemas Eléctricos (GPE).

saperez@utp.edu.co

Alejandro Garcés Ruiz.

(Pereira, Risaralda, Colombia, 1981)

Profesor del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP). Ingeniero electricista y magíster en ingeniería eléctrica de la UTP. Doctor de la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (NTNU).

Miembro de los grupos de investigación campos electromagnéticos y fenómenos energéticos (CAFÉ), conceptos emergentes en ingeniería eléctrica (ICE3) y SIRUS, todos adscritos a la facultad de ingenierías.

alejandrogarc@utp.edu.co

Modelizado de componentes en micro-redes AC

Sandra Milena Pérez Londoño
Alejandro Garcés Ruíz
Maximiliano Bueno López
Juan José Mora Flórez



Facultad de Ingenierías
Colección Trabajos de Investigación
2020

Modelizado de componentes en micro-redes AC / Sandra Milena Pérez Londoño y otros. -- Pereira : Editorial Universidad Tecnológica de Pereira, 2021.
116 páginas. -- (Colección Trabajos de investigación).

e-ISBN: 978-958-722-506-8

1. Sistemas eléctricos 2. Sistemas de distribución 3. Recursos energéticos – Distribución 4. Almacenamiento de energía 5. Energía solar fotovoltaica 6. Redes eléctricas – Microredes

CDD. 621.31

Modelizado de componentes en micro-redes AC

© Sandra Milena Pérez Londoño
© Alejandro Garcés Ruíz
© Maximiliano Bueno López
© Juan José Mora Flórez
© Universidad Tecnológica de Pereira

Publicación financiada con recursos de la Vicerrectoría de Investigaciones , Innovación y Extensión de la Universidad Tecnológica de Pereira

Imagen tomada de : Vector de Arte creado por stories - www.freepik.es

eISBN: 978-958-722-506-8

Trabajo de Investigación

Proyecto: Proyecto de investigación identificado con el número 111077657914 y el contrato 031-2018, financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) y desarrollado por el Grupo de Investigación ICE3 de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).

Universidad Tecnológica de Pereira
Vicerrectoría de Investigaciones, Innovación y Extensión
Editorial Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira, Colombia

Coordinador editorial:

Luis Miguel Vargas Valencia
luismvargas@utp.edu.co
Teléfono 313 7381
Edificio 9, Biblioteca Central “Jorge Roa Martínez”
Cra. 27 No. 10-02 Los Álamos, Pereira, Colombia
www.utp.edu.co

Montaje y producción:

María Alejandra Henao Jiménez
Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira

Reservados todos los derechos

PREFACIO¹

Los sistemas eléctricos actuales están experimentando cambios importantes relacionados con su estructura y su forma de operación. De manera similar a aquello que ocurre en los sistemas de potencia, los sistemas de distribución a media y baja tensión, encargados de suministrar la energía al usuario final, son objeto de análisis debido a que tienen posibilidades de integrar recursos energéticos distribuidos tales como generación y almacenamiento de energía a pequeña escala. Adicionalmente, el análisis del comportamiento de la carga también es un tema relevante, gracias a que el usuario final tiene un papel activo en la gestión de la energía eléctrica. Esto lo redefine como un prosumidor (proveedor-consumidor).

La integración de recursos energéticos distribuidos y la participación del prosumidor en un entorno liberalizado de mercado, como en el caso colombiano, representan un gran desafío en el análisis de estas nuevas redes. Así mismo, los retos se deben asumir por investigadores y por las personas encargadas de planear, administrar, gestionar y operar los sistemas de distribución local. Como consecuencia de lo expuesto, los sistemas de distribución se asocian actualmente con términos como «redes eléctricas inteligentes» o «micro-redes», y cada día se encuentran más artículos relacionados con estos temas en las principales revistas técnicas.

Por otra parte, un sistema se define de manera genérica como una entidad que existe debido a la interacción entre sus partes. Dicha entidad opera en algún periodo de

¹Este libro contiene aportes propios y una recopilación de modelos útiles para el estudio de las micro-redes trifásicas con posibilidad de considerar la operación desbalanceada. Es un resultado parcial en el área de modelizado, perteneciente al proyecto de investigación identificado con el número 111077657914 y el contrato 031-2018. Este ha sido financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) y desarrollado por el Grupo de Investigación ICE³ de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP)

tiempo y en una extensión espacial. Para el caso específico de los sistemas eléctricos, su operación y análisis depende en gran medida de la precisión y exactitud de los modelos que se emplean para representar el comportamiento de cada uno de sus elementos constitutivos. Con la integración de nuevas tecnologías y elementos propios de las micro-redes a los sistemas eléctricos actuales, toma aún mayor importancia la definición y obtención de modelos adecuados. Con el desarrollo de estos modelos, se realizan análisis en ambientes de simulación que permiten comprender los desafíos de los sistemas y definir propuestas de solución.

Usualmente, los modelos desarrollados se implementan en algún *software* que, entre otras cosas, permite organizar la información del sistema y facilita la identificación de las interrelaciones entre varios componentes del mismo. La pertinencia de uno u otro modelo depende en gran medida de la experiencia del analista y también del tipo de estudio que se desea realizar (estado estable o transitorio). Si bien ninguno de los modelos utilizados es absolutamente exacto debido a la variabilidad o a la incertidumbre relacionada con el comportamiento físico del elemento que pretenden emular, estos modelos pueden ser útiles en la medida en que permitan la comprensión y análisis del problema, dentro de unos rangos de precisión determinados.

Un interrogante de los investigadores que trabajan en el modelizado de elementos está asociado con el nivel de detalle que se desea incluir. En el desarrollo de modelos, siempre hay un compromiso entre la precisión y el costo en términos de los recursos y las herramientas requeridas. De este modo, para determinados casos de estudio, los modelos demasiado detallados representan un enorme esfuerzo computacional en la parametrización, la cual no siempre será justificable cuando se realizan estudios en estado estable. Por otra parte, si se desea representar el comportamiento dinámico del sistema, los modelos demasiado simplificados no permiten emular el comportamiento real del mismo y es muy complejo adquirir una comprensión más profunda del problema para su posterior solución. Sin embargo, un modelo es siempre una simplificación del sistema instalado en campo y, por tanto, es susceptible de mejoras. Finalmente, como se reporta en muchos estudios, existe una alta dependencia entre la confiabilidad de los estudios, la planificación de las redes, las decisiones operativas y la calidad de los modelos.

A partir de lo expuesto, este libro responde a la necesidad de disponer de un *modelo* de cada uno de los elementos que conforman estos nuevos sistemas y del sistema eléctrico en su conjunto. Esta recopilación, propuesta y análisis de los modelos, permitirán el posterior desarrollo de estudios de control, protección y operación en micro-redes eléctricas.

El documento está organizado en cinco capítulos que contienen desde una contextualización inicial de las micro-redes, hasta la presentación de algunos de los principales elementos que las componen (generación distribuida, líneas, sistemas de almacenamiento y cargas).

El capítulo uno está relacionado con la introducción al concepto de las micro-redes. En primer lugar, este presenta el convertidor de potencia, debido a que es indispensable en la integración de algunos de los recursos energéticos disponibles. Luego, se presenta un análisis de las características del control a este tipo de sistemas. Finalmente, se realiza una breve descripción de algunos de los elementos que hacen parte de la micro-red, los cuales serán analizados en los capítulos posteriores.

En el capítulo dos se presenta el modelizado de recursos energéticos como el sol y el viento. En esa dirección, se expone dicho modelizado respecto a las fuentes de energía que utilizan pequeños caudales de agua como energético primario sin necesidad de construir embalses. Esto se conoce como generación hidroeléctrica a filo de agua. Aunque este se ha utilizado desde hace mucho tiempo y es un recurso disponible en buena parte de Colombia, su integración a la micro-red puede facilitarse mediante un convertidor de potencia. Por lo anterior, se incluye en el presente libro.

Con el fin de aprovechar los energéticos primarios no convencionales y renovables, presentados en el capítulo dos, en el capítulo tres se analiza la disponibilidad de los mismos en Colombia. Este libro se enfoca con especial atención en aquellos energéticos como la radiación solar y el viento, cuyas tecnologías de conversión de la energía han tenido una mayor evolución y, por lo tanto, son viables para incorporarlos a pequeña escala. Como aporte adicional, se presentan algunos resultados obtenidos de los modelos a partir de datos provenientes de estaciones meteorológicas.

La descripción de los modelos para los elementos de la red, tales como las líneas y las cargas, se presentan en el capítulo cuatro. En cuanto a las líneas de distribución de energía, se analizan sus modelos para línea corta y media. Adicionalmente, se presenta un análisis para la determinación y parametrización adecuada del modelo de las cargas. Este se utiliza para representar cargas presentes en micro-redes.

Finalmente, los modelos para los elementos de almacenamiento de energía, que se pueden considerar como nuevos para la integración funcional a las micro-redes eléctricas, se presentan en el capítulo cinco. Se consideran dos tecnologías principales, el almacenamiento por campo electromagnético y el almacenamiento electroquímico.

CONTENIDO

CAPÍTULO UNO.

1. Introducción	
1.1. Denición de micro-red	
1.2. Control en micro-redes	
1.2.1. Control centralizado	
1.2.2. Control descentralizado	
1.2.3. Control distribuido	
1.2.4. Control jerárquico	
1.3. Elementos de una micro-red.....	
1.3.1. El convertidor de potencia	
1.3.2. Generadores distribuidos	
1.3.3. Líneas	
1.3.4. Sistemas de almacenamiento	
1.3.5. Cargas.....	

CAPÍTULO DOS.

2. Fuentes de generación	
2.1. Generación solar fotovoltaica	
2.2. Generación eólica.....	
2.3. Generación hidroeléctrica.....	
2.4. Modelo genérico de fuentes renovables	

CAPÍTULO TRES.

3. Modelizado del recurso primario.....	
3.1. Disponibilidad de recurso primario en Colombia.....	
3.2. Incidencia de la variabilidad del recurso primario distribuido.....	
3.3. Variación del recurso solar y sus implicaciones	
3.3.1. Estimación de máxima recurso solar disponible.....	
3.3.2. Regresión lineal Ångström-Prescott.....	
3.3.3. Ejemplo de aplicación: radiación solar en Bogotá	
3.4. Variación del recurso eólico.....	
3.4.1. Energía eólica.....	
3.4.2. Modelizado mediante distribución deWeibull	
3.4.3. Estimación de los parámetros del modelo deWeibull	
3.4.4. Estimador de máxima verosimilitud (EMV).....	
3.4.5. Ejemplo de aplicación distribución deWeibull.....	
3.5. Predicción de caudal en centrales hidroeléctricas	
3.5.1. Balance hídrico	
3.5.2. Métodos para estimar la variación del caudal	

CAPÍTULO CUATRO

4. Elementos de red	
4.1. Modelo de líneas y cables subterráneos.....	
4.1.1. Determinación de los parámetros de línea	

4.1.2. Modelo trifásico en el marco $0dq$	
4.2. Representación de la carga.....	
4.2.1. Modelos estáticos	
4.2.2. Modelos dinámicos	
4.2.3. Modelo de recuperación exponencial (ERL)	
4.2.4. Modelo compuesto (CL).....	
4.2.5. Modelo general (GL).....	
4.2.6. Estrategia empleadas en el modelizado de carga.....	
4.2.7. Capacidad de generalización de los modelos de carga estimados	
4.2.8. Revisión de modelos de carga empleados en micro-redes.....	

CAPÍTULO CINCO

5. Almacenamiento de energía	
5.1. Almacenamiento eléctrico	
5.1.1. Almacenamiento de energía magnética por superconducción.....	
5.1.2. Supercondensadores	
5.2. Almacenamiento electroquímico: baterías	
5.2.1. Modelo por medio de elementos de circuito	
5.2.2. Modelo no-lineal por medio de ecuación característica.....	
5.2.3. Integración de la batería a la red	

Índice de figuras

Figura nro. 1.1. Ejemplo de una micro-red integrada a un alimentador primario con un esquema de control y operación para funcionar como una entidad autónoma	
Figura nro. 1.2. Estructura del control jerárquico en una micro-red AC.	
Figura nro. 1.3. Elementos de una micro-red que se pueden integrar a través de convertidores de potencia	
Figura nro. 1.4. Diagrama esquemático de un VSC.....	
Figura nro. 1.5. Estructura del control vectorial clásico.....	
Figura nro. 1.6. Dos tipos de control para la integración de recursos renovables en una micro-red	
Figura nro. 2.1. Distribución del espectro solar.....	
Figura nro. 2.2. Variación de la columna de aire atmosférica respecto a la posición del sol.....	
Figura nro. 2.3. Circuito equivalente de una celda solar	
Figura nro. 2.4. Curva característica de una celda fotovoltaica.....	
Figura nro. 2.5. Potencia generada como función en terminales del panel solar	
Figura nro. 2.6. Ejemplo de un sistema de conversión solar fotovoltaico.....	
Figura nro. 2.7. Efecto del ángulo de inclinación de un aspa en una turbina eólica (a) sin ángulo de inclinación y (b) con un ángulo de inclinación	
Figura nro. 2.8. Coeficiente de desempeño versus β para diferentes valores de $\beta_{opt} = 1[\text{pu}]$	
Figura nro. 2.9. Curva de potencia típica para una turbina eólica de 2 MW	

Figura nro. 2.10. Sistemas de conversión para turbinas eólicas	
Figura nro. 2.11. Esquema de operación con delta de potencia para garantizar reserva rodante.....	
Figura nro. 2.12. Microgeneración a lo de agua con dos máquinas rotativas.....	
Figura nro. 2.13. Curva de eficiencia para diferentes caudales en una turbina mini-Kaplan	
Figura nro. 2.14. Modelo genérico de una fuente de energía renovable para estudios de micro-redes.....	
Figura nro. 2.15. Modelo simplificado del recurso primario para sistemas eólicos e hidroeléctricos en micro-redes.....	
Figura nro. 2.16. Resultados del modelo de potencia para una turbina eólica.....	
Figura nro. 3.1. Costo de los diferentes tipos de generación	
Figura nro. 3.2. Comportamiento datos mes de febrero	
Figura nro. 3.3. Curvas de densidad de probabilidad (eje izquierdo, línea sólida) y densidad acumulada (eje derecho, línea punteada)	
Figura nro. 3.4. Variación de la velocidad del viento para dos meses	
Figura nro. 3.5. Variación de la velocidad del viento para dos días.....	
Figura nro. 3.6. Aplicación del modelo de distribución de Weibull para la base de datos completa	
Figura nro. 4.1. Equivalente monofásico líneas: a) equivalente RL serie para representar la línea corta, b) equivalente nominal para la línea media o cable subterráneo.....	
Figura nro. 4.2. Representación esquemática de un tramo de línea trifásica.....	
Figura nro. 4.3. Esquema para la estimación de parámetros de un modelo de carga	
Figura nro. 4.4. Curva V-I del convertidor de carga.....	
Figura nro. 4.5. Esquema genérico de una micro-red híbrida ac/dc	
Figura nro. 5.1. Algunas tecnologías de almacenamiento de energía: (a) almacenamiento magnético por superconducción, (b) super-capacitores y (c) baterías	
Figura nro. 5.2. Componentes básicos de un sistema de almacenamiento de energía magnética por superconducción	
Figura nro. 5.3. Modelo de parámetros concentrados para una bobina superconductora	
Figura nro. 5.4. Espectro típico de un supercondensador.....	
Figura nro. 5.5. Modelo de parámetros concentrados para un supercondensador	
Figura nro. 5.6. Densidades de almacenamiento de diferentes tipos de baterías	
Figura nro. 5.7. Modelo por medio de elementos de circuito para una batería.	
Figura nro. 5.8. Modelo no-lineal de la batería	
Figura nro. 5.9. Modelo no-lineal considerando el estado transitorio, propuesto en [1].....	
Figura nro. 5.10. Sistema de gestión de control de un sistema de baterías	

Índice de tablas

Tabla nro. 3.1. Promedio mensual del factor de excentricidad y el ángulo de salida	
Tabla nro. 3.2. Ángulo de declinación solar para los meses de enero, julio y diciembre	
Tabla nro. 3.3. Radiación extraterrestre del año 2018 por meses intermedios. 51	
Tabla nro. 3.4. Variables por mes del año 2018.....	
Tabla nro. 3.5. Valor de los parámetros de forma (k) y escala (c) para los primeros 10 días.....	
Tabla nro. 3.6. Comparación de velocidades para los primeros diez días.....	
Tabla nro. 4.1. Parámetros y tipos de conductores utilizados en [?].....	
Tabla nro. 4.2. Parámetros y calibres de conductores utilizado en esta investigación.....	
Tabla nro. 4.3. Modelos de cargas empleados en micro-redes.....	
Tabla nro. 5.1. Parámetros para diferentes baterías	

1

CAPÍTULO
UNO

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo introduce los conceptos básicos asociados a las micro-redes y sus componentes. Se presenta la definición de micro-red y el control jerárquico. Igualmente, se muestran elementos como el convertidor de potencia, las fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento. Estos elementos serán presentados con mayor detalle en capítulos posteriores.

1.1. Definición de micro-red

Una micro-red es un sistema eléctrico a pequeña escala, conformada por un grupo de cargas y elementos distribuidos de generación/almacenamiento con fronteras claramente definidas. Aquella funciona como una entidad controlable con respecto a la red y puede operar tanto en forma conectada como aislada [2, 3].

Una micro-red tiene una infraestructura de medición, comunicaciones y control, que le permite gestionar los flujos de potencia activa y reactiva de acuerdo a cada condición operativa. La FIGURA NRO. 1.1 muestra un diagrama simplificado de una micro-red integrada a un alimentador primario. Allí, se aprecia una estructura de control centralizada (empleado en micro-redes pequeñas), ejercida por un controlador

de carga de la micro-red (CCM). Este se enlaza, mediante una red de comunicaciones, con los controladores locales de carga (CLC), ubicados en los nodos de generación distribuida (como paneles solares, turbinas eólicas, microturbinas, entre otros), en formas de cargas o sistemas de almacenamiento. Este sistema permite gestionar el intercambio de flujo de potencia entre la micro-red y el sistema, definir el modo de operación de la misma y garantizar su óptimo costo de operación, entre otras tareas [4].

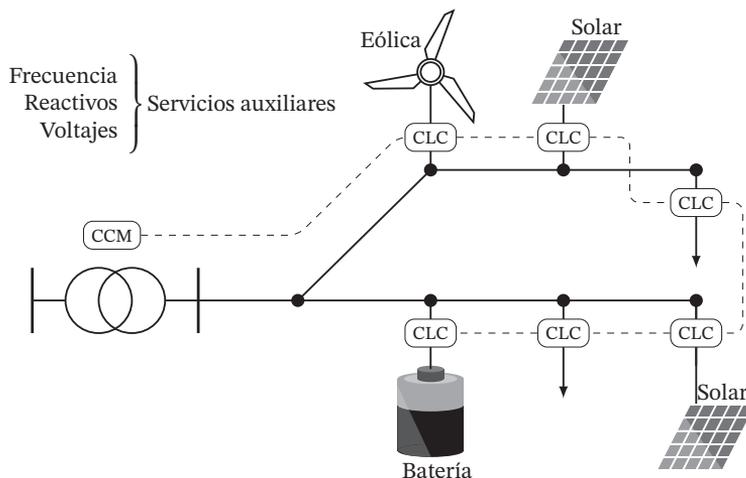


FIGURA NRO. 1.1. Ejemplo de una micro-red integrada a un alimentador primario con un esquema de control y operación para funcionar como una entidad autónoma. *

Entre las características distintivas de las micro-redes con respecto a la generación distribuida, se encuentran la heterogeneidad, la capacidad de operación en isla y los esquemas de operación autónomos [5]. La heterogeneidad hace referencia a la capacidad de integrar recursos de diferente naturaleza, usualmente complementarios. En este orden de ideas, un grupo de paneles solares no son una micro-red¹, pues esta debe incluir elementos adicionales tales como almacenamiento de energía y, si es posible, otras fuentes de generación distribuida tanto renovable como no renovable [6].

La capacidad de operación, tanto en forma conectada como en isla, es igualmente una condición *sine qua non* para que un conjunto de elementos distribuidos pueda definirse como una micro-red. Para ello, se requieren esquemas de control y de operación que permitan coordinar los recursos disponibles.

Adicionalmente, uno de los elementos indispensables en la conformación de una

*Todas las figuras que se presentan en el libro son elaboración propia de los autores (N.del E.).

¹Un término más adecuado para un grupo de paneles solares es granja solar. Lo mismo se aplica a sistemas eólicos.

micro-red es el convertidor de potencia (dispositivo electrónico de potencia), el cual permite el enlace entre fuentes de energía renovable, es decir, de los sistemas de almacenamiento y/o cargas a la red. Entre sus múltiples funciones se encuentran: mantener un nivel de tensión aceptable en la fuente no renovable, incluir nuevas estrategias de control para determinar diferentes modos de operación de la micro-red, entre otras [7]. En la sección 1.3.1 se analizará con más detalle este elemento.

Por lo anterior, la investigación dentro de la cual se enmarca este documento está fundamentalmente orientada a establecer estos esquemas de operación y control mediante estrategias basadas en optimización matemática. Específicamente, en este libro, se presentan los aspectos asociados al modelizado de los componentes de la micro-red; en un futuro libro, se establecerán las estrategias más adecuadas para su control y operación [8].

1.2. Control en micro-redes

Existen diferentes estrategias de control de las micro-redes de acuerdo a sus características (composición y configuración) y a los diferentes objetivos que se desean alcanzar. Entre las estrategias se encuentran: control centralizado, descentralizado, distribuido y jerárquico [9].

1.2.1. Control centralizado

Como se muestra en la FIGURA NRO. 1.1, el esquema centralizado emplea un controlador principal que, mediante un canal de comunicaciones y unos sensores adaptados en la micro-red, intercambia información con los controladores locales (*set points*). Estas características hacen que este control sea adecuado para redes pequeñas, manejadas por un solo operador. Como principales desventajas se encuentran: la alta dependencia de los canales de comunicación, la menor flexibilidad en cuanto a futuras expansiones de la micro-red y los altos costos en su configuración.

1.2.2. Control descentralizado

En este caso, se emplean las mediciones y los algoritmos a nivel local; estos últimos, implementados en controladores *in situ*. Esta estructura de control se emplea especialmente en micro-redes de alta capacidad y con un alto número de componentes. Esta permite la participación de varios operadores a diferencia de la estructura centralizada y otorga una mayor flexibilidad en cuanto a expansiones futuras. Así, los algoritmos empleados son menos complejos que en el esquema centralizado debido al manejo de controladores a nivel local.

1.2.3. Control distribuido

Este tipo de control utiliza la característica de control local propio de la estructura descentralizada, pero además emplea el esquema centralizado. Se vale de canales de comunicación con sus controles locales vecinos, lo que permite una optimización de recursos.

1.2.4. Control jerárquico

La inclusión de las micro-redes a los sistemas eléctricos ha generado nuevos desafíos técnicos relacionados con la operación en modo aislado, la operación en modo conectado a la red, la operación ante múltiples conexiones de generadores con interfaz VSC (Voltage Source Converter), la administración de la potencia generada, y el control de tensión y frecuencia, entre otros. Por lo tanto, el control jerárquico es una estrategia que se propone para resolver, de manera eficiente, los nuevos desafíos que trae la inclusión de las micro-redes en el sistema eléctrico convencional.

Como consecuencia de lo anterior, en el control jerárquico, existen diferentes niveles que difieren en el tiempo de acción y en los objetivos de control. Estos niveles normalmente se conocen como: control de nivel cero, control primario, control secundario y control terciario [10, 11]. La FIGURA NRO. 1.2 presenta los diferentes niveles de control jerárquico utilizados en las micro-redes, junto con la velocidad de la respuesta requerida en periodos de milisegundos.

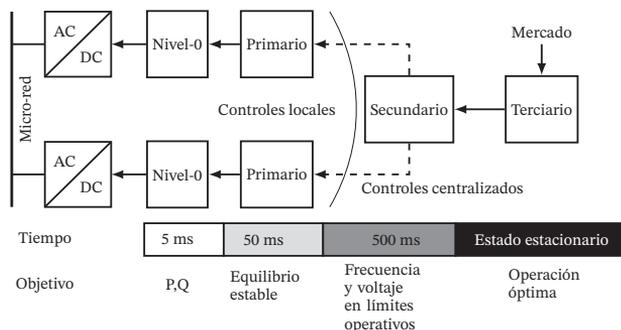


FIGURA NRO. 1.2. Estructura del control jerárquico en una micro-red AC.

El nivel cero corresponde al control interno de cada VSC. Está encargado de modificar los pulsos que recibe el modulador de ancho de pulso (PWM-Pulse-Width-Modulation) con el fin de entregar una referencia de potencia, establecida en modo «conectado», o una de tensión y frecuencia cuando se opera en modo «aislado de la red».

El control primario se encarga de la tensión y la frecuencia de los convertidores cuando se detecta operación en modo «aislado de las micro-redes». Este debe llevar a la micro-red a un punto de operación estable, pero no necesariamente corresponde al óptimo. El tiempo de acción del control primario oscila entre las decenas de milisegundos [12].

El control secundario se encarga de reducir la desviación de tensión y frecuencia de la micro-red respecto a los valores de las referencias cuando se excede el rango permitido debido a grandes fluctuaciones de carga o a operación en modo aislado. El tiempo de acción del control secundario se encuentra en el rango de cientos de milisegundos.

Finalmente, el control terciario se encarga de realizar la programación de generación óptima y el ajuste en tiempo real de la generación de potencia. Este control considera la generación de energía renovable disponible y el pronóstico de la potencia de demandada. El periodo de acción del control terciario oscila desde segundos, algunos minutos e incluso horas, según el energético primario analizado [10], [11].

1.3. Elementos de una micro-red

Existen diversos elementos que hacen parte de las micro-redes al considerar que estas pueden ser del tipo DC, AC o mixtas [5], [8]. A continuación, se presentan las características generales de dichos elementos. Luego, en los siguientes capítulos, se expondrán cada uno de los modelos que se consideran en este libro.

1.3.1. El convertidor de potencia

Las fuentes renovables no convencionales y los elementos almacenadores de energía requieren de un convertidor de potencia para integrarse a la red y aprovechar, de una mejor manera, el recurso energético primario [7].

En la FIGURA NRO. 1.3 se presenta un esquema de las configuraciones de convertidores habitualmente empleadas para sistemas solares, eólicos, baterías y generación hidroeléctrica de pequeña escala cuando se integran a micro-redes AC [13]. Estas configuraciones son eficientes y además permiten una estrategia común de control, ya que el lado de la red tiene la misma estructura.

A partir de la FIGURA NRO. 1.3 se aprecia que los paneles solares usualmente requieren una configuración de convertidores en cascada, que tienen dos etapas de conversión DC-DC y DC-AC. El convertidor DC-DC se encarga de alcanzar la máxima transferencia de potencia ajustando la tensión a la radiación solar disponible; mientras que el convertidor DC-AC integra la potencia a la red trifásica.

Por su parte, las baterías tienen una configuración similar, en donde el primer

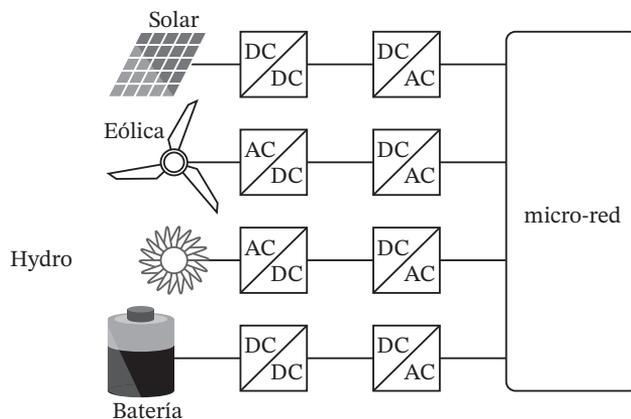


FIGURA NRO. 1.3. Elementos de una micro-red que se pueden integrar a través de convertidores de potencia.

convertidor se encarga de la carga y descarga de la batería, y el segundo convertidor se encarga de integrar la potencia a la red [14].

En el caso de los sistemas de generación eólica, se pueden emplear diferentes tipos de turbinas —A(I), C(III) o D(IV)— de acuerdo a la tecnología que se emplee (generadores síncronos o asíncronos) y a las diferentes formas de conexión del generador a red (directa o indirecta, en el caso de emplear o no convertidores) [15, 16].

La FIGURA NRO. 1.3 muestra una turbina tipo-D con convertidores en cascada, en donde el primer convertidor se encarga de ajustar el torque eléctrico de acuerdo a la velocidad del viento disponible; esto, con el objetivo de garantizar máxima transferencia de potencia (tal como se presenta en el CAPÍTULO DOS). El segundo convertidor se encarga de entregar la potencia a la red. Cada una de estas turbinas será explicada con mayor detalle en la sección 2.2.

Por su parte, la generación hidroeléctrica de pequeña escala se puede integrar mediante una máquina síncrona convencional o bien, mediante una estructura de conversión que emula el comportamiento de un sistema eólico; esta configuración permite aumentar tanto la eficiencia como la respuesta dinámica del sistema.

En todos los casos, el lado de la red presenta un convertidor DC-AC. Esto permite que las estrategias de operación y control puedan actuar directamente sobre estos convertidores bajo una estrategia común.

Existen múltiples tecnologías de convertidores DC-AC, entre los que se encuentran los convertidores de corriente o CSC, por sus siglas en inglés (Current Source Converter), y los convertidores de tensión o VSC (Voltage Source Converter). En este

libro, solo se hará referencia respecto a esta última configuración de convertidor, debido a que es la más empleada como interfase de los sistemas de energía renovable por presentar algunas ventajas relacionadas con el control de reactivos, la estabilidad de tensión, y la generación de menos corrientes armónicas y menores pérdidas comparadas con el CSC, por mencionar algunas [17].

Un VSC es un convertidor de conmutación forzada, cuyo objetivo es mantener una tensión constante en el lado DC (de allí su nombre). En su forma más simple, el VSC consiste en seis dispositivos de conmutación, usualmente IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) configurados como se muestra en la FIGURA NRO. 1.4.

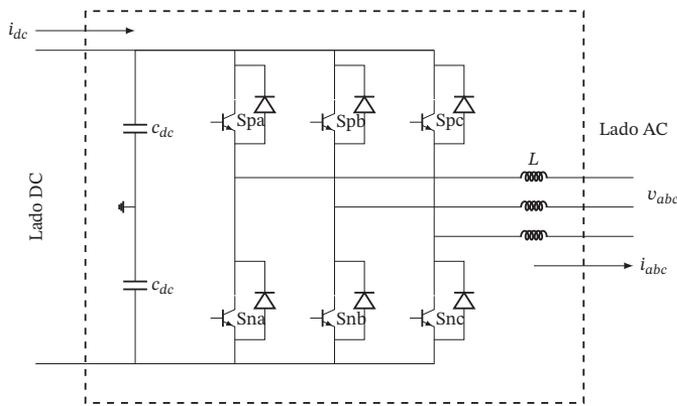


FIGURA NRO. 1.4. Diagrama esquemático de un VSC.

En este convertidor, la tensión de salida se controla mediante la modulación por ancho de pulso o Pulse Width Modulation (PWM). Dos de las estrategias más utilizadas en la industria son: la modulación por portadora triangular (*carrier based modulation*) y la modulación por vectores espaciales (*space vector modulation*). En la primera, la señal de control m se compara con una onda triangular que determina la frecuencia de modulación (usualmente un valor entre 1 y 10 kHz). En la segunda, se transforma la señal de control a un marco de referencia $0\alpha\beta$, utilizando una versión de la transformada de Park invariante en tensión. La transformada de Park permite convertir componentes del dominio del tiempo de un sistema trifásico a componentes de un marco rotatorio ortogonal. Posteriormente, se asigna una combinación lineal con respecto a los ocho vectores de modulación, de forma que la señal de salida corresponda al valor deseado [18].

Las frecuencias de modulación, que son del orden de los kHz, permiten una respuesta más rápida en comparación con la respuesta dinámica de los controles. Por tanto, se puede establecer un modelo promediado como se presenta en las ecuaciones

desde 1.1 hasta 1.4.

$$m_a v_{dc} = L \frac{di_a}{dt} + r i_a + v_a \quad (1.1)$$

$$m_b v_{dc} = L \frac{di_b}{dt} + r i_b + v_b \quad (1.2)$$

$$m_c v_{dc} = L \frac{di_c}{dt} + r i_c + v_c \quad (1.3)$$

$$m_a i_a + m_b i_b + m_c i_c = i_{dc} + c_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} \quad (1.4)$$

Para las ecuaciones anteriores, m_i representa las señales de control; v_i , las tensiones en el lado de la micro-red; e i_i , las corrientes de salida para cada fase $i \in \{a, b, c\}$. La variable c_{dc} es la capacitancia del lado DC, L es la inductancia del lado AC y r es la resistencia correspondiente.

Este modelo dinámico es claramente no lineal; no obstante, se puede controlar mediante una estructura de controles lineales en cascada. La FIGURA NRO. 1.5 muestra la estructura básica de este tipo de control, comúnmente llamado control vectorial o Vector Oriented Control (VOC). A continuación, se describe el funcionamiento de cada uno de los bloques de control.

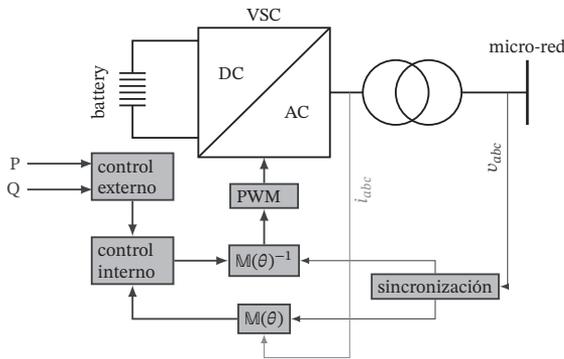


FIGURA NRO. 1.5. Estructura del control vectorial clásico.

El bloque de sincronización consiste en un sistema seguidor de fase o Phase-Locked Loop (PLL). Su función consiste en determinar la frecuencia y la fase asociada a la tensión de la red con el fin de sincronizar el control de convertidor.

El control interno (*inner loop*) consiste en un control de corriente en un marco de referencia estacionario $0dq$. Para ello se hace uso de una transformada invariante en tensión, representada por \mathbb{M} en la FIGURA NRO. 1.5. Esta transformada se presenta en la ecuación 1.5.

$$M(\theta) = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1/2 & 1/2 & 1/2 \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (1.5)$$

Normalmente, se obtiene una operación balanceada y, por tanto, la secuencia cero se elimina del modelo. El valor de θ se obtiene en el bloque de sincronización.

El control externo (*outer loop*) está fundamentado en estrategias proporcionales-integrales, cuyo objetivo de control puede ser potencia activa y reactiva (como se muestra en la FIGURA NRO. 1.5), o bien tensión en el lado DC y el factor de potencia. Igualmente, se puede establecer una tercera etapa de control para mantener tensión y ángulo de salida de la red. Cada objetivo de control requiere una operación diferente del convertidor, denominadas seguidor de red (*grid-following mode*) y formador de red (*grid-forming mode*), tal como se presenta en la FIGURA NRO. 1.6.

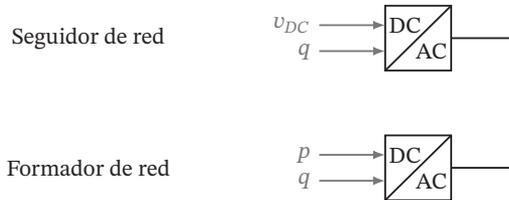


FIGURA NRO. 1.6. Dos tipos de control para la integración de recursos renovables en una micro-red.

El objetivo de control para el caso de los convertidores seguidores de red es la tensión en el lado DC y la potencia reactiva (o factor de potencia). La potencia activa no se controla en esta estrategia y, por tanto, el convertidor no participa directamente en el control de frecuencia. Esta estrategia es la más común en convertidores comerciales. La potencia activa se controla por los convertidores del lado del recurso, presentados en la FIGURA NRO. 1.3.

En los convertidores formadores de red, los objetivos de control son la potencia activa y reactiva, o bien, la tensión y el ángulo de salida. En estos convertidores, la tensión del lado DC se controla por el recurso primario (usualmente una batería o cualquier elemento almacenador de energía). Estos convertidores participan en el control de frecuencia y tensión mediante controles proporcionales.

1.3.2. Generadores distribuidos

La definición de generador distribuido se aplica a aquellas fuentes de energía de tamaño pequeño (capacidad de generación), en comparación con las plantas de generación

convencionales. Aquellas pueden conectarse a niveles de tensión medio o bajo, y por tanto se encuentran más cercanas al nodo de consumo o usuario final [19]. Para el caso de Colombia y según la resolución CREG 030 de 2018, se considera que un generador distribuido es aquel que está conectado al sistema de distribución local, y tiene una potencia instalada menor o igual a 0.1 [MW]. Algunas características generales de estas fuentes consisten en requerir convertidores de potencia para conectarse a la red, tales como los mencionados en la sección 1.3.1; además, presentan una gran variabilidad en su nivel de potencia entregado dada la variabilidad en el recurso energético primario, como es el caso de la radiación solar y el viento. Existen otros generadores como los de inducción doblemente alimentados (*double-fed induction generator*), generadores diésel o pequeñas unidades hidráulicas que se conectan directamente a la micro-red.

De otra parte, el término generación distribuida (GD) no es un sinónimo de fuente renovable, puesto que algunas no renovables, como los generadores, funcionan a base de combustible de origen fósil como el diésel. Sin embargo, estas forman parte de las GD, dado que cumplen con las características mencionadas inicialmente.

Finalmente, entre otras fuentes no renovables que hacen parte de generación distribuida se encuentran las microturbinas, las turbinas de combustión y de vapor, y las celdas de carga (en caso que su insumo sea gas o petróleo). Respecto a las fuentes que emplean recursos renovables, se pueden enumerar la eólica, la fotovoltaica, la solar, la solar-térmica, la undimotriz (olas marinas), la hidráulica a pequeña escala y las celdas de carga (basadas en hidrógeno), entre otras.

En este libro, en el CAPÍTULO DOS, se analizan con detalle la generación solar fotovoltaica, la eólica y la basada en micro-centrales hidráulicas.

1.3.3. Líneas

Existen muchas diferencias que se presentan entre las redes convencionales y las micro-redes en cuanto a algunas características propias de estas últimas, como baja inercia, la masiva inclusión de convertidores basados en electrónica de potencia, los tiempos de respuesta ante una contingencia o la relación X/R dada la longitud de las líneas empleadas. Respecto a la influencia de esta última, se ha demostrado la incidencia que tiene sobre la estabilidad de pequeña señal cuando la micro-red opera de manera aislada.

Existen modelos bien definidos para el caso de las líneas, como el modelo π . Este es compuesto por una resistencia, una reactancia y dos capacitores por cada fase, los cuales se pueden emplear en el modelizado de micro-redes siempre y cuando se considere la relación X/R de líneas cortas y de baja tensión. En el CAPÍTULO CUATRO, se presentan las características de las líneas consideradas en el desarrollo del proyecto vinculado al presente libro.

1.3.4. Sistemas de almacenamiento

Los dispositivos de almacenamiento empleados en las micro-redes abarcan una gran variedad de tecnologías, entre las cuales se encuentran las baterías, los supercapacitores, los sistemas de almacenamiento por superconducción, los volantes de inercia (*flywheels*) por mencionar los principales y más empleados.

La selección del sistema de almacenamiento para una determinada aplicación depende de diversas variables como los costos de inversión y mantenimiento, los tiempos de respuesta y la capacidad de almacenamiento requerido, y los ciclos de vida o densidad y eficiencia energética. Sin embargo, se pueden emplear varias tecnologías al tiempo para complementar sus características [20].

Algunas de las funciones que cumplen los sistemas de almacenamiento en las micro-redes corresponden a brindar soporte en la amortiguación de oscilaciones presentadas (ante la variabilidad del energético primario), o cargar y respaldar la micro-red bajo operación aislada durante tiempos definidos con el fin de conseguir balance de potencia [21].

1.3.5. Cargas

La incertidumbre, en cuanto a la precisión y pertinencia de los modelos de carga, aún se considera como un problema complejo de resolver tanto en los sistemas eléctricos convencionales como en las micro-redes dada la variabilidad en la demanda y la diversidad de elementos que se conectan en un determinado barraje.

De otra parte, actualmente, existen nuevos tipos de carga como los vehículos eléctricos y/o cargas conectadas a través de convertidores de potencia, los cuales desafían a los modelos de carga convencionales, tanto los estáticos como el polinomial o ZIP («Z» contante, «I» constante y «P» constante), y el exponencial o los dinámicos (como el compuesto). Estos modelos se deben analizar para definir si son apropiados de cara a la representación de los comportamientos de la carga ante diversas condiciones operativas de la micro-red.

En el CAPÍTULO CUATRO, se analiza el enfoque basado en mediciones para la obtención de modelos de carga dada la amplia disponibilidad de elementos de medición de las redes actuales.

2

CAPÍTULO
DOS

2. FUENTES DE GENERACIÓN

En este capítulo se presentan los modelos de las fuentes de energía renovable. Se inicia con las fuentes de energía no convencional, tales la generación solar fotovoltaica y la generación eólica. Luego, se abordan los sistemas más convencionales como son las micro-centrales de generación hidroeléctrica con velocidad variable. Aunado al detalle del modelizado en cada uno de estos componentes, se propone un modelo unificado para sistemas eólicos y micro-centrales de generación hidroeléctrica.

2.1. Generación solar fotovoltaica

La energía que alcanza la tierra proveniente del sol, es aproximadamente 10 000 veces la energía consumida en todo el mundo y se distribuye de manera casi uniforme en la superficie terrestre [22]. Es por ello que resulta lógico y conveniente buscar formas de aprovechar esta forma de energía, la cual es abundante en las zonas tropicales del planeta. Existen varias formas de aprovechar la energía del sol. Sin embargo, dados los propósitos del presente libro, únicamente se describirá la tecnología de generación solar fotovoltaica [23]. Otras formas de aprovechamiento de la generación solar pueden ser consultadas en [24].

La radiación solar o irradiancia se mide en unidades de potencia por unidad de superficie. La irradiancia media, por fuera de la atmósfera terrestre, está determinada por la longitud de onda, como se muestra en la distribución de la FIGURA NRO. 2.1. Esta distribución se puede obtener de forma teórica mediante el modelo de Plank debido a que las emisiones de cualquier estrella se pueden aproximar a las de un cuerpo negro, como se muestra en 2.1. Allí, c corresponde a la velocidad de la luz en el vacío (299.8×10^6 m/s); h es la constante de Planck (6.62×10^{-34}); k es la constante de Boltzman (1.38×10^{-23}) y T es la temperatura del cuerpo negro que, en el caso del sol, es $T = 5800$ K. Los detalles teóricos de esta ecuación se encuentran en [25].

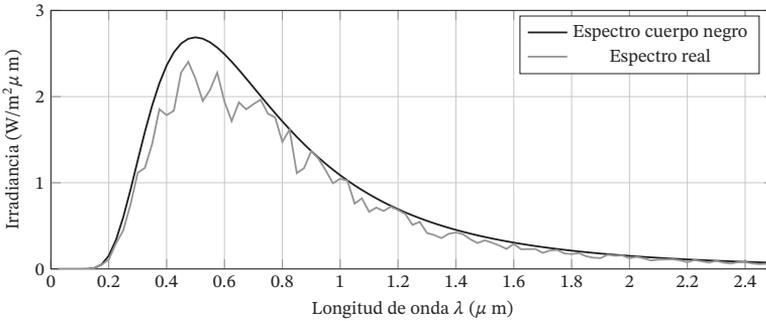


FIGURA NRO. 2.1. Distribución del espectro solar.

$$\psi(\lambda) = \frac{2hc^2}{\lambda^5 \left(\exp\left(\frac{hc}{\lambda kT}\right) - 1 \right)} \quad (2.1)$$

En la práctica, los paneles fotovoltaicos responden a un rango limitado de longitudes de onda y esta respuesta depende de un gran número de factores, incluido el tipo de material con el cual esta construido el panel. La irradiancia promedio se obtiene a partir de su integración en el rango de longitudes de onda consideradas, tal como se presenta en 2.2.

$$\psi_0 = \int_{\lambda_i}^{\lambda_f} \psi(\lambda) d\lambda \quad (2.2)$$

La constante de radiación solar ψ_0 se define como la irradiancia media en la parte externa de la atmósfera terrestre, en un plano perpendicular a los rayos del sol y a una distancia igual a la distancia media tierra-sol, cuyo valor aproximado es de 1367 W/m^2 . La irradiancia media vista en la superficie es atenuada, por lo que la radiación resultante tiene la siguiente forma presentada en 2.3.

$$\psi_s = \eta \psi_0 \epsilon \quad (2.3)$$

La constante η es resultante de los procesos de atenuación desarrollados en la atmósfera, ψ_0 es la constante de radiación solar y ϵ es el factor de excentricidad debido a la forma elíptica de la tierra. El valor de irradiancia decrece al atravesar la atmósfera terrestre y depende en gran medida de la inclinación de los rayos del sol. Para los rayos solares inclinados, la constante solar se atenúa al llegar a la superficie terrestre. Esto se debe al efecto asociado a la ley de Beer-Lambert. Una representación de tal efecto de disminución se puede apreciar en la FIGURA NRO. 2.2.

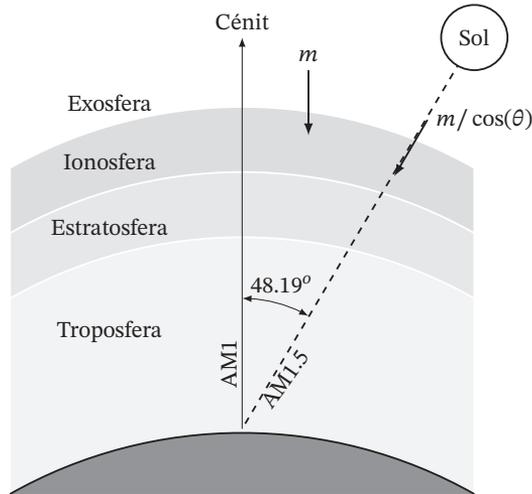


FIGURA NRO. 2.2. Variación de la columna de aire atmosférico respecto a la posición del sol.

Los paneles solares usualmente se diseñan teniendo en cuenta el coeficiente de masa de aire o AM (por sus siglas en inglés, *air-mass*). Este coeficiente define la longitud del rayo de luz a través de la atmósfera de la tierra. Este es expresado como una relación relativa a la longitud del camino verticalmente hacia arriba, es decir, en el cenit. Por su parte, el coeficiente de masa de aire se utiliza comúnmente para caracterizar el rendimiento de las células solares en condiciones estandarizadas. Su valor se puede aproximar a la secante del ángulo de inclinación con respecto al cenit. Así, un AM 1.5 corresponde a 48.19° , ya que $1/\cos(48.19^\circ) = 1.5$. La mayoría de paneles solares viene especificados con un valor nominal de 1000 W/m^2 , como se menciona en [26]. Aunque en [23], se especifica 854 W/m^2 como un valor común usado para AM 1.5.

Por otra parte, la generación fotovoltaica aprovecha el efecto fotoeléctrico, el cual permite crear una corriente eléctrica a partir de la incidencia de radiación electromagnética sobre un material adecuado. La energía generada en DC requiere de un sistema de acople que incluye etapas de conversión DC/DC y DC/AC, como se presenta más adelante en este capítulo. En [27], se documentan algunas formas de representar los sistemas fotovoltaicos e incluye las consideraciones realizadas por [23], de donde se obtiene el modelo presentado en esta sección.

En general, los paneles solares se construyen con materiales semiconductores granulados con diferentes eficiencias. De este modo, por ejemplo, los paneles contruidos con silicio monocristalino presentan una eficiencia entre 20 y 24 %. Aunque en [28], se menciona un valor de eficiencia que puede llegar a caer hasta hasta el 10 %.

Los paneles se dividen en celdas fotovoltaicas, las cuales consisten en una juntura P-N con una estructura similar a la de un diodo. La capa N esta dopada de forma que se tiene un electrón adicional de valencia mientras que la capa P tiene uno menos. Cuando las dos capas se juntan, se forma una barrera que impide el paso de los electrones a menos que se induzca un campo con la polaridad correcta.

El funcionamiento del panel fotovoltaico es básicamente igual al de un diodo. Sin embargo, cuando los fotones, producto de la radiación solar, impactan sobre la celda; se generan cargas adicionales que originan una corriente eléctrica. Así, desde el punto de vista eléctrico, el modelo de un panel fotovoltaico es muy similar al modelo de un diodo tal y como se muestra en la FIGURA NRO. 2.3. El modelo incluye la corriente del panel más el efecto del diodo externo y las resistencias que representan las pérdidas de estado estacionario.

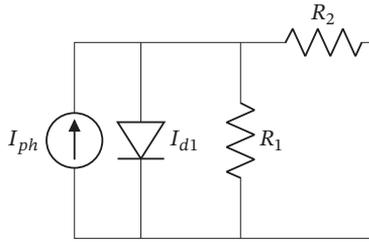


FIGURA NRO. 2.3. Circuito equivalente de una celda solar.

La corriente en la celda fotovoltaica se puede describir por la ecuación 2.4.

$$I = I_{cc} - \alpha \left[\left(\frac{I_{cc}}{\alpha} + 1 \right)^{\frac{V}{V_{oc}}} - 1 \right] \quad (2.4)$$

Allí, I_{cc} es la corriente de corto circuito, V_{oc} es el voltaje de circuito abierto y α es una constante.

La máxima potencia se obtiene con $P_{max} = V_{oc}I_{cc}$. Por otro lado, el voltaje de circuito abierto es directamente proporcional a la temperatura; de tal forma que un aumento de la temperatura produce una disminución proporcional en el voltaje de circuito abierto y, por ende, en la potencia generada. En la FIGURA NRO. 2.4 se muestra la curva característica de una celda fotovoltaica.

A partir de lo anterior, la potencia generada depende directamente de la radiación solar pero también de la tensión en terminales del panel. Por tanto, este se debe adaptar

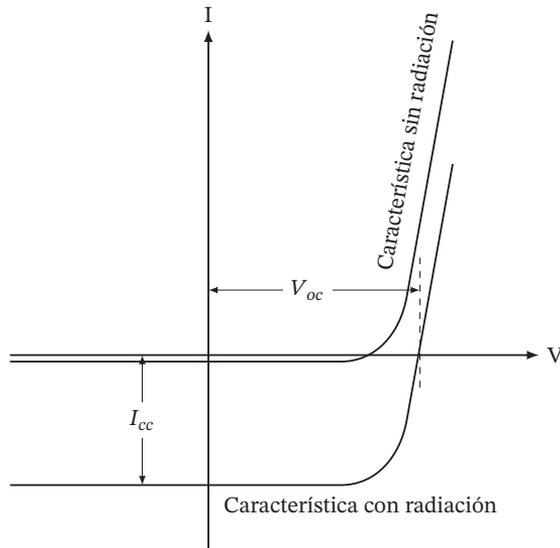


FIGURA NRO. 2.4. Curva característica de una celda fotovoltaica.

a las condiciones de radiación para alcanzar máxima transferencia de potencia o MPPT (*maximum power point tracking*). La potencia generada se puede obtener multiplicando 2.4 por la tensión en terminales. De esta forma, se obtiene la curva que se muestra en la FIGURA NRO. 2.5. En dicha figura se puede notar que la potencia máxima P_{\max} se alcanza a valores diferentes de tensión para diferentes valores de radiación solar. Conforme a lo anterior, para alcanzar MPPT, es necesario modificar la tensión en terminales del panel a medida que cambia la radiación solar y, para tal fin, se requiere un sistema de conversión DC/DC con un control que ajuste la tensión que permita alcanzar MPPT.

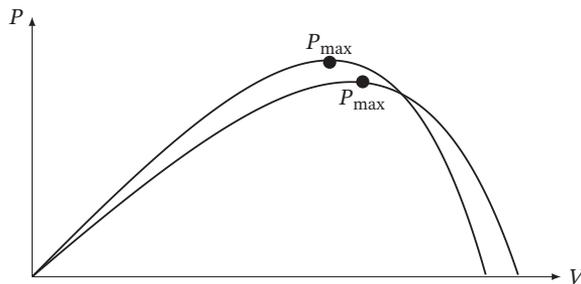


FIGURA NRO. 2.5. Potencia generada como función en terminales del panel solar.

La FIGURA NRO. 2.6 muestra un sistema de conversión solar. Este consiste en unos paneles solares conectados en serie, un convertidor DC/DC para alcanzar MPPT y un convertidor DC/AC para integrar la energía a la micro-red [27].

Pese a lo anterior, este no es el único esquema de conexión pues el aumento en la eficiencia de los micro-inversores ha permitido desarrollar paneles solares con micro-inversores DC/DC que pueden ser conectados en serie o paralelo con múltiples configuraciones en el lado DC. Adicionalmente, se pueden obtener micro-redes DC ubicando otras formas de generación, almacenamiento y cargas en el barraje DC. El sistema de conversión mostrado en la FIGURA NRO. 2.6 corresponde al caso más común.

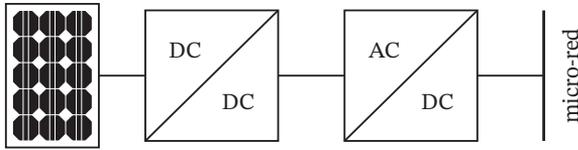


FIGURA NRO. 2.6. Ejemplo de un sistema de conversión solar fotovoltaico.

2.2. Generación eólica

Otra forma de generación estrechamente relacionada con la generación solar es la generación eólica. Esta se obtiene a partir de las corrientes de aire que, a su vez, se producen por cambios de presión y temperatura, asociados a la incidencia de la energía solar sobre tierra. Así pues, la generación eólica es, indirectamente, una forma de energía que también proviene del sol¹.

La potencia aprovechable del viento está dada por 2.5.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.5)$$

La variable ρ es la densidad del aire (aproximadamente 1), A es el área efectiva que barren las aspas y v es la velocidad del viento. El coeficiente de desempeño C_p es una función que depende del diseño de la turbina. Este coeficiente está limitado por la Ley de Bentz con un valor máximo de 0.59, aproximadamente. La potencia de salida de la turbina es controlada mediante este coeficiente, ya que los demás parámetros de la ecuación son constantes (ρ , A) o bien, incontrolables, como es el caso de v . Esto se logra mediante la modificación del ángulo de inclinación β y de la relación de velocidades.

Las aspas en una turbina eólica tienen un ángulo de inclinación o de ataque β , medido con respecto a la dirección del viento, como se muestra en la FIGURA NRO. 2.7.

¹La generación hidroeléctrica se da debido a los ciclos de evaporación del agua que permiten que se formen los ríos; así, la generación hidroeléctrica es también, indirectamente, una forma de generación solar.

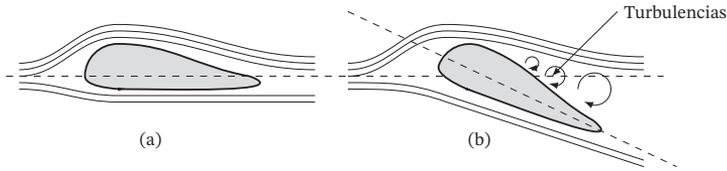


FIGURA NRO. 2.7. Efecto del ángulo de inclinación de un asa en una turbina eólica (a) sin ángulo de inclinación y (b) con un ángulo de inclinación.

El fenómeno físico que se muestra en la FIGURA NRO. 2.7 es similar al que se presenta con los alerones de un avión. Cuando el ángulo de ataque mayor a cero crea turbulencias en la parte posterior del asa, disminuye el valor del coeficiente de desempeño; de esta forma, la potencia activa se puede modificar para mantener la potencia deseada.

Adicionalmente, la potencia de salida está limitada por la velocidad del viento. A bajas velocidades del viento, la turbina se debe ajustar para extraer la máxima potencia disponible. Esto se logra modificando el torque y/o la velocidad de rotación de la máquina. La relación entre la velocidad del viento y la velocidad tangencial del las aspas define un parámetro λ dado por la ecuación 2.6.

$$\lambda = R \frac{\omega_m}{v} \quad (2.6)$$

En la ecuación anterior, R es el radio de las aspas, v es la velocidad del viento y ω_m es la velocidad angular medida en radianes mecánicos. El coeficiente de desempeño de la turbina depende del fabricante; no obstante, una relación ampliamente aceptada se presenta en la ecuación 2.7 [29].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) \cdot \exp\left(\frac{-18.4}{\lambda_i}\right) \quad (2.7)$$

De la ecuación anterior, se tiene 2.8.

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1} \quad (2.8)$$

La FIGURA NRO. 2.8 muestra el coeficiente de desempeño para diferentes valores de ángulo de ataque. Mediante una mezcla de acciones de control en las variables λ y β es posible obtener una curva de operación típica de las centrales eólicas, tal y como se muestra en la FIGURA NRO. 2.9.

Para velocidades bajas del viento, la potencia de salida es igual a cero. A partir de una velocidad mínima v_{inicio} , la turbina empieza a generar potencia, la cual se regula para modificar el torque eléctrico e indirectamente la velocidad de rotación de la máquina. La potencia de salida toma entonces la forma cúbica, dada por la ecuación 2.5 con $C_p =$

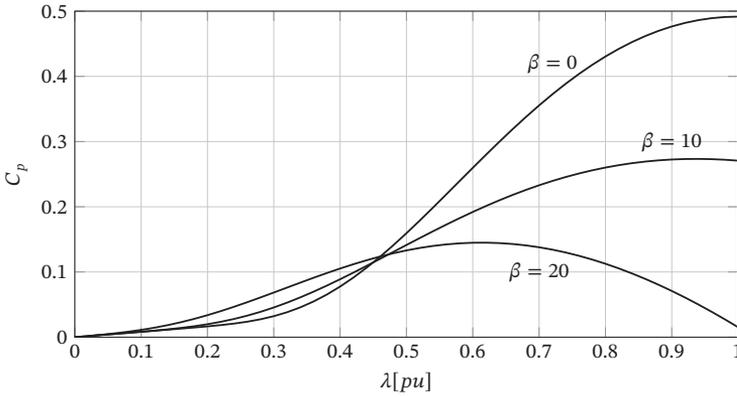


FIGURA NRO. 2.8. Coeficiente de desempeño versus λ para diferentes valores de β ($\lambda_{opt} = 1$ [pu]).

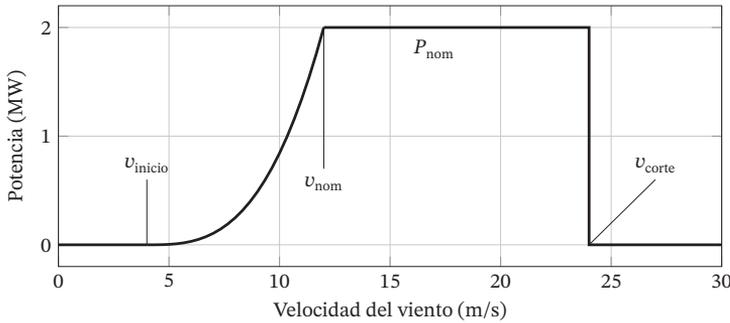


FIGURA NRO. 2.9. Curva de potencia típica para una turbina eólica de 2 MW.

C_{pmax} . El ángulo de inclinación se modifica a partir de la velocidad nominal y hasta una velocidad máxima v_{corte} . En este intervalo, la potencia puede mantenerse en su valor nominal. Finalmente, la turbina se bloquea mecánicamente para velocidades del viento superiores a v_{corte} .

El control del coeficiente λ se realiza modificando la velocidad de rotación de la turbina, ya que la velocidad del viento es una variable sobre la que no se tiene control. La turbina debe adaptarse a la velocidad del viento y para ello se pueden utilizar diferentes sistemas de conversión como se muestra en la FIGURA NRO. 2.10.

Una turbina tipo-A (o tipo-I) consiste en una máquina de inducción directamente conectada a la red. Este tipo de turbina es poco utilizada en la práctica debido a los problemas de estabilidad ampliamente reportados en la literatura [30]. En este tipo de turbinas no se tiene un control directo sobre λ y, por tanto, todo el control está basado

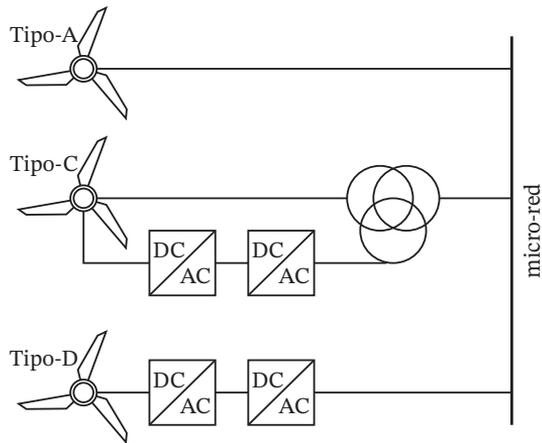


FIGURA NRO. 2.10. *Sistemas de conversión para turbinas eólicas.*

en β . Esta es una variable mecánica que produce una respuesta relativamente lenta en comparación con las demás configuraciones. Adicionalmente, las turbinas tipo-A requieren de un banco de capacitores para generar la potencia reactiva necesaria que magnetizaría la máquina. Estos capacitores pueden generar resonancias armónicas, sobre tensiones y problemas de estabilidad de tensión. En términos generales, las turbinas tipo-A no son normalmente recomendadas para aplicaciones en micro-redes.

Las turbinas tipo-C (o tipo-III) son máquinas de inducción doblemente alimentadas, en donde se tiene control de la velocidad de rotación mediante un convertidor conectado a los devanados del rotor². Las turbinas tipo-C son las más comunes en aplicaciones de alta potencia ya que el convertidor tiene una potencia usualmente inferior a la de la turbina y, por ende, su costo es relativamente bajo. El convertidor, en este caso, cumple una función similar que en el sistema de excitación de un generador síncrono convencional.

Las turbinas tipo-D son máquinas de inducción o bien máquinas síncronas de imanes permanentes. Estas se encuentran conectadas a la red mediante un convertidor de potencia. La configuración basada en máquina de imanes permanentes es cada vez más popular tanto en aplicaciones de alta tensión como en micro-redes, debido a sus ventajas de eficiencia y confiabilidad. Las máquinas de imanes permanentes evitan el uso de cambios mecánicos de velocidad y prácticamente reducen a cero las corrientes que circulan por el rotor y, de esta forma, se obtienen eficiencias superiores al 98% [31]. Debido a estas ventajas, es la opción más recomendable para aplicaciones de micro-redes.

²Un punto intermedio son las turbinas tipo-B en donde se tiene un control discreto sobre los devanados del rotor. Esta configuración ha sido prácticamente olvidada por los fabricantes ya que presenta muy pocas ventajas prácticas y, por tanto, no se discute en este trabajo.

Finalmente, es posible generar una potencia inferior a la potencia disponible del viento, modificando el ángulo de inclinación β . De esta forma, se puede obtener una cantidad de reserva rodante, tal y como se muestra en la FIGURA NRO. 2.11.

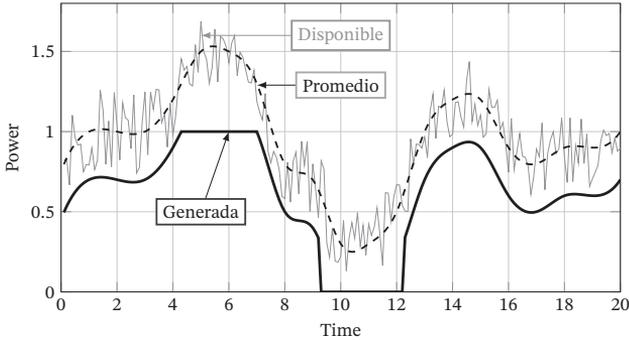


FIGURA NRO. 2.11. Esquema de operación con delta de potencia para garantizar reserva rodante.

2.3. Generación hidroeléctrica

Colombia posee un gran potencial de generación hidroeléctrica. Esto hace que resulte interesante integrar sistemas micro- y pequeñas centrales hidroeléctricas en una micro-red. En estos casos, se consideran centrales de pasada o «a filo de agua», las cuales carecen de embalse. Gracias a esto, la potencia generada es variable ya que el agua turbinada depende del caudal instantáneo del río.

En [32] se propone una clasificación de las centrales hidroeléctricas de acuerdo a su capacidad de generación, así: picocentrales (0.5 kW a 5 kW), microcentrales (5 kW y 50 kW), minicentrales (50 kW a 500 kW), pequeñas centrales hidroeléctricas (500 kW a 20 MW) y centrales hidroeléctricas (mayor a 20 MW). El diseño mecánico y civil de cada una de estas centrales se presenta de forma detallada en [33].

La potencia en una central hidroeléctrica se puede expresar por la ecuación 2.9, donde la variable ρ representa la densidad del agua, g es la aceleración de la gravedad, h es la caída líquida, q es el caudal turbinado y η es la eficiencia de la turbina. Esta última variable depende del tipo de turbina y de las condiciones operativas del sistema.

$$P = \rho g \eta h q \tag{2.9}$$

Desde el punto de vista eléctrico, la configuración más común, asociada a las micro-centrales de generación, consiste en una turbina Pelton o Francis, conectada a una máquina síncrona convencional. Las turbinas Pelton son altamente robustas y

comunes para caídas de más de 300 m, las tipo Francis se usan para caídas de hasta 360 m. No obstante, las micro-centrales de generación suelen tener caídas de menos de 50 m por lo que es mucho más adecuado el uso de turbina de propulsión, tales como la turbina Kaplan. No obstante, en [34] se sigue que en centrales hidroeléctricas de baja caída de agua pueden implementar turbinas Pelton, Francis o Kaplan, así como turbinas tubulares para caídas de hasta 15 m y bulbo en caídas de hasta 23 m. Las turbinas Kaplan son una tecnología altamente eficiente para bajar caídas; sin embargo, es aún costosa por lo que muchas de las instalaciones actuales utilizan tecnologías más convencionales como las Pelton o Francis [35].

Aunque la configuración convencional turbina más máquina síncrona se puede utilizar en el diseño de micro-redes, las investigaciones recientes han demostrado la ventaja de utilizar configuraciones que permitan una mayor eficiencia, adaptando la velocidad de rotación al caudal disponible, tal y como ocurre en las turbinas eólicas. En [36] se presenta una configuración de dos máquinas acopladas eléctrica y mecánicamente, en cuyo caso se usa una máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG), una máquina síncrona de imanes permanentes (PMSG) y una turbina Kaplan. Las máquinas se acoplan eléctricamente por medio de un convertidor AC/DC-DC/AC que permite el funcionamiento en velocidad variable, tal como se aprecia en la FIGURA NRO. 2.12.

La configuración anterior está diseñada para abastecer sistemas aislados, donde la máquina de imanes permanentes permite poner en operación al convertidor y, a su vez, excitar la máquina de inducción, la cual finalmente alimenta a la micro-red. De esta forma no se requiere un banco de capacitores en el lado de la red, pues la máquina y el convertidor pueden abastecer la potencia reactiva necesaria [37]. Esta no es la única configuración posible, ya que se pueden obtener configuraciones tipo-C y tipo-D, tal y como ocurre con las turbinas eólicas (ver FIGURA NRO. 2.10).

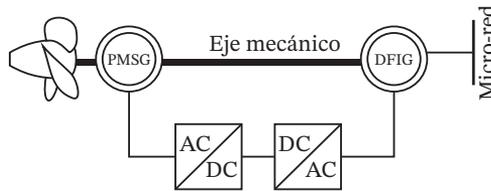


FIGURA NRO. 2.12. Microgeneración a filo de agua con dos máquinas rotativas.

El modelo básico de una turbina se puede encontrar en [38] y en [37]. En esta última referencia, se especifica un modelo de eficiencia para una turbina Kaplan modificada, como se muestra en la ecuación 2.10.

$$\eta = \frac{1}{2} \left(\frac{90}{\lambda_i} + q + 0.78 \right) \exp \left(\frac{-50}{\lambda_i} \right) (3.33q) \quad (2.10)$$

Para la ecuación anterior, se tiene que $\frac{1}{\lambda_i}$ se obtiene como se presenta en 2.11 y 2.12. A saber:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.089} - 0.035 \quad (2.11)$$

$$\lambda = \frac{RA\omega}{q} \quad (2.12)$$

La variable q representa el caudal en m^3/s , R es el radio de los álabes, A es el radio que barren las aspas y ω es la velocidad de rotación. La FIGURA NRO. 2.13 muestra la curva de eficiencia para diferentes valores de caudales.

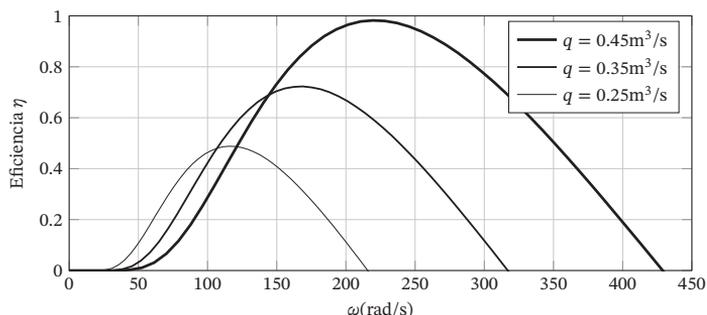


FIGURA NRO. 2.13. Curva de eficiencia para diferentes caudales en una turbina mini-Kaplan.

Tal y como ocurre en las turbinas eólicas, el punto de máxima eficiencia cambia con el caudal y la velocidad. Por tal razón, se justifica la utilización de un sistema de conversión de velocidad variable, de tal forma que se pueda alcanzar máxima eficiencia a medida que cambia el caudal.

2.4. Modelo genérico de fuentes renovables

En esta sección se propone un modelo genérico que representa la dinámica y operación de las fuentes renovables consideradas (*i.e.* solar, eólica e hidroeléctrica) de forma simplificada, tal como se presenta en la FIGURA NRO. ???. El recurso primario se modela tal y como se describe en el CAPÍTULO TRES, mientras que el sistema de conversión se representa mediante un modelo de potencia activa que determina el valor de referencia, asociado al convertidor que inyecta potencia a la red. El modelo detallado del convertidor del lado de la red será estudiado en un documento posterior, ya que está directamente relacionado con el control jerárquico de la micro-red.

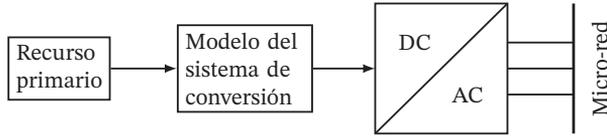


FIGURA NRO. 2.14. Modelo genérico de una fuente de energía renovable para estudios de micro-redes.

Los sistemas de conversión electromecánicos, asociados a la turbina eólica y a la micro-central hidroeléctrica, se pueden representar por un modelo de segundo orden, tal como el que se presenta en 2.13.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_E \quad (2.13)$$

Allí, P_E es la potencia eléctrica, la cual es directamente controlada mediante la corriente de eje en cuadratura del convertidor del lado de la máquina; P_M es la potencia mecánica, la cual presenta una relación no lineal dada por 2.5 para el caso del sistema eólico y 2.9 para el caso de la micro-central hidroeléctrica; el valor de H corresponde a la inercia del grupo turbina-generator; y finalmente, ω es la velocidad angular en por unidad.

La FIGURA NRO. 2.15 muestra el modelo genérico de los sistemas de conversión, asociados a turbinas eólicas tipo-D y a micro-centrales hidroeléctricas con turbina de reacción de velocidad variable. La variable del estado corresponde a la velocidad de rotación ω ; aunque la variable de salida, que sirve como referencia al convertidor del lado de la red, es la potencia eléctrica. El modelo considera la referencia del recurso primario (*velocidad* del viento para el caso de la turbina eólica y *caudal* para el caso de la turbina hidroeléctrica). El control interno, asociado al convertidor del lado de la máquina, se representa por un modelo de primer orden con constante τ y el algoritmo de máxima eficiencia se representa por el bloque MPPT.

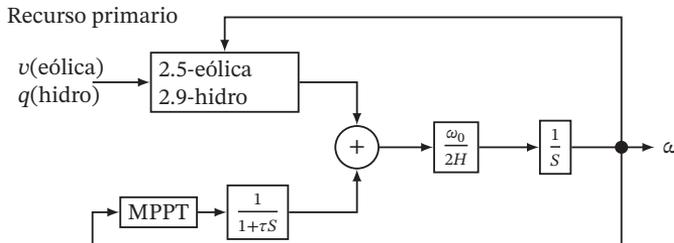


FIGURA NRO. 2.15. Modelo simplificado del recurso primario para sistemas eólicos e hidroeléctricos en micro-redes.

La FIGURA NRO. 2.16 muestra los resultados de potencia eléctrica y frecuencia para una turbina eólica de eje horizontal con velocidad del viento $v = 1$ y constante de inercia $H = 6$ s. La constante de tiempo del control interno es de $\tau = 0.01$. La frecuencia

de rotación inicia en $\omega = 0.8\text{pu}$ y cambia por la acción del algoritmo –seguido del punto de máxima potencia (MPPT) y de la dinámica del modelo– hasta alcanzar una potencia nominal en menos de un minuto. La simulación se reprodujo con varios valores de τ y se obtuvo un resultado similar. Dado lo anterior, se puede concluir que la constante de inercia no tiene mayor efecto en la dinámica del sistema. Los resultados son equivalentes para el caso de la micro-central de generación hidroeléctrica.

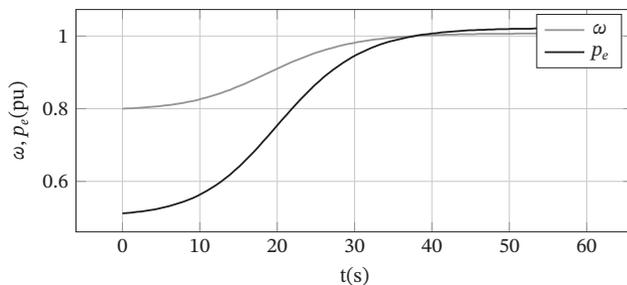


FIGURA NRO. 2.16. Resultados del modelo de potencia para una turbina eólica.

Finalmente, para el caso del sistema solar fotovoltaico, se utiliza un modelo de primer orden, asociado a la dinámica del convertidor DC/DC. La potencia de salida es proporcional a la radiación solar disponible y se determina según el algoritmo de MPPT.

3

CAPÍTULO
TRES

3. MODELIZADO DEL RECURSO PRIMARIO

A diferencia de los sistemas de generación convencionales, en donde la potencia generada es totalmente controlable, las fuentes de energía renovable no convencionales requieren adaptarse al recurso primario disponible. Este capítulo presenta el modelo del recurso primario para cada una de las tres tecnologías de generación estudiadas (eólica, solar e hidroeléctrica).

3.1. Disponibilidad de recurso primario en Colombia

Colombia tiene un gran potencial para la generación a partir de fuentes de energía renovable. En particular, se dispone de capacidad de generación eólica, solar-fotovoltaica, hidroeléctrica y biomasa, entre otras. El uso de dispositivos de electrónica de potencia es indispensable en el control de un sistema basado en fuentes no convencionales de energía renovable. Además, se debe tener en cuenta un modelo de control en tiempo real, así como una visión global y coordinada de los recursos de generación. La investigación alrededor de esta temática debe incluir diferentes aspectos

tales como los sistemas de potencia, la electrónica de potencia, la estabilidad y el control [39].

La FIGURA NRO. 3.1 muestra una comparación de los costos de inversión, operación y mantenimiento de diferentes tecnologías de generación. Se puede observar que el costo de inversión de las centrales termo-eléctricas es mucho más bajo en comparación con otras fuentes de generación. Sin embargo, el costo del combustible hace que un sistema puramente térmico sea menos rentable que un sistema con una matriz energética mas diversa. Los costos de operación y mantenimiento son similares en las tecnologías convencionales. En el caso de la generación eólica, los costos de operación y de mantenimiento se incrementan debido al entrenamiento de personal calificado que se requiere para operar esta tecnología.

Con respecto a la generación solar fotovoltaica, los costos de mantenimiento se incrementan debido al cambio de las baterías, las cuales tienen una vida útil limitada. Esta se deteriora en cada ciclo de carga-descarga.

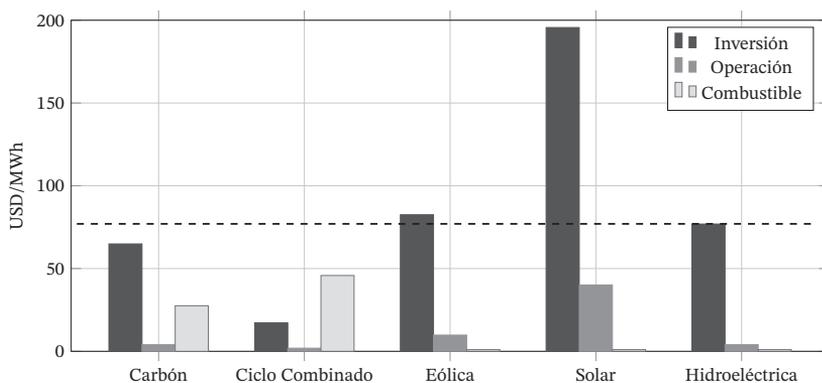


FIGURA NRO. 3.1. Costo de los diferentes tipos de generación.
Tomado de [40].

En la FIGURA NRO. 3.1 se puede observar que la generación eólica es altamente competitiva. Esta es una de las principales razones del vertiginoso crecimiento de la capacidad instalada en parques eólicos alrededor del mundo. En cuanto a la generación solar, los costos de instalación siguen siendo comparativamente altos, pero la tecnología empieza a ser competitiva.

En este capítulo, se presentarán algunos ejemplos para determinar el recurso solar y eólico considerando información proporcionada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM).

3.2. Incidencia de la variabilidad del recurso primario distribuido

En las últimas décadas, el sistema de suministro eléctrico ha sufrido cambios y esto ha incidido principalmente en la transformación de la matriz energética de cada país. Una de las causas principales consiste en la sustitución de las fuentes de generación, basadas en combustibles fósiles, por fuentes de energía renovable. Cabe añadir que esto es fundamental en la lucha contra el cambio climático.

La diversificación de la matriz energética con fuentes de energía renovable trae beneficios en materia de seguridad energética, y permite garantizar un suministro de energía de calidad y sostenible; tanto en el aspecto ambiental como en el económico.

Uno de los principales desafíos de esta generación renovable está relacionado con la variabilidad del recurso primario a partir del cual se produce la energía. Esto puede generar varias afectaciones, entre las que se encuentran la baja capacidad para despachar la cantidad de energía necesaria y obligar al re-despacho por medio de otra fuente de generación, la cual muy probablemente tenga un energético primario a base de combustible fósil.

Dada la penetración de fuentes no renovables basadas en el sol y el viento en la matriz energética, en la actualidad, es necesario desarrollar métodos de predicción del recurso primario para garantizar la estabilidad, eficiencia y seguridad en el sistema.

A partir de lo expuesto, en este capítulo se presentan estrategias para caracterizar la variabilidad del recurso eólico, solar e hídrico. La caracterización de estos recursos permite la predicción de los valores futuros y el desarrollo de herramientas, orientadas a los operadores, las cuales les permita mejorar la seguridad y la calidad en la red.

3.3. Variación del recurso solar y sus implicaciones

Una de las principales fuentes de energía que esta disponible en todo el mundo es el sol. Este recurso es utilizado por grandes centrales de generación y por comunidades en Zonas No Interconectadas (ZNI). En dichas ZNI, llevar la red convencional se presenta como un reto debido a dificultades económicas y geográficas [41].

Uno de los mayores inconvenientes a los que se enfrenta la generación de energía eléctrica basada en el sol consiste en que parte de la radiación solar que incide en la tierra se afecta por diferentes factores en la atmósfera tales como gases y aerosoles. Esto hace que sea una tecnología poco confiable y altamente dependiente de factores meteorológicos. De igual manera, la disponibilidad de este recurso no es constante pues existen cambios en la posición del sol con respecto a la tierra y además se debe considerar el índice de nubosidad de un lugar en específico. Debido a lo anterior, la implementación de energía solar fotovoltaica se enfrenta a grandes retos; entre ellos, aumentar su eficiencia para que sea competitiva frente a otras tecnologías; además,

la variación de la radiación incidente sobre la superficie terrestre representa una gran incertidumbre en la determinación de la potencia que se puede generar en cada instante de tiempo [42].

La variación de la radiación solar en Colombia está influenciada por la variabilidad climática: fenómenos de sequía, como el Niño (que se presenta de forma periódica por el calentamiento del océano pacífico), y el fenómeno de lluvias, como la Niña (se presenta cuando hay una disminución de la temperatura en el océano) [43].

De acuerdo con los datos presentados por el IDEAM Colombia, se aprecia un gran potencial de radiación solar en regiones como Riohacha, Barranquilla y Valledupar con un promedio de 5.0 a 5.5 kWh/m² anuales. La diversidad climática de Colombia permite determinar características claves en cuanto a la distribución de la temperatura y la humedad del aire. Así, las temperaturas medias anuales por encima de 24 °C cubren cerca del 70 % del área total del país y superiores a los 28 °C en zonas como el Valle del Magdalena a la altura de Huila y Tolima, con fluctuaciones de 2 °C en algunas regiones del país. En términos de humedad, esta se encuentra por encima del 60 %, mientras que en la región del Pacífico colombiano se encuentra entre 85 % y 95 % [44]. Las variables climáticas, como la temperatura y humedad, son de gran importancia para la predicción de la irradiancia puesto que están directamente relacionadas con la cantidad de radiación y su incidencia sobre la tierra.

3.3.1. Estimación de recurso solar disponible

Para la estimación de la radiación total incidente sobre una superficie es necesario tener en cuenta la cantidad de radiación difusa, reflejada, global y directa. El piranómetro permite medir los valores de energía disponible, incidente sobre una superficie horizontal. En esta la interacción de la radiación solar y la superficie terrestre se consideran a partir de la ecuación de la conservación de la energía 3.1.

$$IE_{in} = IE_{re} + E_A + E_G \quad (3.1)$$

Donde:

IE_{in} es la densidad de flujo de la radiación solar que incide sobre la atmósfera.

IE_{re} es la densidad de flujo de la radiación solar que emerge sobre la atmósfera.

E_A es la fracción de IE_{in} absorbida por la atmósfera.

E_G es la fracción de IE_{re} absorbida por la superficie terrestre.

De esta manera IE_{in} es la función del ángulo cenital solar y de la distancia de la

tierra al sol. Esta se puede obtener mediante la ecuación 3.2.

$$IE = F_o \cdot \frac{r_o}{r} \cos \theta \quad (3.2)$$

Donde $F_o \approx 1367 \text{W/m}^2$, r y $r_o \approx 1.495979 \times 10^8$, es decir, la medida y actual distancia tierra-sol, y θ es el ángulo cenital solar [42].

Otros factores con mayor relevancia para la predicción de la irradiancia solar son la nubosidad, el vapor de agua o las partículas de hiezo [45, 46]. Existen métodos estadísticos basados en regresiones lineales que incluyen estas variables para obtener un valor más aproximado de la radiación incidente sobre la superficie terrestre.

3.3.2. Regresión lineal Ångström-Prescott

Uno de los primeros algoritmos aplicados para la predicción de la radiación solar global es el modelo de Ångström, propuesto en 1924 y posteriormente apoyado por Prescott en 1940. Este modelo describe la relación entre la atmósfera despejada y la radiación solar a partir de la ecuación 3.3.

$$\frac{H}{H_c} = a + b \left(\frac{n}{N} \right) \quad (3.3)$$

Donde H es el promedio mensual de radiación global diaria ($\text{Whm}^2/\text{día}$); H_c , el promedio mensual de radiación solar diaria en un cielo despejado ($\text{Whm}^2/\text{día}$); n , el promedio mensual diario de la duración de brillo solar en horas; y finalmente, N , el promedio mensual posible de duración de brillo solar. Los términos a y b son constantes [47, 48].

Uno de los grandes problemas en el desarrollo de la estimación de Ångström-Prescott radica en que se debe medir una gran cantidad de variables, por lo que existen dificultades en la obtención de algunos parámetros tales como $\frac{H}{H_c}$. Dado lo anterior, se ha optado por el desarrollo de modelos matemáticos que permitan generalizar estos parámetros a partir de la geometría solar y la latitud de la locación. Así, se modifica la ecuación 3.3 en la ecuación 3.4.

$$\frac{H}{H_o} = a + b \left(\frac{n}{N} \right) \quad (3.4)$$

Donde H es el promedio mensual de radiación global diaria en W/m^2 ; H_o representa el promedio mensual de radiación solar extraterrestre; n es la duración del día; y N , la máxima duración de brillo solar posible, expresada en la ecuación 3.5. A partir de lo anterior, la radiación solar extraterrestre se puede calcular a partir de la ecuación 3.6.

$$N = \frac{2 \cdot \omega}{15} \quad (3.5)$$

$$H_o = \left(\frac{T}{\pi}\right) \cdot I_o \cdot E_o \left[-\left(\frac{\pi}{180}\right) (\omega_s \cdot \text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta)) - (\cos(\phi) \cos(\delta) \text{sen}(\omega_s)) \right] \quad (3.6)$$

Donde T es la longitud del día (24 horas); I_o , la constante solar correspondiente a 1367 W/m^2 ; E_o , el factor de excentricidad; ω_s , el ángulo de salida del sol; ϕ , la latitud del lugar; y finalmente, δ , la declinación solar.

a. Factor de excentricidad

El factor de excentricidad (E_o) hace referencia al promedio de la distancia de la tierra al sol durante todo un año (r_o) con respecto a la distancia de la tierra al sol en una época específica del año (r). Dicho factor se expresa en la ecuación 3.7.

$$E_o = \left(\frac{r_o}{r}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360d_n}{365}\right) \quad (3.7)$$

En la ecuación anterior, la variable d_n corresponde a un día del año en específico, donde el primero de enero es el día 1 y el 31 de diciembre corresponde al día 365.

b. Ángulo de salida del sol

El ángulo de salida del sol depende del lugar de la tierra bajo análisis, la declinación solar del lugar en una época del año δ y la latitud del lugar ϕ , tal como se describe en la ecuación 3.8.

$$\omega_s = -\arccos(-\tan \delta \tan \phi) \quad (3.8)$$

c. Declinación solar

La declinación solar se define como el ángulo que se genera entre el plano del Ecuador y la línea que se forma del centro del sol al centro de la tierra. Este ángulo varía de acuerdo con el día del año por lo que se describe a partir de la ecuación 3.9.

$$\delta = 23.54^\circ \text{sen} \left[\frac{360(d_n + 284)}{365} \right] \quad (3.9)$$

3.3.3. Ejemplo de aplicación: radiación solar en Bogotá

Para conocer el valor aproximado de radiación solar en Bogotá y aplicar el modelo descrito a partir de la ecuación 3.4, se requieren datos geográficos de la zona. De esta naturaleza, cabe mencionar que variables como la longitud y latitud son esenciales para el desarrollo del mismo. Por ejemplo, para Bogotá, según datos del año 2018, las coordenadas geográficas corresponden a una latitud = $4,571^\circ$ y longitud = -74.2973° .

Inicialmente, dadas la dependencia de la ecuación 3.6 y las variables externas (como el factor de excentricidad y el ángulo de salida del sol), estas variables se calculan a partir de las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9. Los resultados se muestran en la TABLA NRO. 3.1.

Mes	Excentricidad (E_o)	Ángulo de salida (ω_s)
Enero	1.0314	-88.2433
Febrero	1.0232	-88.9078
Marzo	1.0090	-89.8071
Abril	0.9921	-90.7348
Mayo	0.9773	-91.5670
Junio	0.9686	-91.9602
Julio	0.9684	-91.9758
Agosto	0.9769	-91.0989
Septiembre	0.9915	-90.1623
Octubre	1.0085	-89.1920
Noviembre	1.0231	-88.3948
Diciembre	1.0315	-88.0971

TABLA NRO. 3.1. Promedio mensual del factor de excentricidad y el ángulo de salida.

La variable ángulo de salida del sol cambia dependiendo del día del año, de acuerdo con la ecuación 3.9. En la TABLA NRO. 3.2 (siguiente página) se muestran los valores calculados del ángulo de declinación solar para los meses de enero, julio y diciembre. Se consideraron esos meses para tener una muestra de diferentes épocas del año y poder expandir la aproximación a otras geografías. Allí, se observa un comportamiento homogéneo de los datos diarios sin fuertes cambios en la declinación entre dos días del mismo mes. Este resultado es típico de las zonas tropicales, incluso en ciudades de gran altitud como Bogotá. Sin embargo, la variación entre un mes y otro sí puede ser significativa, con valores negativos en enero y diciembre (meses más cercanos al solsticio de invierno) y valores positivos en julio (mes más cercano al solsticio de verano). Desde luego, el efecto de las estaciones no es visible en el trópico, pero sí se pueden observar variaciones en el ángulo de inclinación solar, las cuales deben ser consideradas, en promedio, en el modelo del recurso primario.

A partir de los datos obtenidos en las tablas 3.1 y 3.2, se calcula la radiación extraterrestre en Bogotá –mediante la ecuación 3.6– para los meses de enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre. Este análisis se puede extender a cualquier posición geográfica seleccionando de manera adecuada los meses que muestren la variación de este parámetro. Los resultados obtenidos se presentan en la TABLA NRO. 3.3.

A partir de lo expuesto en esta sección, se aplica la regresión con los valores de H (la irradiación diaria de la base de datos), H_o corresponde a la irradiación calculada en la TABLA NRO. 3.3, N es el promedio de horas-sol a partir de la ecuación 3.5 y n es el promedio diario de duración de brillo solar, obtenida de la base de datos descrita en la sección anterior. Como resultado, se obtienen los parámetros para las doce ecuaciones

Día	Enero	Día	Julio	Día	Diciembre
1	-23.099	182	23.209	335	-22.192
2	-23.018	183	23.138	336	-22.324
3	-22.930	184	23.060	337	-22.449
4	-22.835	185	22.975	338	-22.568
5	-22.733	186	22.883	339	-22.680
6	-22.625	187	22.785	340	-22.785
7	-22.509	188	22.680	341	-22.883
8	-22.388	189	22.568	342	-22.975
9	-22.259	190	22.449	343	-23.060
10	-22.124	191	22.324	344	-23.138
11	-21.982	192	22.192	345	-23.209
12	-21.834	193	22.054	346	-23.273
13	-21.679	194	21.909	347	-23.331
14	-21.518	195	21.758	348	-23.381
15	-21.351	196	21.599	349	-23.424
16	-21.177	197	21.435	350	-23.461
17	-20.997	198	21.265	351	-23.491
18	-20.811	199	21.088	352	-23.513
19	-20.618	200	20.905	353	-23.529
20	-20.419	201	20.715	354	-23.538
21	-20.215	202	20.519	355	-23.539
22	-20.004	203	20.318	356	-23.534
23	-19.788	204	20.110	357	-23.5223
24	-19.565	205	19.897	358	-23.503
25	-19.337	206	19.677	359	-23.477
26	-19.103	207	19.452	360	-23.443
27	-18.864	208	19.221	361	-23.403
28	-18.618	209	18.984	362	-23.356
29	-18.368	210	18.742	363	-23.303
30	-18.112	211	18.494	364	-23.242
31	-17.850	212	18.240	365	-23.174

TABLA NRO. 3.2. *Ángulo de declinación solar para los meses de enero, julio y diciembre.*

Día	Enero	Marzo	Mayo	Julio	Septiembre	Noviembre
1	9362.2	10 280.4	10 231.1	9759.2	10 323.0	9850.2
2	9369.8	10 294.1	10 218.3	9762.6	10 328.5	9833.0
3	9377.9	10 307.4	10 205.5	9766.4	10 333.7	9815.9
4	9386.6	10 320.3	10 192.6	9770.7	10 338.5	9798.8
5	9395.7	10 332.8	10 179.5	9775.3	10 342.8	9781.7
6	9405.4	10 344.8	10 166.5	9729.9	10 346.6	9764.7
7	9415.6	10 356.4	10 153.3	9785.8	10 350.0	9747.7
8	9426.3	10 367.5	10 140.1	9791.6	10 353.0	9730.9
9	9437.5	10 378.1	10 126.9	9797.8	10 355.5	9714.1
10	9449.1	10 388.2	10 113.7	9804.3	10 357.5	9697.5
11	9461.2	10 397.9	10 100.5	9811.2	10 359.1	9681.0
12	9473.7	10 407.0	10 087.3	9818.4	10 360.1	9664.6
13	9486.7	10 415.7	10 074.2	9826.0	10 360.7	9648.5
14	9500.1	10 423.8	10 061.2	9833.9	10 360.8	9632.5
15	9513.9	10 431.4	10 048.2	9842.1	10 360.3	9616.8
16	9528.1	10 438.5	10 035.3	9850.6	10 359.4	9601.3
17	9542.7	10 445.0	10 022.6	9859.3	10 358.0	9586.1
18	9557.6	10 451.0	10 009.9	9868.4	10 356.1	9571.1
19	9572.9	10 456.5	9997.5	9877.7	10 353.6	9556.4
20	9588.5	10 461.4	9985.1	9887.3	10 350.7	9542.0
21	9604.5	10 465.8	9973.0	9897.1	10 347.2	9527.9
22	9620.7	10 469.6	9961.0	9907.2	10 343.3	9514.2
23	9637.2	10 472.9	9949.3	9917.4	10 338.8	9500.8
24	9654.0	10 475.6	9937.7	9927.9	10 333.9	9487.8
25	9671.1	10 477.8	9926.4	9938.5	10 328.4	9475.1
26	9688.3	10 479.5	9915.4	9949.3	10 322.4	9462.8
27	9705.8	10 480.6	9904.6	9960.3	10 316.0	9451.0
28	9723.5	10 481.1	9894.0	9971.4	10 309.0	9439.5
29	9741.4	10 481.1	9883.8	9982.6	10 301.6	9428.5
30	9759.4	10 480.6	9873.9	9993.9	10 293.7	9418.0
31	9777.6	10 479.5	9864.2	10 005.3	-	-

TABLA NRO. 3.3. Radiación extraterrestre del año 2018 por meses intermedios.

características; una para cada mes del año 2018, como lo muestra la TABLA NRO. 3.4.

Mes	<i>a</i>	<i>b</i>
Enero	0.2875	0.3017
Febrero	0.5331	0.1799
Marzo	0.1728	0.4832
Abril	0.7791	0.0150
Mayo	0.6959	0.1156
Junio	0.4926	0.2100
Julio	0.8500	0.1201
Agosto	0.8413	0.1316
Septiembre	0.4615	0.2230
Octubre	0.8774	0.0715
Noviembre	0.6630	0.1517
Diciembre	0.2370	0.3850

TABLA NRO. 3.4. Variables por mes del año 2018.

Las ecuaciones obtenidas a partir de la regresión lineal realizada entre los datos $\frac{H}{H_o}$ y $\frac{n}{N}$ permiten tener una predicción preliminar del comportamiento de la irradiación en los distintos meses. A manera de ejemplo, en la FIGURA NRO. 3.2, se muestra el resultado para el mes de febrero.

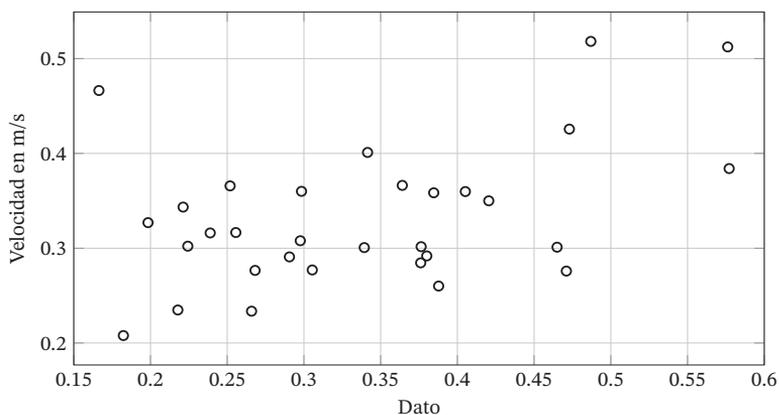


FIGURA NRO. 3.2. Comportamiento datos mes de febrero.

3.4. Variación del recurso eólico

El viento es el desplazamiento del aire a través de la superficie y se produce por la variación de la presión atmosférica en el globo terrestre. Este diferencial de presión se debe a diferentes temperaturas, causadas por la rotación del planeta; por esto, el sol no puede calentar homogéneamente la tierra, con lo cual se tienen diferentes densidades de aire. Como consecuencia de lo anterior, el aire se mueve buscando un equilibrio o compensando esas diferencias [49].

El viento, al ser producto de las diferencias de presión en el globo terrestre, se encuentra también sujeto a la variación del clima. Dependiendo del clima, se tendrá mayor o menor cantidad de este recurso. Esto lleva a una intermitencia en diferentes escalas de tiempo, lo cual influye sobre la disponibilidad del viento para la producción de energía.

El suministro de energía se encuentra ligado a las fluctuaciones del viento. Esto ha llevado a que la variabilidad y la intermitencia de la generación eólica configuren nuevos desafíos para la planificación y operación de sistemas de energía interconectados con una alta penetración de parques eólicos conectados a la red [50].

3.4.1. Energía eólica

La energía eólica está asociada con la energía cinética que contiene el viento, la cual se transforma en energía mecánica o eléctrica. A lo largo de la historia, se ha utilizado la energía cinética del viento para el bienestar de la humanidad: mover barcos de vela o molinos de viento, el bombeo de agua o moler granos [49]. La energía eólica se convierte en energía eléctrica utilizando los aerogeneradores, los cuales pueden clasificarse por la orientación de sus palas. Actualmente, aquellos más usados corresponden a los de eje horizontal.

Los principales componentes de un aerogenerador son: el rotor (sistema de captación de viento), la caja de engranajes (multiplicadora) y el generador eléctrico [51]. Las palas del rotor se mueven por la fuerza del viento y lo transforman en energía mecánica que moverá un eje para transmitir su potencia al multiplicador. Este, por medio de un sistema de engranajes, logra que un segundo eje –conectado al generador– se mueva con una velocidad de giro de hasta 80 veces la del primer eje. De esta manera, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

3.4.2. Modelizado mediante distribución de Weibull

La distribución de Weibull es una distribución versátil que se puede utilizar para modelar una amplia gama de aplicaciones en ingeniería; para la investigación médica, el control de calidad, las finanzas y la climatología. La distribución de Weibull contiene

un modelo que generaliza el modelo exponencial y está definido por los parámetros de forma y escala.

El éxito de la aplicación de esta distribución se debe, en gran medida, a sus dos parámetros adaptables. Estos proporcionan una gran flexibilidad para ajustar la función de distribución a valores medidos con diferentes comportamientos [52]. Cuando se aplica la distribución de Weibull al caso de energía eólica, los parámetros de umbral y forma dependerán de la distribución y de los datos. El parámetro de forma define la asimetría de la distribución, además del parámetro de escala relacionado con los datos promedio de velocidad del viento [53].

La función de distribución acumulada, en donde k es un factor adimensional y c se define en m/s, está dada por 3.10.

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \tag{3.10}$$

La función de probabilidad está dada por 3.11.

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{3.11}$$

En la FIGURA NRO. 3.3 se presentan las funciones de distribución acumulada y de probabilidad para el caso de la distribución Weibull con $k = 2$ y $c = 10$.

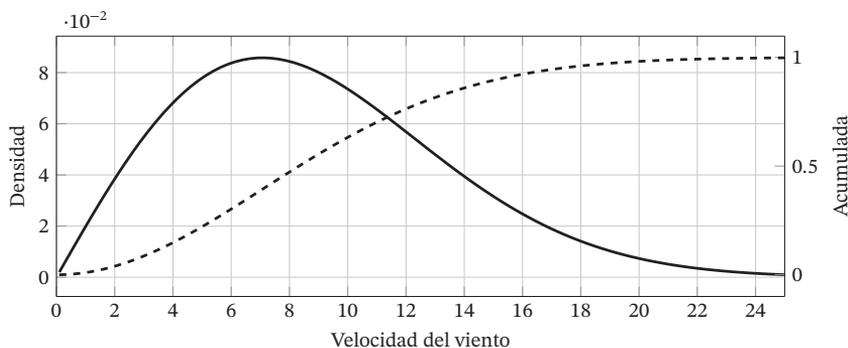


FIGURA NRO. 3.3. Curvas de densidad de probabilidad (eje izquierdo, línea sólida) y densidad acumulada (eje derecho, línea punteada).

Para determinar el valor numérico de los parámetros, se debe realizar la reducción a partir de métodos analíticos o computacionales; por ejemplo, se puede utilizar una regresión. En el trabajo realizado por [54], se halla el valor de los parámetros de Weibull a partir del método lineal de mínimos cuadrados o LLSM (Linear Least Square Method).

Con base en un histograma construido a partir de algunos datos de una estación meteorológica y el uso de LLSM, se obtienen dos expresiones para hallar el valor de los parámetros mediante estadística descriptiva, a saber: su clase, y la frecuencia relativa o acumulada.

3.4.3. Estimación de los parámetros del modelo de Weibull

Para la reducción y análisis de Weibull se propone la utilización del método de estimación de máxima verosimilitud. Este se emplea para analizar la admisibilidad de diferentes parámetros respecto a un grupo de datos. En este caso, se utiliza la verosimilitud ya que este método se considera asintóticamente eficiente, es decir, no tiene una gran varianza en sus resultados; además, es un estimador consistente, ya que con un gran número de datos se comporta de la misma manera que con pocos datos y siempre tiende a contener el valor del parámetro [55].

Si solo se tiene en cuenta la función de verosimilitud, se considera lo siguiente: sea x_1, \dots, x_n una muestra de alguna población o grupo de datos que se denota como X , entonces este tiene una función de probabilidad o función de densidad de probabilidad P_θ o f_θ para un valor de θ . Para cada muestra x de los conjuntos de la muestra de la población o grupo de datos X , constituida por x_1, \dots, x_n , la función de verosimilitud se define como la función conjunta de probabilidad de X , evaluada en x x_1, \dots, x_n . De esta forma, se posibilita que la verosimilitud $L(\theta)$ sea discreta o continua [56].

Con la función de probabilidad se analiza si X es discreta, como se muestra en 3.12 y 3.13.

$$L(\theta) = L(x_1, \dots, x_n; \theta) = P_\theta(X_1 = x_1, \dots, X_n = x_n) \quad (3.12)$$

$$L(\theta) = \prod_{i=1}^n P_\theta(x_i) \quad (3.13)$$

Con la función de densidad de probabilidad se analiza si X es continua. Esta expresión viene dada por 3.14 y 3.15.

$$L(\theta) = L(x_1, \dots, x_n; \theta) = f_\theta(x_1, \dots, x_n) \quad (3.14)$$

$$L(\theta) = \prod_{i=1}^n f_\theta(x_i) \quad (3.15)$$

En la notación de $L(\theta)$, la variable L es una función que depende únicamente de θ y no de x . La variable θ puede ser un escalar o un vector, según el caso. Así, en la función de probabilidad y de densidad, el subíndice indica que dicha función depende del valor de este parámetro.

La estimación de máxima verosimilitud de θ es $\hat{\theta}$. Por otra parte, para el caso continuo, se presenta 3.16, a saber:

$$\max_{\theta} L(x_1, \dots, x_n; \theta) = L(x_1, \dots, x_n; \bar{\theta}) \quad (3.16)$$

De la misma manera que en el caso de la función de verosimilitud, el estimador tiene el valor máximo de X , evaluada en x . Para su maximización, se debe utilizar la siguiente función de soporte 3.17:

$$l(\theta) = \ln \{L(\theta)\} \quad (3.17)$$

Para una muestra particular, se puede decir que $\bar{\theta}$ es un valor para θ que busca maximizar L , con lo que se infiere 3.18.

$$\frac{\partial l(\theta)}{\partial \theta} = \frac{\partial \ln \{L(\theta)\}}{\partial \theta} = 0 \quad (3.18)$$

3.4.4. Estimador de máxima verosimilitud (EMV)

A partir de la ecuación 3.15 y con el supuesto presentado en la ecuación 3.18, se toma la función de distribución de probabilidad de Weibull de la ecuación 3.11. Luego, se aplica la función de verosimilitud, considerando las muestras particulares x_1, \dots, x_n junto con los parámetros de forma k y escala c [57], tal como se presenta en 3.19.

$$L(x_1, \dots, x_n, l, c) = \prod_{i=1}^n f(v_i) \quad (3.19)$$

Para esta caso, v representa a x_i , tal como se presenta en 3.20.

$$L(x_1, \dots, x_n, l, c) = \prod_{i=1}^n f(x_i) = \prod_{i=1}^n \frac{k}{c} \left(\frac{x_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x_i}{c}\right)^k} \quad (3.20)$$

Para la ecuación anterior, los valores de las muestras particulares corresponden a los datos de las velocidades del viento, medidos por la estación meteorológica.

Para utilizar el estimador de máxima verosimilitud se utilizan dos derivadas parciales; una, para el factor de parámetro k ; y otra, para el parámetro de escala c . Estas derivadas están dadas por sumatorias en función de los demás parámetros de la ecuación 3.20. Si se deriva la 3.20 en función de c , se obtiene 3.21 y 3.22.

$$\frac{\partial \{\ln(L)\}}{\partial c} = 0 \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial\{\ln(L)\}}{\partial c} = -\frac{n}{c} + \frac{1}{c^2} \sum_{i=1}^n x_i^k \quad (3.22)$$

A partir de lo anterior, la máxima verosimilitud para este parámetro está dada por 3.23.

$$-\frac{n}{c} + \frac{1}{c^2} \sum_{i=1}^n x_i^k = 0 \quad (3.23)$$

Subsiguientemente, si se deriva 3.20 en función de \mathbf{k} , se obtiene 3.24 y 3.25, a saber:

$$\frac{\partial\{\ln(L)\}}{\partial k} = 0 \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial\{\ln(L)\}}{\partial k} = \frac{n}{k} + \sum_{i=1}^n \ln(x_i) - \frac{1}{c} \sum_{i=1}^n x_i^k \ln(x_i) \quad (3.25)$$

A partir de lo anterior, la máxima verosimilitud para este caso se obtiene por 3.26.

$$\frac{n}{k} + \sum_{i=1}^n \ln(x_i) - \frac{1}{c} \sum_{i=1}^n x_i^k \ln(x_i) = 0 \quad (3.26)$$

A partir de 3.23 y 3.26 se obtiene c , tal y como se presenta en 3.27.

$$\frac{\sum_{i=1}^n x_i^k \ln(x_i)}{\sum_{i=1}^n x_i^k} - \frac{1}{k} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i) = 0 \quad (3.27)$$

La ecuación 3.27 se puede utilizar para determinar el valor del parámetro k . No obstante, para esto, se requiere un método de solución de ecuaciones no lineales [57].

En este caso, se selecciona el método de Newton-Raphson, el cual es un método iterativo que selecciona un punto inicial como aproximación a la raíz para estimar el valor de la función que se quiere resolver en ese punto inicial. Dado lo anterior, se tiene 3.28 [58].

$$x_{(n+1)} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3.28)$$

En la anterior ecuación, $x_{(n+1)}$ es el valor obtenido de la iteración presente y x_n el valor del punto inicial para estimar la raíz de la función. La particularidad consiste en que el valor x_n se actualiza con el valor obtenido para $x_{(n+1)}$ en la siguiente iteración. De esta manera, se halla la raíz. El método generalmente converge rápidamente en una solución, pero también diverge en algunos casos.

Para determinar el valor del parámetro k , se debe encontrar la derivada de la función que se presenta en 3.27; una vez determinado su valor, se reemplaza en la ecuación 3.23.

3.4.5. Ejemplo de aplicación distribución de Weibull

Los datos para la aplicación de la función de la distribución de Weibull provienen de la base de datos abierta del IDEAM. Allí, los datos de viento y temperatura corresponden a los de un año, en un periodo que va desde el 6 de agosto de 2018 hasta el 6 de agosto de 2019.

Las velocidades del viento (en m/s) fueron tomadas cada 10 minutos para un vector de 144 datos; los datos de temperatura están expresados en °C y ambos tipos de datos corresponden a los disponibles con mayor frecuencia de captación. Se utilizan 52 704 datos de velocidad del viento para un periodo de un año, entre los que se tiene una variación de la velocidad del viento desde valores cercanos a 0 m/s, hasta cerca de los 10 m/s. La media de la velocidad se sitúa en 1.64 m/s. El comportamiento de la velocidad del viento que se presenta en la FIGURA NRO. 3.4 pertenece al intervalo que va desde el 6 de agosto de 2018 al 6 de octubre de 2018. A su vez, en la FIGURA NRO. 3.5, se presenta la variación para los primeros 288 datos, es decir, aquella perteneciente a los primeros 2 días de la base de datos.

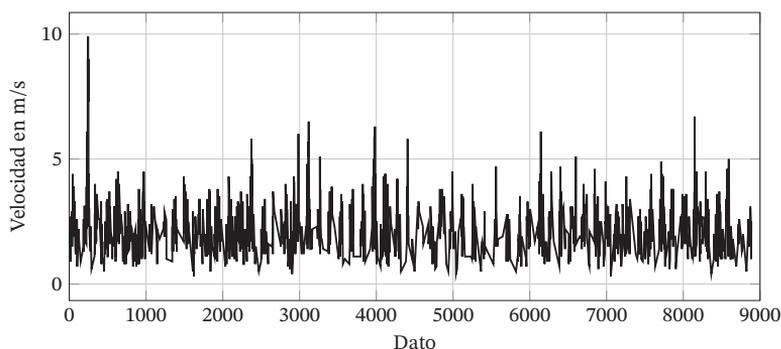


FIGURA NRO. 3.4. Variación de la velocidad del viento para dos meses.
Datos tomados desde 06/08/2018 hasta 06/10/2018.

Mediante la distribución de Weibull se obtiene un único valor de velocidad del

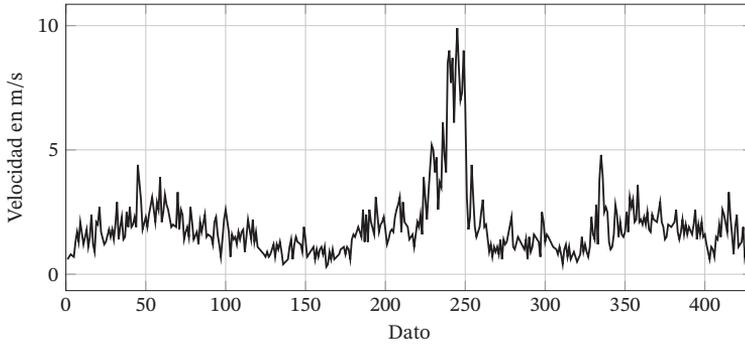


FIGURA NRO. 3.5. Variación de la velocidad del viento para dos días.
Datos tomados desde 06/08/2018 hasta 08/08/2018.

viento por día. Este valor corresponde a la velocidad que se presenta con mayor probabilidad. Mediante la utilización de la distribución de Weibull para caracterizar los datos que corresponden a toda la base de datos de un año se obtienen los resultados que se presentan en la FIGURA NRO. 3.6.

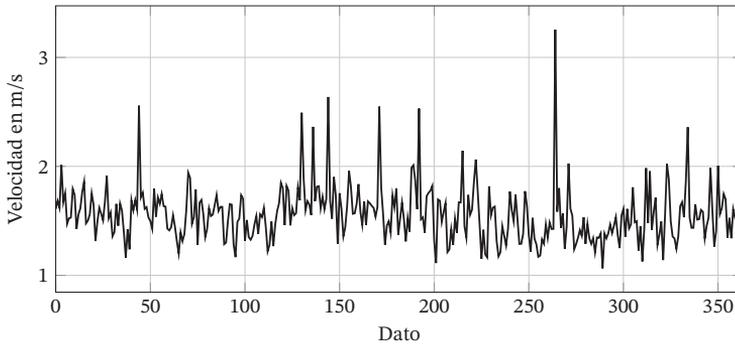


FIGURA NRO. 3.6. Aplicación del modelo de distribución de Weibull para la base de datos completa.

En la TABLA NRO. 3.5 se presenta el valor de los parámetros que definen la distribución en los días elegidos para el análisis. Los parámetros son dos: el de forma k la cual define la asimetría de la distribución, y el de escala c el cual pertenece a la velocidad en m/s. La velocidad del viento que se obtiene con el parámetro c corresponde al valor que tiene más probabilidad de presentarse durante un lapso de tiempo definido –para este caso–, un día.

A partir de los valores obtenidos en el parámetro de escala c (relacionado con las velocidades en m/s que tienen mayor probabilidad de ocurrencia en el día), se puede

Día	k	c (m/s)
06/08/2018	1.01	1.70
07/08/2018	0.64	1.61
08/08/2018	0.99	1.68
09/08/2018	0.95	1.62
10/08/2018	1.05	2.01
11/08/2018	1.08	1.67
12/08/2018	0.97	1.75
13/08/2018	0.95	1.47
14/08/2018	1.04	1.52
15/08/2018	0.96	1.53

TABLA NRO. 3.5. Valor de los parámetros de forma (k) y escala (c) para los primeros 10 días.

realizar otro análisis para comparar las velocidades máxima y mínima en la estación meteorológica, al igual que con el valor promedio de los datos para cada día. Esta comparación se muestra en la TABLA NRO. 3.6.

Día	Weibull	Max	Mín	Promedio
06/08/2018	1.70	4.4	0.004	1.46
07/08/2018	1.61	9.9	0.003	2.33
08/08/2018	1.68	4.8	0.004	1.52
09/08/2018	1.62	3.8	0.005	1.79
10/08/2018	2.01	4.5	0.005	1.68
11/08/2018	1.67	3.2	0.007	1.51
12/08/2018	1.75	4.5	0.006	1.86
13/08/2018	1.47	3.6	0.003	1.51
14/08/2018	1.52	3.6	0.005	1.47
15/08/2018	1.53	3.5	0.004	1.69

TABLA NRO. 3.6. Comparación de velocidades para los primeros diez días.

3.5. Predicción de caudal en centrales hidroeléctricas

En condiciones favorables, los sistemas hidroeléctricos a pequeña escala pueden ser la más económica y confiable de todas las tecnologías de conversión de energía. La alta densidad del agua (más de 800 veces la del aire) permite que las hidro-turbinas se puedan diseñar en tamaños pequeños y sean de fácil adecuación. Los sistemas de energía hidráulica con capacidades menores a los 10 MW se pueden clasificar como Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) [59].

Los sistemas de energía hidráulica se diseñan para hacer uso del recurso primario

proveniente de agua de los ríos o embalses. Sin embargo, los suministros de agua del embalse requieren una obra civil compleja –como una presa–, mientras que los sistemas de riachuelo dependen del flujo natural del agua. Debido a que los sistemas de escorrentía de ríos no almacenan agua, requieren obras civiles menos costosas. Finalmente, la mayoría de las PCH en aplicaciones fuera red utilizan suministros de agua provenientes de ríos o pequeñas fuentes hídricas.

El estudio hidrológico en este tipo de sistemas es fundamental para determinar parámetros como la potencia y la energía. Estos son necesarios para el funcionamiento correcto de una PCH en un período de tiempo definido. La información hidrológica de caudales medios y la probabilidad de ocurrencia de ellos permiten determinar el caudal de diseño, el caudal máximo y su período de retorno [60].

3.5.1. Balance hídrico

El estudio del balance hídrico se fundamenta en la aplicación del principio de conservación de masas de agua (también conocido como ecuación de la continuidad). Este método de medición permite el análisis la entrada y salida de agua de un espacio territorial en un período de tiempo y posibilita la evaluación cuantitativa de los recursos de agua y sus modificaciones por influencia de las actividades del hombre. El principio de conservación de masa especifica que la diferencia entre los flujos de entradas y salidas a un volumen de control determinado debe ser equivalente al cambio en el almacenamiento en relación con el tiempo [61].

En Colombia, el balance hídrico es aplicable para cuencas mayores a 250 km². Esto ha arrojado resultados adecuados para calcular caudales medios anuales a partir de series históricas de mínimo 10 años de información, así como en cuencas instrumentadas. Sin embargo, tiene limitaciones para estimar la escorrentía en zonas donde el aporte de las aguas subterráneas al caudal base del drenaje es alto.

Normalmente, en la ecuación del balance hídrico se asume que en periodos extensos –generalmente anuales–, el cambio neto en el almacenamiento del suelo es igual a cero. Esto significa que las pérdidas en los períodos de déficit hídrico se compensan en los periodos de exceso de agua. Considerando lo anterior, es posible establecer la ecuación genérica del balance hidrológico definida en 3.29.

$$Q = K(P - ETP)A, \quad (3.29)$$

En esta, Q es el caudal en m³/año, P es la precipitación en mm/año, ETP es la *evapotranspiración* potencial en mm/año, A es el área de la cuenca en km², y K es el factor de conversión de unidades.

Sin embargo, la ecuación 3.29 puede presentar imprecisiones debido que no considera el almacenamiento en el suelo [61]; en particular, en períodos largos de bajos

caudales. Otra fuente de error es el cálculo de la *evapotranspiración potencial* (ETP), la cual se calcula indirectamente de la información climatológica. Según algunos estudios de impacto ambiental, existen tres métodos para la cuantificación de la ETP:

- Método de Turc.
- Método de Garcia y López.
- Método de Thornthwaite y Wilm.

El método más utilizado es el de Turc debido a que solo depende de la precipitación y de la temperatura para periodos mensuales y anuales [62].

3.5.2. Métodos para estimar la variación del caudal

La predicción del caudal para estimar la potencia de una PCH requiere la información de estaciones meteorológicas, de igual manera que en el caso de la predicción del recurso solar y eólico. Esto, en algunas ocasiones, representa una limitante en el proceso de estimación debido a la dificultad para acceder a esta información.

Existen diferentes métodos para la estimación de caudales, entre los cuales se presentan los siguientes:

a. Curva de duración o permanencia de caudales. Con esta curva, se puede estimar la probabilidad de ocurrencia de un caudal específico. Asimismo, es posible determinar el potencial de utilización de una corriente de agua gracias al conocimiento de la frecuencia de ocurrencia de un caudal igual o superior a uno determinado [63]. Esta curva se construye a partir del caudal en el eje de las ordenadas y el porcentaje de tiempo (porcentaje de probabilidad) en que ese caudal se alcance o exceda en el eje de las abscisas. La curva se puede construir a partir de caudales anuales, mensuales o diarios según la información a la que se tenga acceso.

b. Correlación área-caudal. Las correlaciones área-caudal son ecuaciones que vinculan las características morfométricas de la cuenca hidrográfica (en especial, el área de la cuenca) con variables hídricas y climatológicas. Las correlaciones entre el área y el caudal buscan trasladar la información de una cuenca instrumentada a otra no instrumentada (e incluso a la misma cuenca). La cuenca instrumentada se conoce como «cuenca pivote».

Para que la metodología de correlación no se supedite a grandes niveles de error, se debe asegurar que las cuencas presenten condiciones hídricas y meteorológicas similares (precipitación, humedad relativa y temperatura). Además, se debe garantizar que las características morfométricas sean similares (pendiente, alturas, área, perímetro y factor de forma). La ecuación 3.30 relaciona directamente el área con el caudal.

$$Q_x = Q_p \frac{A_x}{A_p}, \quad (3.30)$$

Donde Q_p es el caudal de la cuenca pivote en m^3/s , Q_x es el caudal de la cuenca sin información en m^3/s , A_p es el área de la cuenca pivote en km^2 , y A_x es el área de la cuenca sin información, en km^2 .

Si se añade la relación entre las precipitaciones, la ecuación 3.30 se reescribe como 3.31.

$$Q_x = Q_p \frac{A_x P_x}{A_p P_p}, \quad (3.31)$$

La variable P_p es la precipitación en la cuenca pivote, expresada en m^3/s , y P_x es la precipitación en la cuenca sin información, en m^3/s .

Es posible ajustar 3.31 cuando se incluye el valor del número de curva (CN), de las cuencas «con» y «sin» información. El término CN relaciona la capacidad del suelo y la cobertura de infiltrar o escurrir agua, superficialmente. El número de curva es adimensional, se presenta de 1 a 100. Por una parte, para valores cercanos a 100, dicho número de curva alude a un suelo impermeable o con alta capacidad de generar escurrimiento; por otra parte, para valores inferiores, indica que el suelo favorece la infiltración sobre el escurrimiento. Esta metodología permite una mejor aproximación dado que la precipitación total se afecta por la capacidad de respuesta al escurrimiento. La expresión ajustada para la determinación del caudal se presenta en 3.32.

$$Q_x = Q_p \frac{A_x P_x CN_x}{A_p P_p CN_p}, \quad (3.32)$$

Donde CN_p es el número de curva en la cuenca pivote y CN_x es el número de curva en la cuenca sin información.

Finalmente, si se considera que dos cuencas hidrográficas son similares en términos de área, forma, climatología y patrones de drenaje, su caudal se puede calcular mediante la ecuación 3.33.

$$Q_x = \frac{Q_p}{\frac{A_p^{\frac{3}{4}}}{A_x}}, \quad (3.33)$$

c. Regresión lineal múltiple. Un modelo de regresión lineal múltiple considera la relación lineal de una variable dependiente con otras independientes, y se plantea con la ecuación 3.34 [64].

$$\hat{y} = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n. \quad (3.34)$$

Donde \hat{y} es el valor estimado de la variable dependiente, C_n representa los parámetros del modelo y X_n son las variables dependientes.

Para encontrar el valor de los parámetros del modelo se cuenta con k observaciones de la variable dependiente y k observaciones de las variables independientes, para n coeficientes desconocidos. De esta manera, el sistema lineal de ecuaciones queda definido como se presenta desde 3.35 hasta 3.38:

$$\hat{y}_1 = C_1X_{1,1} + C_2X_{2,1} + \dots + C_nX_{n,1} \quad (3.35)$$

$$\hat{y}_2 = C_1X_{1,2} + C_2X_{2,2} + \dots + C_nX_{n,2} \quad (3.36)$$

$$\hat{y}_3 = C_1X_{1,3} + C_2X_{2,3} + \dots + C_nX_{n,3} \quad (3.37)$$

$$\hat{y}_k = C_1X_{1,k} + C_2X_{2,k} + \dots + C_nX_{n,k} \quad (3.38)$$

Donde \hat{y}_i es la i -ésima observación de la variable dependiente, $X_{i,j}$ es la i -ésima observación de la j -ésima variable independiente y C corresponde a los parámetros del ajuste.

La ecuación 3.38 se puede escribir de forma general considerando arreglos de cada una de las variables como 3.39.

$$Y = XC \quad (3.39)$$

De esta índole, el vector C se estima minimizando el error $\sum e_i$ donde $e_i = y_i - \hat{y}_i$.

d. Análisis de sequías. Uno de los factores que muchos autores consideran para el análisis de caudales son las sequías, ya que estas causan la reducción del recurso hídrico necesario para generación hidroeléctrica [65]. Existen diferentes herramientas para la caracterización de este fenómeno. Particularmente, la teoría de cruces es una de las más antiguas, introducida por [66] en la década de los 70 y utilizada en la actualidad como elemento útil para el diagnóstico del fenómeno.

4

**CAPÍTULO
CUATRO**

4. ELEMENTOS DE RED

La red trifásica de baja tensión está compuesta fundamentalmente por líneas cortas y/o cables subterráneos, así como cargas y convertidores de potencia que integran energías renovables y almacenamiento de energía. En este capítulo se presentan los modelos asociados a las líneas y cargas. Estos elementos, aunque comunes a cualquier sistema eléctrico, presentan algunas características importantes en su modelo las cuales requieren un análisis.

4.1. Modelo de líneas y cables subterráneos

Los modelos de las líneas y cables subterráneos corresponden a los modelos clásicos que se muestran en la FIGURA NRO. 4.1 (ver [67] y [68]).

El primer modelo en la FIGURA NRO. 4.1 representa la línea corta (<80 km, 60 Hz) como un equivalente serie que incluye la resistencia del conductor (R) y la inductancia de la línea (L). En [69] se indica que este modelo es adecuado para tensiones menores a 44 kV y distancias menores a 50 km, en donde el efecto capacitivo no tiene una gran influencia en los análisis de estado «estable». En el caso de las líneas de longitud media (80 a 250 km, 60 Hz), se presenta el modelo π – nominal, el cual incluye además del

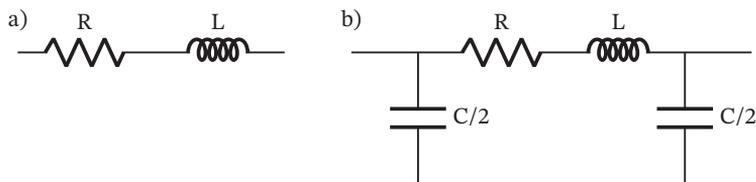


FIGURA NRO. 4.1. *Equivalentes monofásico líneas: a) equivalente RL serie para representar la línea corta, b) equivalente π nominal para la línea media o cable subterráneo.*

equivalente RL serie, a la capacitancia de la línea C , en una derivación en paralelo. Esta capacitancia puede ser también importante en el caso de los cables subterráneos, en donde el apantallamiento del cable puede hacer que la capacitancia tenga un efecto considerable.

4.1.1. Determinación de los parámetros de línea

En [70] y [71] se mencionan las características típicas de las líneas en sistemas para diferentes niveles de tensión, donde las redes se clasifican en términos de alta, media y baja tensión. A mayor nivel de tensión, se tiene una línea con mayor componente inductivo. Las relaciones R/X de 0.31, 0.85 y 7.7 son características para las líneas de alta, media y baja tensión, respectivamente. Estas relaciones coinciden con las empleadas en [72], las cuales son de 0.3 para la línea inductiva y 7.73 para la línea resistiva; sin embargo, no coinciden plenamente con las que se emplean en [73], en relación con el sistema CIGRE.

En la TABLA NRO. 4.1 se presentan los tipos de líneas empleadas en el sistema CIGRE, donde la relación R/X es extremadamente alta para tratarse a un sistema de distribución de baja tensión. Sin embargo, las líneas con más alta relación R/X se presentan para una temperatura de 40 °C mayor a la temperatura de los conductores en las dos primeras filas. De igual manera, en [?] se indica que los datos del CIGRE tienen relaciones R/X de entre 3 y 10, por lo que cuando se corrige el efecto de la temperatura, se obtienen relaciones R/X cercanas a 7.7.

Para el caso de la investigaciones realizadas por los autores de este libro, los sistemas de prueba tienen líneas con características R/X , como las recomendadas en [71]; esto es, 7.7 y 0.3 para el caso resistivo e inductivo, respectivamente. Adicionalmente, de acuerdo a la TABLA NRO. 4.2, se utilizan los calibres y tipos de líneas más similares, sugeridos en [?].

En la TABLA NRO. 4.2 se utiliza como referencia el sistema CIGRE y el catálogo de conductores en [74] para elaborar un sistema de prueba con características adaptadas al caso colombiano. Este último es un catálogo típico de conductores para Colombia, de

Tipo de conductor	R_{ph} (Ω/km)	X_{ph} (Ω/km)	R/X
OL Twisted cable $4 \times 120 \text{ mm}^2$ Al	0.284	0.083	3.42
OL Twisted cable $4 \times 70 \text{ mm}^2$ Al	0.497	0.086	5.78
SC $4 \times 6 \text{ mm}^2$ Cu	3.69	0.094	39.26
SC $4 \times 16 \text{ mm}^2$ Cu	1.38	0.082	16.83
SC $4 \times 25 \text{ mm}^2$ Cu	0.871	0.081	10.75
SC $4 \times 50 \text{ mm}^2$ Cu	0.822	0.077	10.68

TABLA NRO. 4.1. *Parámetros y tipos de conductores utilizados en [?].*

Conduct. CIGRE	Conduct. Catálogo	Cód. línea	Calibre AWG	R_{dc} (Ω)	$L(\Omega)$ BT	$L(\Omega)$ AT	Cap (A)
$4 \times 120 \text{ mm}^2$	$3 \times 135 \text{ mm}^2$	L00	2/0	0.261	0.0339	0.8700	195
$3 \times 70 \text{ mm}^2$	$3 \times 74 \text{ mm}^2$	L2	2	0.523	0.0679	1.7433	130
$4 \times 6 \text{ mm}^2$	$3 \times 6 \text{ mm}^2$	L14	14	8.44	1.0961	28.1333	25
$4 \times 16 \text{ mm}^2$	$3 \times 14 \text{ mm}^2$	L10	10	3.34	0.4338	11.1333	40
$4 \times 25 \text{ mm}^2$	$3 \times 24 \text{ mm}^2$	L8	8	2.1	0.2727	7.0000	55
$4 \times 50 \text{ mm}^2$	$3 \times 53 \text{ mm}^2$	L4	4	0.832	0.1081	2.7733	95

TABLA NRO. 4.2. *Parámetros y calibres de conductores utilizado en esta investigación.*

donde se consideran los conductores aislados tipo THHN y se eligen calibres similares a los presentados en el CIGRE para tomar el valor de resistencia por unidad de longitud, en corriente directa y a una temperatura de 20°C . Así, con el valor de resistencia y con la relación R/X de 7.7 y 0.3 para líneas en baja (BT) y alta tensión (AT), se calcula la inductancia aproximada del conductor. Todos los valores de resistencia e inductancia tienen unidades de Ω/km . Cabe mencionar que, aunque los calibres pueden ser ligeramente diferentes (como con el calibre 2/0 AWG), estos se utilizan en sistemas de prueba.

Adicionalmente, se analiza la influencia del efecto pelicular, el cual hace que la resistencia de un conductor varíe en función de la frecuencia de operación. Esta se calcula según [69]. Allí, se define que el efecto piel resulta muy pequeño para calibres inferiores a 1/0 AWG, por lo que la resistencia DC y AC se consideran idénticas. De esta manera, ya que en este documento se tiene presente la resistencia de catálogo, la cual es DC a 20°C , y dado que el mayor calibre a utilizar es 2/0 AWG; no se considera el efecto pelicular. Inclusive, en [69] se presentan las relaciones R_{ac}/R_{dc} para conductores concéntricos de cobre y aluminio a 60 Hz; la relación para conductores de cobre en calibre 2/0 AWG es de 1001.

4.1.2. Modelo trifásico en el marco 0dq

El modelo trifásico de la micro-red parte de un nodo *slack* trifásico $\mathcal{S} = \{1a, 1b, 1c\}$ y $\mathcal{N} = \{1, 2, \dots, k, \dots, n\}$; nodos que integran cargas y convertidores de potencia. Estos últimos mantienen una potencia activa y reactiva constante de acuerdo a una estrategia de formador de red. El control de nivel cero puede realizarse mediante cualquier técnica de control incluyendo control difuso o control vectorial clásico.

El modelizado en esta etapa se fundamenta en la funcionalidad del convertidor el cual, en este caso, mantiene una potencia activa y reactiva constante. Los nodos de paso son representados como puntos de conexión con potencia activa y reactiva igual a cero. El conjunto $\mathcal{E} \subseteq (\mathcal{S}, \mathcal{N}) \times (\mathcal{S}, \mathcal{N})$ representa las líneas de la micro-red. Estas, a su vez, son expresadas a través de un modelo PI, como se muestra en la FIGURA NRO. 4.2. Cada parámetro del modelo PI evidencia una representación trifásica, como se muestra en la ecuación 4.1.

$$L = \begin{pmatrix} l_p & l_m & l_m \\ l_m & l_p & l_m \\ l_m & l_m & l_p \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

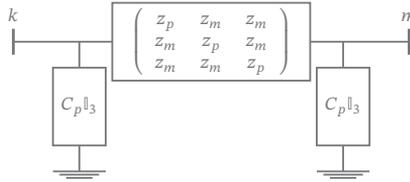


FIGURA NRO. 4.2. Representación esquemática de un tramo de línea trifásica*.

Esta matriz se construye ubicando primero las variables asociadas a la fase A; luego, la fase B; y por último, la fase C. Una representación simplificada de 4.1 se puede obtener en 4.2.

$$L = \mathbb{I}_3 \otimes L_p + \mathbb{T}_3 \otimes L_m \quad (4.2)$$

En donde \otimes es el producto de Kronecker, \mathbb{I}_3 es la matriz identidad de tamaño 3×3 y \mathbb{T}_3 es una matriz definida en 4.3. A saber:

$$\mathbb{T}_3 = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Asimismo, se definen las siguientes matrices, asociadas a los efectos capacitivos y resistivos de las líneas, tal y como se presenta desde 4.4 hasta 4.6.

*En este caso, cada parámetro concentrado es una matriz de tamaño 3×3 .

$$R = \mathbb{1}_3 \otimes R_p + \mathbb{T}_3 \otimes R_m \quad (4.4)$$

$$C = \mathbb{1}_3 \otimes C_p + \mathbb{T}_3 \otimes C_m \quad (4.5)$$

$$G = \mathbb{1}_3 \otimes G_p + \mathbb{T}_3 \otimes G_m \quad (4.6)$$

Cada una de las matrices anteriores tienen la misma estructura que la ecuación 4.1, asociada a las inductancias.

De otro lado, se define la matriz de incidencia nodo-rama \mathbb{A} , la cual es extendida para el caso trifásico, tal como se presenta en 4.7¹.

$$\mathbb{A} = \mathbb{1}_3 \otimes A_{\mathcal{N} \times \mathcal{E}} \quad (4.7)$$

La matriz A se separa en dos submatrices $A_{\mathcal{N}}$ y A_s , asociadas a los nodos *slack* y los nodos de conexión, respectivamente. Los voltajes nodales $V_{\mathcal{N}}$ y las corrientes de rama $I_{\mathcal{E}}$ están dadas por las ecuaciones 4.8 y 4.9, respectivamente.

$$I_{\mathcal{N}} = (\mathbb{1}_3 \otimes A_{\mathcal{N}})I_{\mathcal{E}} \quad (4.8)$$

$$V_{\mathcal{E}} = (\mathbb{1}_3 \otimes A_{\mathcal{N}}^{\top})V_{\mathcal{N}} + (\mathbb{1}_3 \otimes A_s^{\top})V_s \quad (4.9)$$

Igualmente, la dinámica de cada segmento de línea están dadas por 4.10 y 4.11, respectivamente.

$$V_{\mathcal{E}} = L \frac{dI_{\mathcal{E}}}{dt} + RI_{\mathcal{E}} \quad (4.10)$$

$$J_{\mathcal{N}} = C \frac{dV_{\mathcal{N}}}{dt} + GV_{\mathcal{N}} + I_{\mathcal{N}} \quad (4.11)$$

Las variables en donde $V_{\mathcal{E}}$ e $I_{\mathcal{N}}$ son los voltajes de rama y las corrientes de nodo, respectivamente. El vector $J_{\mathcal{N}}$ representa la corriente inyectada por los convertidores de potencia y esta corriente es cero en los nodos de paso². Finalmente, se obtiene el modelo de la red, presentado en 4.12 y 4.13.

$$C \frac{dV_{\mathcal{N}}}{dt} = -GV_{\mathcal{N}} + J_{\mathcal{N}} - (\mathbb{1}_3 \otimes A_{\mathcal{N}})I_{\mathcal{E}} \quad (4.12)$$

$$L \frac{dI_{\mathcal{E}}}{dt} = -RI_{\mathcal{E}} + (\mathbb{1}_3 \otimes A_{\mathcal{N}}^{\top})V_{\mathcal{N}} + (\mathbb{1}_3 \otimes A_s^{\top})V_s \quad (4.13)$$

¹Ver, por ejemplo, [75] para más detalles acerca de la construcción de la matriz de incidencia trifásica.

²Es importante notar que $V_{\mathcal{N}}$ e $I_{\mathcal{E}}$ no son fasores sino vectores trifásicos que dependen del tiempo.

El nodo *slack* mantiene una tensión constante en cada fase, como se muestra en la ecuación 4.14.

$$V_s = \begin{pmatrix} v_s \cos(\omega t) \\ v_s \cos(\omega t - 2\pi/3) \\ v_s \cos(\omega t + 2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

De otro lado, el vector de corrientes inyectadas por los convertidores $J_{\mathcal{N}}$ presenta una relación no-lineal debido a su objetivo de control. Por tanto, el modelo resultante tiene una estructura no-lineal. Adicionalmente, el modelo es no-autónomo debido a la dependencia del tiempo, asociada a las tensiones del nodo *slack*.

El análisis de la red se puede simplificar utilizando la transformada de Park, como se muestra en la ecuación 4.15.

$$V_s^{0dq} = \mathbb{M} V_s^{ABC} \quad (4.15)$$

La transformada \mathbb{M} es invariante en potencia y está definida por la ecuación 4.16.

$$\mathbb{M} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}(\theta - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

Esta transformación se aplica a cada voltaje y corriente, como se muestra en 4.17 y 4.18.

$$V_{\mathcal{N}}^{ABC} = (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) V_{\mathcal{N}}^{0dq} \quad (4.17)$$

$$I_{\mathcal{E}}^{ABC} = (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_e) I_{\mathcal{E}}^{0dq} \quad (4.18)$$

Las variables \mathbb{I}_n y \mathbb{I}_e representan las matrices con identidad de tamaño $\mathcal{E} \times \mathcal{E}$. Por su parte, $V_{\mathcal{N}}^{0dq}$ y $I_{\mathcal{E}}^{0dq}$ tienen dimensiones $3\mathcal{E} \times 1$. Los superíndices representan el marco de referencia considerado.

Estas transformaciones se deben aplicar al modelo y, por tanto, se requiere la derivada de la transformación, tal como se muestra en 4.19.

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left((\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) V_{\mathcal{N}}^{0dq} \right) &= \left(\frac{d\mathbb{M}^{-1}}{dt} \right) \otimes \mathbb{I}_n V_{\mathcal{N}}^{0dq} \\ &+ (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) \frac{dV_{\mathcal{N}}^{0dq}}{dt} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Ahora, se multiplica por $(\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_n)$ y se aplican las propiedades del producto de Kronecker, como se muestra en 4.20.

$$(\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_n) \frac{d}{dt} \left((\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) V_{\mathcal{N}}^{0dq} \right) = \left(\mathbb{M} \frac{d\mathbb{M}^{-1}}{dt} \right) \otimes \mathbb{I}_n V_{\mathcal{N}} + \frac{dV_{\mathcal{N}}^{0dq}}{dt} \quad (4.20)$$

Una nueva matriz \mathbb{B} se define tal como en 4.21.

$$\mathbb{B} = \mathbb{M} \frac{d\mathbb{M}^{-1}}{dt} = \omega \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.21)$$

Para este caso, la matriz 4.21 es anti-simétrica. Así, si se simplifican las expresiones, se obtiene el modelo presentado en 4.22 y en 4.23.

$$\mathbb{C} \frac{dV_{\mathcal{N}}}{dt} = -\mathbb{G}V_{\mathcal{N}} - \mathbb{C} \cdot (\mathbb{B} \otimes \mathbb{I}_n) V_{\mathcal{N}} + J_{\mathcal{N}} - (\mathbb{I}_3 \otimes A_{\mathcal{N}}) I_{\mathcal{E}} \quad (4.22)$$

$$\mathbb{L} \frac{dI_{\mathcal{E}}}{dt} = -\mathbb{R}I_{\mathcal{E}} - \mathbb{L} \cdot (\mathbb{B} \otimes \mathbb{I}_e) I_{\mathcal{E}} + (\mathbb{I}_3 \otimes A_{\mathcal{N}}^T) V_{\mathcal{N}} + (\mathbb{I}_3 \otimes A_{\mathcal{S}}^T) V_{\mathcal{S}} \quad (4.23)$$

Los superíndices son ahora omitidos pues todas las variables están en el marco de referencia $0dq$. De esta índole, se definen las nuevas matrices 4.24, 4.25, 4.26 y 4.27. A saber:

$$\mathbb{L} = (\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_e) L (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_e) \quad (4.24)$$

$$\mathbb{R} = (\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_e) R (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_e) \quad (4.25)$$

$$\mathbb{C} = (\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_n) C (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) \quad (4.26)$$

$$\mathbb{G} = (\mathbb{M} \otimes \mathbb{I}_n) G (\mathbb{M}^{-1} \otimes \mathbb{I}_n) \quad (4.27)$$

Cabe anotar que las anteriores matrices son constantes. De este modo, si se utilizan nuevamente las propiedades del producto de Kronecker, se obtienen 4.28, 4.29, 4.30 y 4.31.

$$\mathbb{L} = \mathbb{I}_3 \otimes L_p + \mathbb{K}_3 \otimes L_m \quad (4.28)$$

$$\mathbb{R} = \mathbb{I}_3 \otimes R_p + \mathbb{K}_3 \otimes R_m \quad (4.29)$$

$$\mathbb{C} = \mathbb{I}_3 \otimes C_p + \mathbb{K}_3 \otimes C_m \quad (4.30)$$

$$\mathbb{G} = \mathbb{I}_3 \otimes G_p + \mathbb{K}_3 \otimes G_m \quad (4.31)$$

Dado lo anterior, se tiene 4.32.

$$\mathbb{K}_3 = \mathbb{M}\mathbb{T}_3\mathbb{M}^{-1} = \text{diag}(2, -1, -1) \quad (4.32)$$

El modelo del sistema se puede reescribir en una forma más compacta agrupando las variables de estado en un único vector $x = (V_{\mathcal{N}}, I_{\mathcal{E}})$, tal como se muestra en 4.33 y en 4.34.

$$\Phi \dot{x} = -\Omega x + \Gamma x + F(x, y) \quad (4.33)$$

$$\dot{y} = g(x, y) \quad (4.34)$$

Las variables de la ecuación anterior se presentan desde 4.35 hasta 4.38.

$$\Phi = \begin{pmatrix} \mathbb{C} & 0 \\ 0 & \mathbb{L} \end{pmatrix} \quad (4.35)$$

$$\Omega = \begin{pmatrix} \mathbb{G} + \mathbb{C} \cdot (\mathbb{B} \otimes \mathbb{I}_n) & 0 \\ 0 & \mathbb{R} + \mathbb{L} \cdot (\mathbb{B} \otimes \mathbb{I}_e) \end{pmatrix} \quad (4.36)$$

$$\Gamma = \begin{pmatrix} 0 & -A_{\mathcal{N}} \\ A_{\mathcal{N}}^T & 0 \end{pmatrix} \quad (4.37)$$

$$F(x, y) = \begin{pmatrix} J_{\mathcal{N}}(x, y) \\ A_s^T V_s \end{pmatrix} \quad (4.38)$$

En la ecuación anterior, y representa la dinámica interna asociada a cada convertidor; esto es, las potencias activa y reactiva. Las matrices Φ y Ω son semidefinidas positivas y Γ es anti-simétrica con dimensiones $6\mathcal{E} \times 6\mathcal{E}$. El término $F(x, y)$ define la dinámica de los componentes activos, es decir, del nodo *slack* y de los convertidores. Este modelo constituye una representación dinámica de toda la micro-red en el marco de referencia **0dq**.

4.2. Representación de la carga

A diferencia de la mayoría de los componentes de un sistema de potencia para los cuales existen modelos relativamente exactos –tales como generadores, líneas de transmisión, transformadores y sistemas de compensación–; el modelizado de la carga

aún representa un gran desafío. Algunos factores están asociados con su naturaleza compleja y variable en relación con el tiempo, con las condiciones climáticas, con la combinación de diferentes tipos de carga que se pueden encontrar conectados a un determinado barraje y con diferentes tipos de usuarios, entre otros.

En los últimos 30 años se han realizado investigaciones importantes en el área del modelizado de carga, incluyendo dos recomendaciones del grupo de trabajo en modelizado de la IEEE [76, 77] y muchos artículos técnicos. Sin embargo, esta es un área de constante y vigente investigación. Se han desarrollado varias metodologías utilizando técnicas de inteligencia artificial [78, 79], técnicas evolutivas [80, 81, 82], estimación de parámetros [83, 84, 85], entre otros. Asimismo, se ha analizado la influencia que tiene el modelo de carga sobre la operación del sistema eléctrico [86, 87, 88, 89, 90] y se han propuesto nuevos modelos [91, 92]. Sin embargo, los modelos que se utilizan en la mayoría de los sistemas eléctricos actuales siguen siendo los estáticos clásicos [93, 94].

Con la inclusión de las micro-redes en los sistemas eléctricos convencionales, el tema del modelizado de carga sigue siendo importante; incluso, se ha considerado la necesidad de validar si las características de las nuevas cargas que se encuentran en las micro-redes, se pueden representar apropiadamente por los modelos clásicos de cargas [95, 96].

En esta sección, se realiza una contextualización sobre el modelizado de carga, la cual va desde la presentación de los conceptos básicos, pasando por la exposición del enfoque soportado en mediciones hasta la obtención de los modelos.

Según [97], un elemento de carga se define como un componente de un sistema de potencia que consume, genera o controla la potencia real o la reactiva; es sensible ante variaciones transitorias, dinámicas o de estado estable, en la tensión del barraje de carga; y se conecta con otros elementos a un barraje de carga. A su vez, este se conecta a una fuente de energía eléctrica. Es importante tener en cuenta que la carga la conforman los dispositivos conectados (como lámparas, motores, sistemas de aire acondicionado, entre otros), y los transformadores, alimentadores –primarios y secundarios–, capacitores en paralelo y reguladores de tensión, entre otros.

Los modelos de carga se representan como expresiones matemáticas que describen las características de las potencias activa y reactiva de la carga ante la variación de la tensión y la frecuencia. Por simplificación, en varios estudios, la frecuencia se considera constante y, por tanto, los modelos solo dependen de la tensión [97]. De acuerdo a la forma de las expresiones matemáticas, los modelos de las cargas se clasifican en modelos estáticos y modelos dinámicos [98]. El comportamiento en el dominio del tiempo de las cargas estáticas se representa adecuadamente por una función algebraica de la tensión y/o la frecuencia. En cambio, las cargas dinámicas requieren un modelizado explícito con ecuaciones dinámicas, como en el caso de algunos componentes rotacionales –por ejemplo, de motores de inducción y síncronos–.

4.2.1. Modelos estáticos

Las expresiones utilizadas para los modelos estáticos establecen que la relación entre la potencia de la carga, la tensión y la frecuencia del sistema son las mismas para cualquier instante de tiempo. De manera general, existen dos modelos estáticos: exponencial y polinomial [99]. Para este último, la carga puede ser definida como una composición constante de impedancia (Z), corriente (I) y potencia (P). Este es conocido como modelo ZIP. A continuación, se presenta una breve descripción de estos modelos:

a. Modelo exponencial.

Este modelo se caracteriza por expresar las potencias activa P y reactiva Q , para todo instante de tiempo, como una función de la magnitud de la tensión V en el barraje y de la frecuencia del sistema, como se presenta en 4.39 y 4.40 [100].

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha \quad (4.39)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \quad (4.40)$$

Las variables P_0 , Q_0 y U_0 corresponden a los valores pre-disturbio de la potencia activa, reactiva y de tensión, respectivamente. Los coeficientes α y β dependen del tipo de carga; por ejemplo, para modelos de potencia constante se tiene $\alpha = \beta = 0$, para corriente constante, $\alpha = \beta = 1$ y para modelos de impedancia constante, $\alpha = \beta = 2$.

b. Modelo polinomial o ZIP.

Este modelo, mostrado desde 4.41 hasta 4.44, representa la relación entre la potencia y la magnitud de la tensión como una ecuación polinomial. Los coeficientes a_i definen la proporción de cada componente ZIP en la potencia activa y la reactiva.

$$P_{ZIP} = P_0 \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \quad (4.41)$$

$$Q_{ZIP} = Q_0 \left[b_0 + b_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \quad (4.42)$$

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1 - \frac{P_m}{P_0} \quad (4.43)$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1 - \frac{Q_m}{Q_0} \quad (4.44)$$

Donde a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , b_1 y b_2 son los coeficientes correspondientes de potencia, corriente e impedancia constante para la potencia activa y la reactiva, respectivamente.

4.2.2. Modelos dinámicos

Los modelos dinámicos son aquellos en los cuales las potencias, activa y reactiva, para cualquier instante de tiempo, corresponden a una función de la magnitud de tensión en instantes de tiempo pasados y presentes. Generalmente, para su representación, se utilizan ecuaciones de diferencia y/o diferenciales, como el modelo dado por [98] y explicitado en 4.45 y 4.46.

$$T_p \frac{dx}{dt} = P_s(V) - xP_t(V) \quad (4.45)$$

$$T_q \frac{dy}{dt} = Q_s(V) - yQ_t(V) \quad (4.46)$$

De las ecuaciones anteriores, P_s y Q_s representan la potencia real y la reactiva de la carga en estado estable, como función de la tensión V ; P_t y Q_t corresponden a las potencias de estado transitorio, como función de la tensión; T_p y T_q representan las constantes de tiempo para la potencia activa y la reactiva, respectivamente; finalmente, x y y son las variables de estado para la potencia activa y la reactiva, respectivamente.

En su mayoría, los componentes dinámicos de carga son motores de inducción, los cuales pueden llegar a representar más del 60 % de la demanda total de un sistema [101].

Entre los modelos dinámicos más empleados en la literatura, se encuentran el modelo de recuperación exponencial (Exponential Recovery Load –ERL–), el modelo compuesto y el modelo general [102], [96]. Aunque no existe un consenso en cuanto a cuál de los anteriores modelos es el más apropiado para representar la dinámica de la carga, en [103], los autores realizan un análisis comparativo entre el modelo ERL y el compuesto con base en la capacidad de generalización, precisión y demanda en recursos computacionales.

4.2.3. Modelo de recuperación exponencial (ERL)

Este modelo se fundamenta en la respuesta exponencial que presenta la potencia activa y la reactiva después de una perturbación tipo escalón en la tensión del barraje de carga [100]. Este comportamiento se modela a través de las ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden, presentadas en 4.47 y 4.48.

$$T_p \frac{dx_p}{dt} = -x_p + P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{ps}} + P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{pt}} ; \quad P_d = x_p + P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{pt}} \quad (4.47)$$

$$T_q \frac{dx_q}{dt} = -x_q + Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{qs}} + Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{qt}} ; \quad Q_d = x_q + Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N_{qt}} \quad (4.48)$$

Las variables de estado x_p y x_q están relacionadas con la potencia activa y la reactiva; T_p y T_q son las constantes de tiempo de la respuesta de recuperación exponencial; N_{ps} , N_{qs} , N_{pt} y N_{qt} están relacionadas con la respuesta de estado estable y la transitoria, respectivamente; y U_0 , P_0 y Q_0 corresponden a tensión nominal, la potencia activa y la reactiva del barraje de carga.

4.2.4. Modelo compuesto (CL)

Este modelo emplea una combinación entre el modelo de tercer orden del motor de inducción y el modelo estático polinomial ZIP [104]. El modelo del motor se representa desde la ecuación 4.49 hasta la 4.51, mientras que la parte estática está definida por la ecuación 4.52.

$$\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} &= -\frac{1}{T'} \left[E'_d + (X - X') I_q \right] - (w - 1) E'_q \\ \frac{dE'_q}{dt} &= -\frac{1}{T'} \left[E'_q + (X - X') I_d \right] - (w - 1) E'_d \\ \frac{dw}{dt} &= \frac{1}{2H} \left[(Aw^2 + Bw + C) T_0 + X' (U_q - E'_q) \right] \end{aligned} \quad (4.49)$$

$$\begin{aligned} I_d &= \frac{1}{R_s^2 + X_s'^2} \left[R_s (U_d - E'_d) + X' (U_q - E'_q) \right] \\ I_q &= \frac{1}{R_s^2 + X_s'^2} \left[R_s (U_q - E'_q) + X' (U_d - E'_d) \right] \end{aligned} \quad (4.50)$$

$$\begin{aligned} T' &= \frac{X_r + X_m}{R_r} ; \quad X = X_s + X_m \\ X' &= X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r} ; \quad A + B + C = 1 \end{aligned} \quad (4.51)$$

Las variables E'_d y E'_q corresponden a las EMF transitorias en los ejes d y q , respectivamente; w es la velocidad del rotor; I_d y I_q son las corrientes del estátor en el eje d y q , respectivamente; R_s , X_s , X_m , R_r y X_r son la resistencia del estátor, la reactancia del estátor, la reactancia de magnetización, la resistencia y la reactancia del rotor, respectivamente; T_0 es el torque mecánico; T' es la constante de tiempo; X' es la reactancia transitoria; X es la reactancia de circuito abierto; H es la constante de inercia; y A , B y C son los coeficientes del torque.

$$\begin{aligned}
 P_{ZIP} &= P_0 \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \\
 Q_{ZIP} &= Q_0 \left[b_0 + b_1 \left(\frac{U}{U_0} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 \right] \\
 a_0 + a_1 + a_2 &= 1 - \frac{P_m}{P_0}; \quad b_0 + b_1 + b_2 = 1 - \frac{Q_m}{Q_0}
 \end{aligned} \tag{4.52}$$

De 4.52, a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , b_1 y b_2 son los coeficientes correspondientes a la impedancia constante, la corriente constante y la potencia constante, para la potencia activa y reactiva, respectivamente; P_m y Q_m son las potencias medidas, tanto la activa como la reactiva, respectivamente.

4.2.5. Modelo general (GL)

Este modelo emplea funciones de primer orden para expresar la desviación de la potencia que se presenta ante variaciones en la tensión o la frecuencia, como se observa en la ecuación 4.53 [105].

$$\begin{aligned}
 P_t &= P_0 \left(1 + \frac{K_{pf} + sT_{pf}}{1 + sT_1} \Delta f + \frac{K_{pu} + sT_{pu}}{1 + sT_1} \Delta u \right) \\
 Q_t &= Q_0 \left(1 + \frac{K_{qf} + sT_{qf}}{1 + sT_1} \Delta f + \frac{K_{qu} + sT_{qu}}{1 + sT_1} \Delta u \right)
 \end{aligned} \tag{4.53}$$

Donde Δf y Δu son las desviaciones de frecuencia y de tensión, obtenidas del flujo de carga; T_1 es la constante de tiempo dinámica de la carga; K_{pf} y K_{qf} corresponden a los coeficientes dependientes de frecuencia; T_{pf} y T_{qf} son las constantes de tiempo dependientes de frecuencia; y T_{pu} y T_{qu} son las constantes de tiempo dependientes de tensión. Los subíndices p y q están relacionados con la potencia activa y reactiva, respectivamente.

4.2.6. Estrategia empleadas en el modelizado de carga

Los sistemas eléctricos han presentado un considerable crecimiento. Esto constituye un importante desafío para los operadores de la red en relación con los tiempos computacionales requeridos para el modelizado de cada uno de sus componentes o para desarrollar estudios, entre otros. Generalmente, para los estudios de estabilidad de sistemas de potencia se ha requerido más del comportamiento agregado de las cargas que de la recolección de comportamientos individuales de los componentes del sistema.

La agregación de la carga en los sistemas de potencia puede ser desarrollada en dos formas: en forma analítica o a través de técnicas de identificación. La primera forma lleva a cabo una agrupación de cargas similares y luego utiliza valores predeterminados para cada uno de los parámetros de la carga. La segunda selecciona un modelo de carga para aplicar una técnica de identificación con el fin de dar una estimación de sus parámetros [90, 93, 106].

Específicamente, el modelizado de la carga representa un gran desafío debido a su diversidad y a su complejo comportamiento dinámico. Generalmente, se han considerado dos aproximaciones en su modelizado: basado en componentes y en mediciones, según [93], [98] y [107].

El enfoque basado en componentes necesita datos confiables de la composición de la carga (características individuales de todas las cargas y los componentes de carga del barraje). En muchas ocasiones, esto puede ser difícil de conseguir [108]. Los modelos basados en componentes son «más fáciles» de construir siempre y cuando se disponga de la información necesaria. Este enfoque utiliza las características de los componentes de carga, de los cuales algunos son definidos en [109] y [110].

Debido al desarrollo de los equipos de cómputo, y las herramientas de adquisición y procesamiento de señales, el modelizado de carga basado en mediciones ha despertado un gran interés. Esta estrategia permite representar las características dinámicas de la carga en una forma más precisa. De esta índole, se pueden utilizar las herramientas de la teoría de identificación de parámetros que han mostrado cierta adecuación en otras aplicaciones. Así, los parámetros de las cargas se pueden actualizar con nuevas mediciones [111, 112].

a. Enfoque basado en componentes.

Un modelo de carga basado en componentes utiliza el conocimiento individual de los elementos para construir un modelo agregado de carga. Este enfoque requiere la recopilación de la mezcla de clases, la composición de la carga y el comportamiento dinámico de cada componente de carga [107].

El objetivo del modelizado por agregación consiste en representar el efecto combinado de todos los componentes de carga y los sistemas adicionales que

intervienen sobre la potencia activa y reactiva en un barraje dado, en respuesta a los cambios en la tensión y la frecuencia que se puedan presentar.

En la mayoría de casos, para altos niveles de tensión, las cargas del sistema de potencia se deben agrupar con el fin de obtener modelos adecuados en relación con la realización de análisis y simulaciones. La carga en un barraje se clasifica en clase residencial, comercial, industrial, agrícola y/o minera. A su vez, cada clase se representa en función de sus componentes, tales como iluminación o aire acondicionado, entre otros.

La agregación de cargas conectadas a un barraje es esencial para reducir el número de ecuaciones simultáneas y el número de iteraciones en la simulación. De esta manera, el tiempo se hace aceptable para el análisis de estabilidad.

b. Enfoque basado en mediciones.

El modelizado de carga desarrollado mediante este enfoque incluye dos tareas: la derivación de una estructura adecuada para el barraje de carga y obtención de los parámetros del modelo [95] y [106]. Existen cuatro métodos para derivar una estructura en el modelo de carga: métodos basados en modelos físicos, en componentes, en redes neuronales artificiales y los métodos híbridos. Este último corresponde a una combinación de los tres iniciales [93].

El modelizado de carga basado en mediciones consiste en recolectar datos en el barraje de carga o la subestación. Esos datos deben encontrarse definidos por tensiones, y potencias activas y reactivas durante perturbaciones de tensión o de frecuencia en el sistema [90]. Estas mediciones se emplean para realizar una estimación de los parámetros del modelo de carga mediante estrategias de minimización de diferencias entre las mediciones obtenidas del sistema y la respuesta obtenida del modelo estimado, como se observa en la FIGURA NRO. 4.3.

Las variaciones de tensión tipo escalón son de especial interés debido a su relación con eventos de la operación normal diaria en la subestación. Dichas perturbaciones pueden ser realizadas por la conmutación de un capacitor o por el cambio de los *taps* del transformador. Una vez se obtienen las mediciones sobre el sistema, se ajustan a un modelo predefinido.

En esta dirección, la localización de sistemas de medición en los barrajes de carga se considera como uno de los requisitos que presenta el enfoque basado en mediciones. Esto puede ser un problema debido al tamaño actual de los sistemas de potencia. Sin embargo, las micro-redes no poseen este problema ya que disponen de sistemas masivos de medición.

Asimismo, se asocia a las dificultades de este enfoque el hecho de que, generalmente, el modelo se desarrolla a partir de mediciones sobre pequeñas perturbaciones y estas son permitidas en los sistemas de potencia actuales. De esta forma, los modelos desarrollados son estrictamente válidos para estudios de pequeña

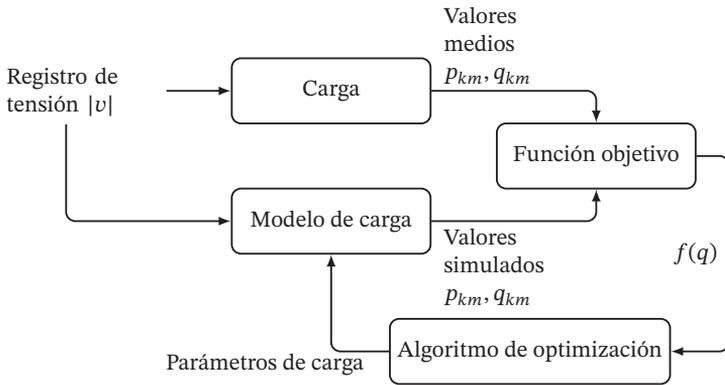


FIGURA NRO. 4.3. Esquema para la estimación de parámetros de un modelo de carga.

señal. Alternativamente, los modelos de carga se pueden extraer de los resultados del monitoreo permanente sobre el desempeño del sistema ante perturbaciones ocurridas con normalidad.

El modelizado de carga basado en mediciones permite la estimación de sus parámetros mediante diferentes técnicas de optimización: Particle Swarm Optimization (PSO) [113, 114], algoritmos genéticos [111, 115], recocido simulado [84] y mínimos cuadrados [116], entre otros.

El modelizado basado en mediciones ha tenido mayor acogida durante la última década en comparación con el enfoque basado en componentes, ya que este último no es práctico dada la forma de representar detalladamente cada elemento de la carga. Gracias a la incursión de unidades de medición fasorial, como las Phasor Measurement Unit (PMU)³, en gran medida, se ha facilitado la retroalimentación a otros modelos de carga previamente definidos los cuales, mediante algoritmos de estimación, determinan sus parámetros. Con todo, dicho enfoque ha permitido simplificar la caracterización de modelos ya que evita detallar los diferentes tipos y componentes de la carga.

Una de las grandes falencias del modelizado de carga basado en mediciones consiste en que las representaciones estimadas se encuentran supeditadas a registros obtenidos bajo condiciones particulares de operación, tales como variaciones o perturbaciones en el sistema eléctrico (fallas, cambios de *taps*, cortocircuitos, variación en la demanda o desconexión de líneas). Luego de la estimación, si no se realiza una validación del modelo ante condiciones de operación de la red –diferentes a las empleadas inicialmente–, se genera una incertidumbre en la capacidad de generalización de

³Estas se encuentran instaladas actualmente en la mayoría de los sistemas eléctricos y permiten recolectar información fasorial de señales de tensión y corriente

dicho modelo. Esta incapacidad provoca limitantes en el análisis del sistema eléctrico; especialmente, al analista en la toma de decisiones ya que este no dispone de un modelo robusto que garantice una factible representación del comportamiento de la carga.

4.2.7. Capacidad de generalización de los modelos de carga estimados

La capacidad de generalización de un modelo consiste en la habilidad de representar un registro que pertenezca a una perturbación diferente a la empleada para la estimación. Para asegurar la precisión de un modelo ante diferentes escenarios, se utiliza la técnica de la validación cruzada [104], ampliamente usada en problemas de clasificación. Esta se aplica a un conjunto de M mediciones de la siguiente manera: primeramente, se divide el conjunto en dos grupos. Un subconjunto de entrenamiento que contiene $M - 1$ de las mediciones y otro de validación. Luego, para cada uno de los registros del conjunto de entrenamiento, se realiza la estimación de un modelo de carga. Posteriormente, se evalúa el desempeño del modelo de carga ante cada uno de los registros que pertenecen al grupo de validación.

Aunque existen muchas propuestas relacionadas con la obtención de modelos de carga, las cuales van desde la utilización de meta-heurísticas hasta las técnicas híbridas (meta-heurísticas combinadas con técnicas exactas); solo en algunas se realiza la validación de la capacidad de generalización de los modelos.

4.2.8. Revisión de modelos de carga empleados en micro-redes

Generalmente, los modelos que se han empleado para representar las cargas corresponden a modelos estáticos del tipo «potencia constante», «impedancia constante», «corriente constante»; o modelos dependientes de tensión [117, 118, 119]. Sin embargo, se ha considerado la necesidad de evaluar la capacidad de estos y otros modelos clásicos existentes, para representar las características asociadas a las cargas modernas que se encuentran en las micro-redes [93, 113].

Normalmente, en una micro-red se interconectan las cargas empleadas mediante convertidores electrónicos de potencia (como sistemas de iluminación LED, motores, entre otros). Esto persigue incrementar la eficiencia energética de dichos sistemas. Cuando el control realizado sobre estas cargas es muy estricto (es decir, se ajusta para responder rápidamente y con bajo rizado a la salida), tiene lugar un efecto de impedancia negativo, el cual afecta la calidad de la energía y la estabilidad del sistema ya que se presenta como un amortiguamiento de esta polaridad. A este comportamiento, se le asocia la carga de potencia constante (*constant power load* –CPL–) cuando la tensión de salida del convertidor excede una tensión de referencia V_r , tal y como se ilustra en la FIGURA NRO. 4.4.

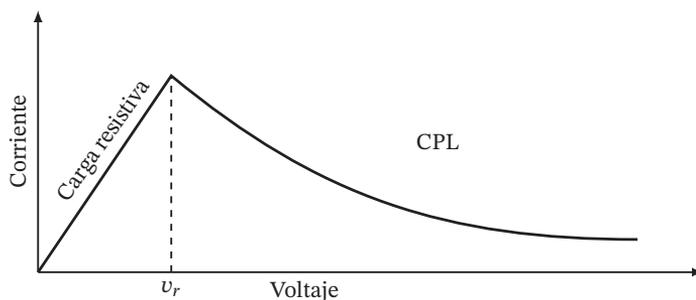


FIGURA NRO. 4.4. Curva V-I del convertidor de carga.

Entre las técnicas tradicionales de compensación de cargas CPL se encuentran la adición de circuitos externos, la adaptación del nivel de tensión de carga o fuente, y los métodos de control avanzados, entre otros [120].

En el caso de las micro-redes DC, las cargas empleadas están compuestas de estaciones de carga de vehículos eléctricos, centros de datos, motores *drives* y cargas AC basadas en inversores. Estas últimas pueden llegar a comportarse como cargas CPL [95]. También, se observa la presencia de sistemas de almacenamiento de energía (batería), los cuales sirven de soporte y, en algunos casos, proporcionan estabilidad a la micro-red. En la FIGURA NRO. 4.5, se presenta un esquema genérico de una micro-red híbrida con algunos de sus elementos constitutivos.

Entre los modelos de carga más empleados en micro-redes, se encuentra el modelo compuesto, debido a que presenta un significado físico y representa características de las cargas empleadas en dichos sistemas. Un alto porcentaje de las cargas en las micro-redes corresponde a motores de inducción (algunos de ellos basados en inversores). Por tanto, disponer de modelos que los representen apropiadamente se convierte en un constante desafío, dado que la similitud entre la respuesta dinámica real de la micro-red y la obtenida bajo simulación dependerá de la precisión de los modelos empleados.

En la TABLA NRO. 4.3 se presenta una reseña de algunas referencias que lo emplean en diversos estudios.

Como se observa de la TABLA NRO. 4.3, se analizaron algunos artículos relacionados con modelos de carga y micro-redes. Producto de este análisis, se halló que los modelos de carga estáticos son muy empleados. Por otra parte, no se observan propuestas que empleen el enfoque basado en mediciones para la obtención de modelos de carga. Dada la creciente disponibilidad de medidores en las micro-redes y la posibilidad de representar el comportamiento dinámico de las mismas (mediante modelos de carga más precisos), es necesario realizar propuestas que conjuguen estas herramientas. En [128] se presenta una propuesta *adaptativa* para el modelizado de cargas en micro-redes,

Referencia	Modelo de carga	Propuesta
[92]	ZIP, dinámico estándar, dinámico multi-estado.	Modelo dinámico multiestado para representar el motor de inducción.
[121]	Resistivas, CPL, activa, motor de inducción.	Representación en espacio de estados de los elementos de la micro-red, si se consideran cargas estáticas y dinámicas.
[122]	Inteligentes: sistemas de iluminación, calefacción, refrigeración, entre otras.	Aplicación de redes neuronales para modelizar cargas inteligentes.
[123]	Estático: ZIP y exponencial.	Metodología para obtención de modelos de carga estáticos, basados en registros reales de redes de distribución.
[119]	Dependiente de frecuencia y tensión.	Representación en espacio de estados de la micro-red cuando se incluyen modelos de carga dependientes de frecuencia y tensión.
[124]	CPL.	Análisis de métodos de compensación para sistemas con cargas del tipo CPL.
[125]	Motores.	Aplicación de análisis de Prony para la obtención de modelo dinámico equivalente de caja negra que incluye cargas de tipo estático y dinámico.
[126]	ZIP.	Ante fallos, análisis de la respuesta de cargas ZIP en micro-redes.
[127]	Estáticas tipo Z constante y motor de inducción.	Representación en espacio de estado de la micro-red, si se considera la inclusión de cargas compuestas.
[128]	Dinámicas: ERL, CL y GL.	Enfoque adaptivo basado en mediciones, herramientas de agrupamiento, clasificación y optimización.

TABLA NRO. 4.3. Modelos de cargas empleados en micro-redes.

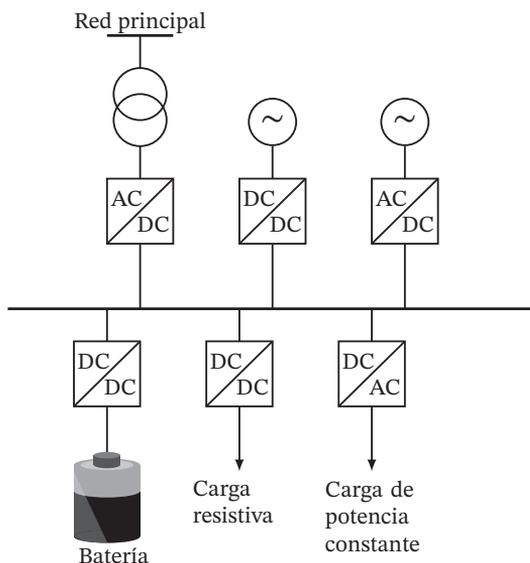


FIGURA NRO. 4.5. Esquema genérico de una micro-red híbrida ac/dc.

basado en herramientas de aprendizaje de máquina y algoritmos de optimización.

El enfoque basado en mediciones para la obtención de modelos de carga utiliza, normalmente, registros de perturbaciones obtenidas en un barraje del sistema durante una ventana de tiempo específica. Esto representa una falencia ya que se limita la capacidad de generalización del modelo. Dada la amplia disponibilidad de mediciones con las que cuentan los sistemas modernos, se hace relevante el desarrollo de nuevos algoritmos que permitan realizar modelos adaptivos los cuales empleen datos en tiempo real [93]. Esto permitirá mejorar la calidad y la confiabilidad de los diferentes análisis, que se realizarían en el futuro, para predecir el comportamiento de los sistemas eléctricos.

5

CAPÍTULO
CINCO

5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En este capítulo se describen las tecnologías de almacenamiento de energía con un especial énfasis en el modelo eléctrico, necesario para su integración en el esquema de control jerárquico. En todos los casos, se requiere de un convertidor de potencia ya que estas tecnologías funcionan en DC. El convertidor también puede ser utilizado para compensar potencia reactiva o para otros servicios auxiliares.

5.1. Almacenamiento eléctrico

Los sistemas de almacenamiento de energía sirven para mitigar la alta variabilidad de la generación o la demanda en micro-redes [129]. Estos contribuyen a suavizar la potencia en el sistema y mejoran los índices de estabilidad, eficiencia y confiabilidad.

La FIGURA NRO. 5.1 muestra tres sistemas típicos de almacenamiento de energía: almacenamiento de energía por superconducción (o Superconducting Magnetic Energy Storage –SMES–), supercondensadores (Supercapacitor Energy Storage –SCES–) y baterías (Battery Energy Storage System –BESS–). Todos estos sistemas funcionan en DC por lo que requieren una etapa de acondicionamiento para su integración con la micro-red. El tipo de configuración más usual consiste en

un convertidor DC/DC bidireccional (usualmente un *buck-boost*), que se encarga de controlar la carga y descarga del dispositivo de acuerdo a los criterios establecidos por el esquema de operación. Luego, se tiene un convertidor trifásico (usualmente un VSC), el cual se sincroniza a la micro-red.

Tanto los SMES como los SCES constituyen almacenamiento de energía eléctrica [20], mientras que las baterías almacenan energía química.¹

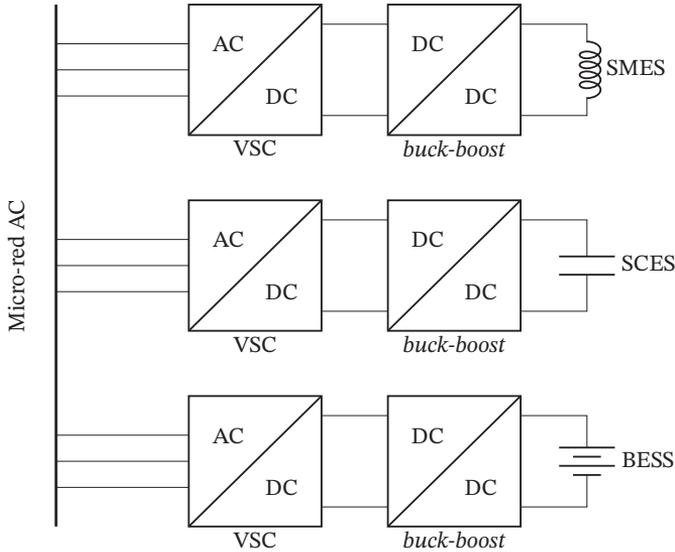


FIGURA NRO. 5.1. Algunas tecnologías de almacenamiento de energía: (a) almacenamiento magnético por superconducción, (b) super-capacitores y (c) baterías.

Un SMES consiste en una bobina de alta inductancia por la cual circula una corriente constante que almacena energía en forma de campo magnético, como se muestra en 5.1.

$$E = \frac{1}{2}Li^2 \tag{5.1}$$

La energía almacenada depende, por tanto, de la inductancia de la bobina y de la corriente que circula por ella; cuanto mayor sea la corriente, mayor será la energía almacenada. En cuanto a los supercondensadores, estos almacenan energía en forma de campo magnético por medio de la expresión 5.2.

$$E = \frac{1}{2}Cv^2 \tag{5.2}$$

¹Existen además otras formas de almacenamiento, tales como los volantes de inercia y las centrales hidroeléctricas de bombeo. Estos son ejemplos de almacenamiento de energía mecánica.

Donde v es la tensión de operación y C la capacitancia equivalente. A continuación, se describe en detalle cada una de las tecnologías.

5.1.1. Almacenamiento de energía magnética por superconducción

Un Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) es un dispositivo de almacenamiento de energía en forma de campo magnético, el cual consiste en una bobina de circulación de corriente DC. Por ende, el mecanismo de carga y descarga está asociado al control de esta corriente y la eficiencia del sistema está limitada por las pérdidas asociadas al efecto resistivo de la bobina. Por este motivo, se debe utilizar una bobina superconductor que pueda alcanzar una operación sin el efecto de la ley de Ohm [130].

Para conseguir lo anterior, el material superconductor se debe mantener a bajas temperaturas y usar sistemas de refrigeración por nitrógeno o helio líquido. La temperatura de operación es llamada temperatura crítica de superconductividad y varía desde 3 K a 50 K, según el material utilizado. Los primeros forman una familia de materiales conocidos como superconductores de baja temperatura, mientras que los segundos se denominan materiales de alta temperatura². Mantener esta temperatura supone un gasto de energía; no obstante, las tecnologías actuales pueden alcanzar eficiencias del 90 % incluyendo la potencia asociada al sistema de refrigeración [131]. Como ejemplo de materiales superconductores de baja temperatura, se tiene la aleación niobio-titanio; mientras la alúmina y la zirconia representan superconductores de alta temperatura de compuestos cerámicos [132].

En cuanto a la forma de la bobina, esta puede ser un solenoide o un toroide. Normalmente, se prefiere la primera por efectos de simplicidad y costo [133]. La FIGURA NRO. 5.2 muestra la estructura básica de un SMES.

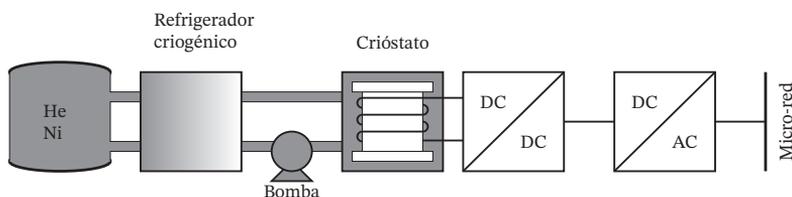


FIGURA NRO. 5.2. Componentes básicos de un sistema de almacenamiento de energía magnética por superconducción.

Se requiere de un sistema de refrigeración y de la bobina superconductora para mantener la temperatura criogénica. Además, para mantener presiones de vacío, se precisa de una bomba que facilite el proceso de refrigeración. El control de corriente

²50 K corresponden a -223.15 °C, una temperatura baja pero muy superior a 3 K.

se realiza por medio de un convertidor DC/DC y la integración a la red se establece mediante un VSC. Otras configuraciones posibles están basadas en convertidores de corriente [134].

Las potencias típicas en los sistemas SMES pueden ser de 1 MW hasta 10 MW. Estas son diseñadas para proveer energía por varios minutos y con respuestas dinámicas en el orden de milisegundos. Esta capacidad de respuesta rápida hace esta tecnología ideal para agregar una reserva dinámica y solucionar problemas de estabilidad. Existen múltiples modelos para bobinas superconductoras de acuerdo al grado de detalle deseado [135]. Para aplicaciones en sistemas de potencia, se recomienda un modelo de parámetros concentrados, como el que se muestra en la FIGURA NRO. 5.3.

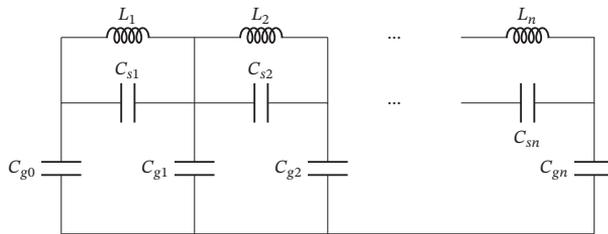


FIGURA NRO. 5.3. Modelo de parámetros concentrados para una bobina superconductora.

Este modelo permite establecer la respuesta transitoria de la bobina considerando tanto el efecto inductivo como el capacitivo asociado a cada una de las espiras. En aplicaciones de estado estacionario, es suficiente el modelo de energía descrito por la ecuación 5.1, en donde L es la suma de cada una de las inductancias.

5.1.2. Supercondensadores

Un condensador está compuesto al menos de dos conductores eléctricos, separados por una capa de aislamiento. Normalmente, este es hecho de cerámica, vidrio o una película de plástico [129]. Un condensador almacena energía en forma de campo eléctrico, tal y como se describe en la ecuación 5.2. Por tanto, su capacidad de almacenar energía depende tanto del valor de la capacitancia como de su tensión. Su voltaje de funcionamiento máximo depende de las características de descomposición del material dieléctrico.

Los supercondensadores, también llamados *condensadores eléctricos de doble capa* o *ultracondensadores*, contienen dos electrodos conductores, un electrolito y una membrana de separación. Los supercondensadores pueden presentar características tanto de condensadores como de baterías electroquímicas, en donde la energía es almacenada en forma de carga estática en las superficies entre el electrolito y los dos electrodos conductores. Los supercondensadores con alto rendimiento se basan

en nano-materiales para aumentar el área de superficie del electrodo y mejorar la capacitancia.

Los supercondensadores pueden permitir hasta 1×10^5 ciclos de carga/descarga sin afectar su vida útil, con eficiencias de entre 84% y 97%. Sin embargo, un supercondensador no puede almacenar grandes cantidades de energía ya que presenta un alto grado de auto-descarga. Por tanto, son ideales para aplicaciones asociadas a la compensación de oscilaciones, pero no para hacer un aplanado de la curva de carga.

El modelo circuital de un supercondensador se puede obtener mediante una espectrografía de impedancias, de donde se obtiene una curva como la mostrada en la FIGURA NRO. 5.4 [136]. Para frecuencias altas (> 70 Hz), el supercondensador muestra un comportamiento inductivo ya que $\text{imag}(Z) > 0$. Para frecuencias intermedias, el supercondensador presenta una pendiente de aproximadamente 45° . Esto evidencia tanto una parte capacitiva como una parte inductiva. Sin embargo, para bajas frecuencias (≤ 1 Hz), el supercondensador expone un comportamiento capacitivo representado como una línea vertical. La impedancia también se ve afectada por la temperatura, tal y como se muestra en la FIGURA NRO. 5.4.

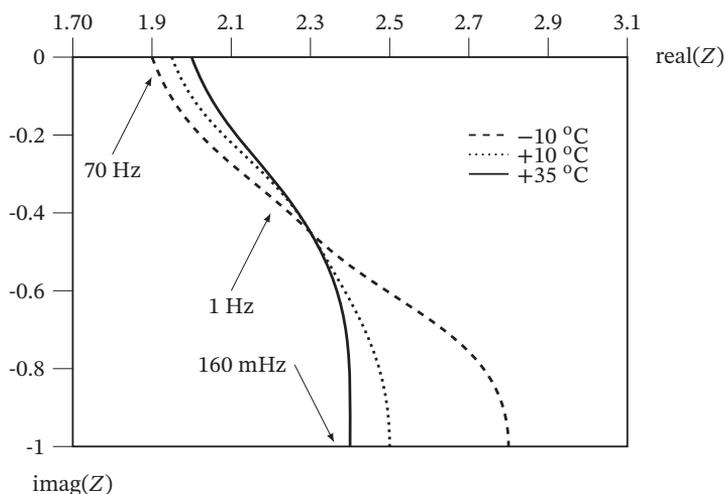


FIGURA NRO. 5.4. Espectro típico de un supercondensador.

El comportamiento dinámico de un supercondensador puede ser aproximado mediante un modelo de parámetros concentrados, como se muestra en la FIGURA NRO. 5.5 [137]. Este modelo requiere únicamente cuatro parámetros (L, R, C, τ), en donde L representa el efecto inductivo a altas frecuencias (usualmente un valor del orden de los nano Henrios), R representa las pérdidas y C es el valor efectivo de la capacitancia; por su parte, τ es un parámetro que depende de la temperatura del supercondensador. El modelo consiste en n módulos en serie que representan el comportamiento a

diferentes frecuencias del supercondensador. Resultados de simulación demostraron que 10 módulos son suficientes para reproducir el comportamiento experimental, dado en la FIGURA NRO. 5.4.

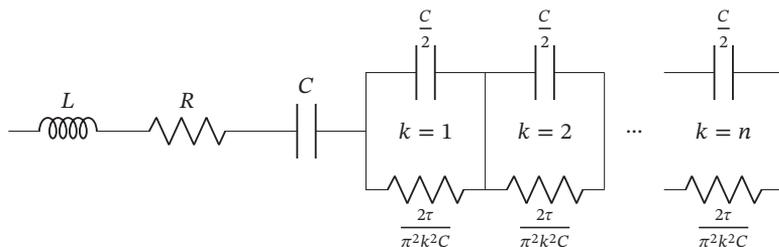


FIGURA NRO. 5.5. Modelo de parámetros concentrados para un supercondensador.

5.2. Almacenamiento electroquímico: baterías

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías tienen la capacidad de convertir las reacciones químicas, que se producen en un conjunto de celdas electroquímicas, en energía eléctrica. Estas reacciones pueden ser reversibles o no reversibles: las primeras conceden a una batería la característica de «recargable». En esta sección, se hace referencia a las baterías utilizadas en sistemas eléctricos de potencia; por esto, deben ser recargables.

Un sistema de almacenamiento por baterías o *battery energy storage system* (BESS) consiste en un banco de baterías conectadas a un sistema de conversión, que permite el control de carga/descarga e integra la potencia a la micro-red (ver FIGURA NRO. 5.1). Los BESS almacenan considerables cantidades de energía con bajos niveles de potencia; por eso, tienen una alta densidad de energía pero una baja densidad de potencia. Esto les permite suministrar energía en periodos largos de tiempo aunque presentan limitaciones para entregar picos de potencia. Además, las baterías tienen un ciclo de vida que varía con el tipo de componentes utilizados para su construcción. De igual manera, las baterías tienen un parámetro que indica la rampa de carga y descarga en (kW/s), tal como se aprecia en [138]. Estas rampas implican limitaciones en los tiempos que tarda la batería para cargarse y descargarse; ignorar estos límites operativos afecta significativamente la vida útil de sistema de almacenamiento por baterías.

Los BESS son sistemas de carga y descarga lenta; por ello, cuando suministran o reciben grandes picos de potencia, su vida útil se reduce; de ahí que se implementen acompañados de un sistema de almacenamiento con alta densidad de potencia, como el SMES o los supercondensadores [139].

Entre los diferentes componentes utilizados para la fabricación de baterías, se tiene el ácido-plomo, el ion-litio, el níquel-cadmio, el sodio-azufre y las baterías de flujo (ver

[140] para una revisión de los tipos de baterías utilizados a gran escala). Las baterías de plomo ácido son las más utilizadas por ser económicas y confiables. Sin embargo, presentan desventajas como una dinámica lenta, una corta vida útil, la incapacidad de descarga profunda y unos componentes altamente tóxicos. Por otra parte, aunque el costo de las baterías de ion de litio puede ser más alto que en otros tipos de baterías; son las que tienen mayores prestaciones [130].

Para comparar de forma más clara las diferentes tecnologías en la construcción de baterías, en [141] se presenta una tabla con ventajas y desventajas. Allí se resalta que las baterías de ion-litio tienen mayor costo respecto a las demás. Del mismo modo, se presenta un gráfico con las capacidades de algunos tipos de baterías, el cual se reproduce en la FIGURA NRO. 5.6.

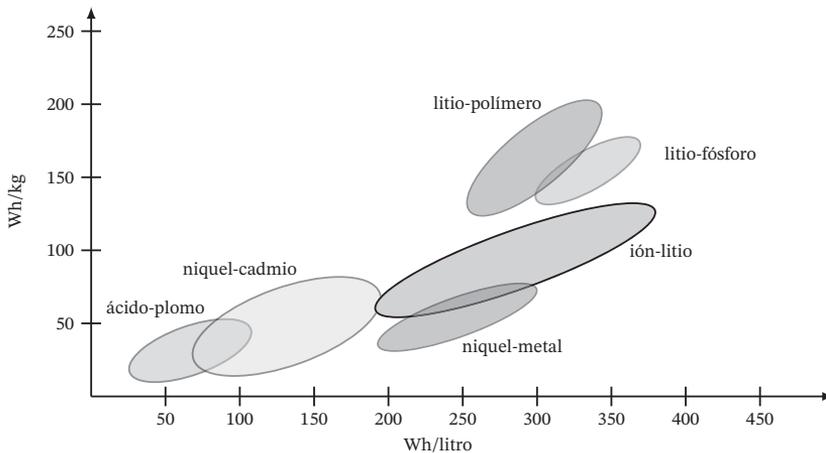


FIGURA NRO. 5.6. Densidades de almacenamiento de diferentes tipos de baterías.

Las baterías en su conjunto presentan ciertas desventajas: alta resistencia interna, que implica rendimientos de hasta el 80%; la resistencia de fuga, que ocasiona auto-descarga; el efecto memoria, que limita con cada recarga la capacidad de la batería; los componentes constructivos de metales pesados, que hacen difícil la disposición final; las características de carga y descarga, que hacen la batería lenta; y finalmente, la baja densidad de potencia, que hace que su vida útil se afecte significativamente cuando trata de absorber o entregar grandes cantidades de potencia (ver [139] y [130]).

Como dato adicional, la resistencia interna de una batería es mucho mayor que en sistemas de alta densidad de potencia: si, por ejemplo, se compara con un supercondensador, puede tratarse de una magnitud 10 veces mayor [142].

En general, las baterías pueden utilizarse en sistemas con rangos de energía hasta de 100 MWh, potencias hasta de 30 MW (1 GW según [143]), y consideran tiempos de carga y descarga en el orden de las horas. Sin embargo, la respuesta dinámica frente a

transitorios puede ser mucho más rápida gracias a la acción de convertidor de potencia [130].

Con respecto a los modelos para baterías, [144] propone la siguiente clasificación: electroquímico, matemático y por medio de elementos de circuito. Estos modelos pueden utilizarse para analizar procesos específicos en una batería; por ejemplo, los modelos electroquímicos representan especialmente bien las reacciones en cada celda mientras los modelos de circuito representan mejor las características eléctricas de la batería. Así pues, los modelos presentados a continuación son modelos genéricos que se pueden utilizar en la mayoría de estudios dinámicos y para diferentes tipos de baterías.

5.2.1. Modelo por medio de elementos de circuito

En cuanto a los modelos de circuito, en [145] se presentan los modelos más comunes de baterías, empleados hasta el año 2006 (equivalente de Thevenin, impedancia y modelos para tiempo de ejecución o *runtime models*). A partir de los modelos anteriores, se propone un nuevo modelo para representar las características dinámicas de la batería; esto es, tensión en circuito abierto, y respuesta ante transitorios de corto y largo plazo. El modelo se aprecia en la FIGURA NRO. 5.7.

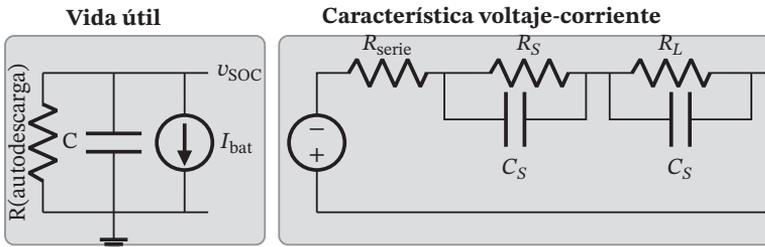


FIGURA NRO. 5.7. Modelo por medio de elementos de circuito para una batería.

En este modelo, los parámetros de la batería se pueden representar por medio de ecuaciones parametrizadas. Estos parámetros se pueden obtener por medio de un análisis experimental y todos dependen del estado de carga de la batería. En [145], se presenta una caracterización para baterías de polímero de litio y NiMH (níquel metal-hidruro). Asimismo, en esta referencia se asegura que los parámetros son constantes para estados de carga entre 20 % y 100 %, pero varían exponencialmente entre 0 % y 20 %. Las ecuaciones obtenidas en [145] se muestran desde 5.3 hasta 5.8. Estas ecuaciones representan los parámetros del circuito en función del estado de carga

(State of Charge –SoC–).

$$R_S = 6.603 \exp(-155.2 \text{ SoC}) + 0.04984 \quad (5.3)$$

$$C_L = -6056 \exp(-27.12 \text{ SoC}) + 4475 \quad (5.4)$$

$$R_{\text{serie}} = 0.1562 \exp(-24.37 \text{ SoC}) + 0.07446 \quad (5.5)$$

$$R_S = 0.3208 \exp(-29.14 \text{ SoC}) + 0.04669 \quad (5.6)$$

$$C_S = -752.9 \exp(-13.51 \text{ SoC}) + 703.6 \quad (5.7)$$

$$V_{\text{SoC}} = -1.031 \exp(-35 \text{ SoC}) + 3.685 + 0.2156 \text{ SoC} - 0.1178 \text{ SoC}^2 + 0.3201 \text{ SoC}^3 \quad (5.8)$$

Aun así, de acuerdo a lo expuesto en [145], este modelo es una simplificación sin considerar los efectos que son despreciables en baterías de litio, como la auto-descarga (2 % a 10 % cada mes), el número de ciclos (10 % de pérdida de capacidad cada 300 ciclos) y la temperatura (considerada constante). Se trabaja principalmente con baterías de litio dado que los parámetros obtenidos experimentalmente son más constantes al variar la corriente de descarga. En cuanto a los errores del modelo, se presenta un error de 0.4 % en tiempo de ejecución y error de tensión máximo de 30 mV. El modelo también es compatible con baterías de NiCd, Li-ion y otras baterías electroquímicas; aunque, como se mencionó previamente, la estabilidad de los parámetros respecto a las diferentes corrientes de descarga es mejor para las baterías de litio.

Este modelo es ampliamente utilizado en diferentes estudios; por ejemplo, en [146], se utiliza sistemas BESS para fenómenos de estado estable y SMES para fenómenos transitorios, sobre una micro-red DC, basada en sistemas PV. De igual manera, la misma referencia implementa control predictivo, basado en el *model-predictive-control* (MPC) para la gestión de la energía, tanto en modo «conectado a la red principal» como «aislado». En tal caso, el MPC controla un inversor VSC y no hay necesidad de utilizar PWM, pues el MPC entrega las señales de control al VSC [147].

Para el caso del convertidor DC/DC en los sistemas de almacenamiento de energía, se utiliza un convertidor tipo *buck/boost* bidireccional, el cual mantiene la tensión en la barra DC durante variaciones de potencia.

Por otra parte, en [148] se utiliza control integral *consensus* para sincronizar el estado de carga de las baterías en una micro-red, lo anterior mediante la adquisición de datos locales y vecinos. Allí, se utiliza el modelo en [138], que resulta ser el modelo tratado en [145], pero generalizado para un arreglo serie-paralelo de baterías.

En [149], también se utiliza el modelo propuesto en [145] y [144]. Este se ha validado para baterías de litio y ácido-plomo al agregar una dependencia respecto a la temperatura y al estado de carga. Usualmente, el efecto de la temperatura se almacena en una tabla que ajusta los valores de voltaje de circuito abierto, así como las resistencias y capacitancias con respecto a la temperatura y el estado de carga. En [150], se simulan baterías ion-litio con el impacto de la temperatura.

5.2.2. Modelo no-lineal por medio de ecuación característica

Este modelo ampliamente utilizado en la simulación de baterías se basa en un estudio realizado para caracterizar los sistemas de almacenamiento en vehículos eléctricos, que se presenta en [151]. Este modelo consta de una fuente dependiente de tensión en serie con una resistencia y es una modificación a la ecuación de Shepherd, publicada en 1965. Esta es usualmente utilizada en estudios dinámicos de baterías, y como base de simulaciones y modificaciones al modelo de baterías, como se expone en [143], [151], [152], [1], [153] y [154].

La ecuación de Shepherd, que se presenta en detalle en [155], considera la resistencia interna de la batería como se muestra desde 5.9 hasta 5.11. Estas presentan una no linealidad debido al término 5.11, que ocasiona un bucle algebraico con los bien conocidos problemas de simulación [151].

$$V_{\text{bat}} = E_{\text{bat}} - RI_{\text{bat}} \quad (5.9)$$

$$E_{\text{bat}} = E_0 - K \frac{Q}{(Q - S)} (S + I_{\text{bat}}) + A \exp(-BS) \quad (5.10)$$

$$K = \frac{Q}{(Q - S)} I_{\text{bat}} \quad (5.11)$$

De la ecuación anterior, V_{bat} es la tensión en terminales de la batería en [V]; E_0 es el voltaje interno en (V); K es la constante de polarización en [Ah]; Q es la capacidad de la batería en [Ah]; R es la resistencia interna en (Ω); A es una constante denominada amplitud de la zona exponencial, medida en [V]; B es la inversa de la constante de tiempo de la zona exponencial en $(Ah)^{-1}$; I_{bat} es la corriente de la batería y S es la integral de la corriente, tal como se presenta en 5.12.

$$S = \int_0^T I_{\text{bat}} dt \quad (5.12)$$

La FIGURA NRO. 5.8 muestra la forma de implementar el modelo, el cual fue evaluado experimentalmente en [151]. Este modelo puede representar la carga y descarga de hasta cuatro tipos de batería (ácido-plomo, Li-ion, NiCd y NiMH), usando el estado de carga de la misma. La diferencia entre los diferentes tipos de batería se expresa por medio de los parámetros presentes en la ecuación que rige la fuente dependiente. Dichos parámetros se pueden obtener por curvas de carga y descarga de los fabricantes. La TABLA NRO. 5.1 muestra algunos de ellos para cuatro tipos de baterías.

Este modelo es utilizado en algunos artículos como en [143]. Esta hace una revisión de los modelos BESS, utilizados para la regulación de frecuencia y concluye que un modelo no-lineal es más preciso frente a otros modelos analizados; aunque requiere un trabajo previo de parametrización, de acuerdo a la curva de descarga del fabricante. También establece que el estado de carga es el parámetro que más afecta el control de frecuencia. Este es más importante que otros como la resistencia interna o el modelo del convertidor. De esta manera, una fuente de tensión que considera el estado de carga es un modelo suficientemente preciso para el control de frecuencia.

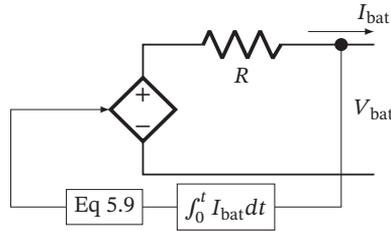


FIGURA NRO. 5.8. Modelo no-lineal de la batería.

Tipo	Ácido plomo	NiCd	Li-ion	NiMH
Parámetros	12 V 1.2 Ah	1.2 V 1.3 Ah	3.6 V 1 Ah	1.2 V 6.5 Ah
$E_o(V)$	12.6463	1.2505	3.7348	1.2848
$R(\Omega)$	0.2500	0.0230	0.0900	0.0046
$K(V)$	0.3300	0.0085	0.0088	0.0188
$A(V)$	0.6600	0.1440	0.4680	0.1440
$B(Ah)^{-1}$	2884.61	5.7692	3.5294	2.3077

TABLA NRO. 5.1. Parámetros para diferentes baterías.
 Tomado de [151].

Por otra parte, en [153] se propone una modificación del modelo para evitar el bucle algebraico; para ello, se utiliza una corriente filtrada (\tilde{I}_{bat}), como se muestra en 5.13.

$$E_{bat} = E_0 - K \frac{Q}{(Q - S)} (S + \tilde{I}_{bat}) + A \exp(-BS) \quad (5.13)$$

Este modelo es válido para muchas tecnologías ante estados de carga entre 30 % y 100 %. La limitación anterior se presenta debido a que no se considera el efecto Peukert.

En [152], se presenta la parametrización de dos baterías específicas (ion de litio y ácido-plomo) y en [1], se utiliza el modelo en tiempo discreto con baterías tipo LiFePO4 (litio ferrofosfato). Esta referencia sugiere agregar parámetros eléctricos para describir mejor el comportamiento transitorio. El circuito propuesto se aprecia en la FIGURA NRO. 5.9.

Adicionalmente, en [156], se asumen los modelos que utilizan la ecuación de Shepherd (o se derivan de ella) como modelos matemáticos; mientras los modelos circuitales, como los de la FIGURA NRO. 5.7. Luego, se presenta un análisis comparativo entre modelos matemáticos y eléctricos, prestando especial atención a las baterías de ácido-plomo.

Como conclusión, la relación entre tensión y corriente respecto al estado de carga está bien caracterizada en los modelos matemáticos; mientras que, por otra parte, el

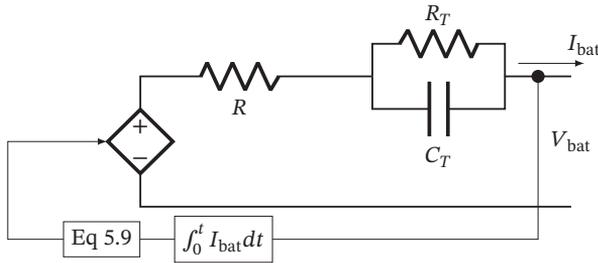


FIGURA NRO. 5.9. Modelo no-lineal considerando el estado transitorio, propuesto en [1].

impacto del estado de carga no se representa directamente en los modelos circuitales. De manera similar, existe alguna dificultad en la extracción de parámetros en ambos modelos; sin embargo, el caso del modelo matemático es un poco más simple ya que este se fundamenta en las curvas de descarga del fabricante, mientras que los modelos circuitales requieren un proceso experimental y de modelizado matemático más complejo.

5.2.3. Integración de la batería a la red

Los bancos de baterías usualmente se conectan en serie o paralelo mediante módulos, como se muestra en la FIGURA NRO. 5.10.

Como se presenta en la sección anterior, el modelo de cada módulo es altamente dependiente de la temperatura y del estado de carga. El primer aspecto es particularmente importante en las baterías de ion-litio. Estas pueden explotar cuando la temperatura de operación supera un valor crítico. Así mismo, las baterías conectadas a un mismo modulo pueden tener condiciones de operación diferente en cuanto a estado de carga y temperatura. Esto puede ocasionar que una batería llegue a carga nominal mientras las demás están en un estado de carga inferior, limitando la capacidad de almacenamiento del modulo. Igualmente, la diferencia en temperaturas puede generar un deterioro no homogéneo del modulo. Por tal razón, se suele usar un sistema de compensación pasivo, basado en un conmutador electrónico, usualmente un transistor, conectado a una resistencia. De esta forma, se descarga parcialmente la batería con mayor estado de carga y mantiene una carga homogénea.

El convertidor DC/DC se utiliza para realizar el control de carga y descarga de los módulos. No obstante, es importante tener en cuenta que el estado de carga SOC no puede ser medido directamente durante la operación. Por ello, se deben considerar sistemas de estimación basados en la medición de la temperatura y de la integral de la corriente, para gestionar la carga y descarga del sistema. El estimador más simple de estado de carga es la integral de la corriente. Sin embargo, esta puede ser particularmente propensa a errores de estimación debido a variaciones de la

temperatura y a condiciones iniciales imprecisas, ya que no se tiene realimentación de la tensión. Otros modelos más exactos pueden estar basados en filtros de Kalman y otras técnicas no-lineales.

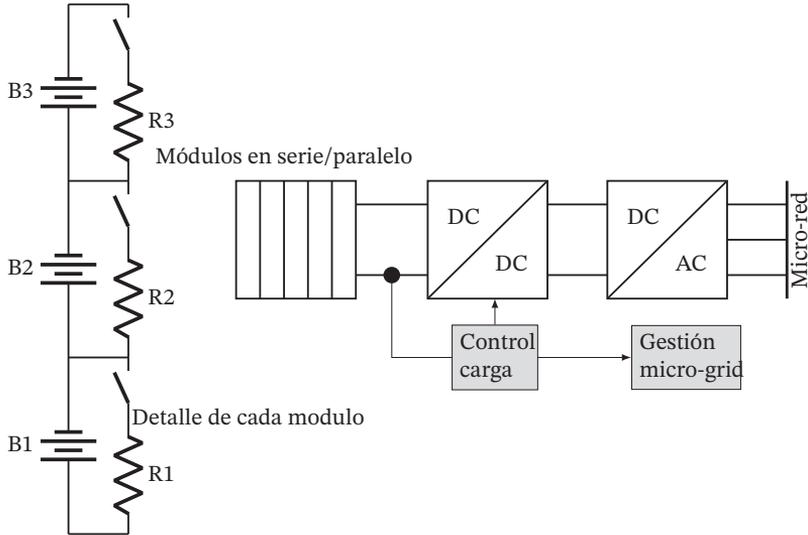


FIGURA NRO. 5.10. Sistema de gestión de control de un sistema de baterías.

Aunque es posible obtener un modelo de circuito basado en *lookup table*, el cual considere las resistencias y capacitancias transitorias, basado en resultados experimentales; en la práctica, se suele usar el modelo de estado estacionario, en donde la variable fundamental es el estado de carga estimado.

En los problemas de operación y control de micro-redes es suficiente este tipo de modelo, aunque deben añadirse consideraciones adicionales, relacionadas con las pérdidas. Estas se pueden representar como una forma cuadrática, así como limitaciones en los estados de carga máximo y mínimo (descarga profunda).

Finalmente, los fabricantes de sistemas de almacenamiento de baterías para aplicaciones en micro-redes suelen especificar únicamente las variables asociadas a potencia y energía, capacidad de descarga profunda y tiempo de carga o descarga [157].

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K.-c. Bae, S.-C. Choi, J.-H. Kim, C.-Y. Won, and Y.-c. Jung, "Lifepo4 Dynamic Battery Modeling for Battery Simulator," in *2014 IEEE Int. Conf. Ind. Tech.*, Busan, Korea (South), Mar. 2014, pp. 354–358.
- [2] H. Abdi, S. D. Beigvand, and M. L. Scala, "A Review of Optimal Power Flow Studies Applied to Smart Grids and Microgrids," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 71, pp. 742–766, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116311583>.
- [3] H. Farhangi and G. Joos, "Microgrid Benchmarks," in *Microgrid Planning and Design: A Concise Guide*. Chennai, India: Wiley-IEEE, 2019, ch. 2, pp. 25–36.
- [4] A. Alzahrani, M. Ferdowsi, P. Shamsi, and C. H. Dagli, "Modeling and Simulation of Microgrid," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 114, pp. 392–400, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050917318574>
- [5] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A Review of Technologies, Key Drivers, and Outstanding Issues," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 90, pp. 402–411, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211830128X>.
- [6] A. Bidram and A. Davoudi, "Hierarchical Structure of Microgrids Control System," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, Dec. 2012, doi: <https://www.doi.org/10.1109/TSG.2012.2197425>.
- [7] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: <https://www.doi.org/10.1109/TPEL.2012.2199334>.

- [8] J. A. P. Lopes, A. G. Madureira, and C. C. L. M. Moreira, "A View of Microgrids," *Wiley Interd. Rev.: Energ. Envir.*, vol. 2, no. 1, pp. 86–103, 2013. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.34>.
- [9] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. D. Kooning, J. M. Guerrero, and L. Vandevelde, "Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies," *IEEE Indus. Electr. Mag.*, vol. 7, no. 4, pp. 42–55, Dec. 2013, doi: <https://www.doi.org/10.1109/MIE.2013.2279306>.
- [10] W. Haiyun, Z. Zuochun, Y. Qingfang, B. Wei, H. Guoqing, L. Guanghui, and F. Kaihui, "A Hierarchical Control of Microgrid Based On Droop Controlled Voltage Source Converter," in *IEEE PES Asia-Pacific P. En. Eng. Conf. (APPEEC)*, Hong Kong, China, Dec. 2013, pp. 1–4, doi: <https://www.doi.org/10.1109/APPEEC.2013.6837176>.
- [11] R. Heyderi, M. Alhasheem, T. Dragicevic, and F. Blaabjerg, "Model Predictive Control Approach for Distributed Hierarchical Control of VSC-Based Microgrids," in *2018 20th Eur. Conf. P. Electron. Appl. (EPE'18 ECCE Europe)*, Sep. 2018, pp. 1–8.
- [12] L. Castro, M. Bueno López, and J. Mora-Florez, "Adjustment Strategy of a Fuzzy Control to Integrate Renewable Sources and Storage Devices in Microgrids," in *2019 IEEE Worksh. P. Electron. P. Qual. Appl. (PEPQA)*, Manizales, Colombia, 2019, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851561>.
- [13] N. Hatzigiorgiariou, *Microgrids: Architectures and Control*. West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2014.
- [14] N. Mohan and T. M. Undeland, *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. John Wiley & Sons, 2007.
- [15] A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, and J. Sanchez-Gasca, "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models—A Status Report," in *2011 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.* Phoenix, AZ (USA): IEEE, Mar., 2011, pp. 1–8.
- [16] P. Pourbeik, A. Ellis, J. Sanchez-Gasca, Y. Kazachkov, E. Muljadi, J. Senthil, and D. Davies, "Generic Stability Models for Type 3 & 4 Wind Turbine Generators for WECC," in *Power Ener. Societ. Gen. Meet.* Vancouver, BC (Canada): IEEE, Jul., 2013, pp. 1–5.
- [17] S. M. Sharkh, M. A. Abu-Sara, G. I. Orfanoudakis, and B. Hussain, *Power Electronic Converters for Microgrids*. Singapore, Singapore: John Wiley & Sons, 2014.
- [18] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. New York, NY, USA: John Wiley and Sons, 2011.
- [19] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed Generation: A Definition," *Electr. Pow. Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8).

- [20] O. D. Montoya, A. Garcés, and G. Espinosa-Pérez, “A Generalized Passivity-Based Control Approach for Power Compensation in Distribution Systems Using Electrical Energy Storage Systems,” *J. Energy Storage*, vol. 16, pp. 259–268, 2018, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8).
- [21] A. Ortega and F. Milano, “Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3369–3380, Sep. 2016, doi: <https://www.doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2496217>.
- [22] Encodi, “Energía solar,” <https://solar-energia.net/>, 2019, (accessed Dic. 1, 2018).
- [23] M. C. Di Piazza and G. Vitale, *Photovoltaic Sources: Modeling and Emulation*. London, England: Springer Science & Business Media, 2012.
- [24] Acciona, “Planta termosolar Nevada Solar One,” <https://www.acciona.com/es/lineas-de-negocio/energia/proyectos-emblematicos/planta-termosolar-nevada-solar-one/>, 2019, (accessed Dic. 10, 2018).
- [25] R. P. Feynman, R. B. Leighton, and M. Sands, *The Feynman Lectures on Physics*, N. Millenium, Ed. New York, NY: Basic Books, 2010, originally published 1963-1965.
- [26] S. Sumathi, L. A. Kumar, and P. Surekha, *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*. Switzerland: Springer, 2015.
- [27] C. García Ceballos, “Análisis del modelo de estado estable y transitorio de fuentes de generación eléctrica, para simulación de un sistema de prueba en media tensión,” Thesis, Fac. de Ing. Electr. Electr., Fís.y Cienc. de la Comp., Ing. Electr., Univ. Tec., Pereira, Risaralda, Colombia, 2018.
- [28] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica,” *Rev. iberoam. autom. informatic. indus.*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.riai.2012.05.010>.
- [29] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, “General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 144–151, Feb. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.807113>.
- [30] A. Garcés, “Stability Analysis in Type-A Wind Turbines: A Tutorial. ArXiv preprint,” 2018. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/1805.06102>.
- [31] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 1st ed. New York, NY (USA): John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

- [32] UPME-IGAC, “Atlas potencial hidroenergético de Colombia,” <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx>, 2015, (accessed Oct. 04, 2018).
- [33] C. Helston, A. Farris, and C. Etienne, “Energy BC Run of River Power,” Run of River Power. <http://energybc.ca/runofriver.html> (accessed Oct. 04, 2018).
- [34] P. J. Donalek, “Update on Small Hydro Technologies, and Distributed Generation Including Run—of—River Plants,” in *Power Energ. Socie. Gen. Meet.-Conver. Deliv. Elect. Energ. 21st Cent.* Pittsburgh, PA (USA): IEEE, Jul., 2008, pp. 1–2.
- [35] A. Wijesinghe and L. L. Lai, “Small hydro power plant analysis and development,” in *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 25–30.
- [36] A. Ansel and B. Robyns, “Modelling and Simulation of an Autonomous Variable Speed Micro Hydropower Station,” *Math. Comput. Simul.*, vol. 71, no. 4-6, pp. 320–332, 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2006.02.011>.
- [37] J. Márquez, M. Molina, and J. Pacas, “Dynamic Modeling, Simulation and Control Design of an Advanced Micro-Hydro Power Plant for Distributed Generation Applications,” *Intern. J. Hydrog. Energ.*, vol. 35, no. 11, pp. 5772–5777, 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319910004003>.
- [38] H. Fang, L. Chen, N. Dlakavu, and Z. Shen, “Basic Modeling and Simulation Tool for Analysis of Hydraulic Transients in Hydroelectric Power Plants,” *IEEE Trans. Energ. Convers.*, vol. 23, no. 3, pp. 834–841, Jun. 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2008.921560>.
- [39] Colombia-Inteligente, “Recursos energéticos distribuidos: Acciones para su integración,” Colombia Inteligente. <http://www.colombiainteligente.org> (accessed Abr. 20, 2020).
- [40] S. Nalley and A. LaRose, “Annual Energy Outlook 2020 with Projections to 2050,” US-Energy, Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm
- [41] A. Zomers, “Remote Access: Context, Challenges, and Obstacles in Rural Electrification,” *IEEE Power Energ. Mag.*, vol. 12, no. 4, pp. 26–34, 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/MPE.2014.2315916>.
- [42] A. Tuohy, J. Zack, S. E. Haupt, J. Sharp, M. Ahlstrom, S. Dise, E. Gritmit, C. Mohrlen, M. Lange, M. G. Casado, J. Black, M. Marquis, and C. Collier, “Solar Forecasting: Methods, Challenges, and Performance,” *IEEE Power Energ. Mag.*, vol. 13, no. 6, pp. 50–59, 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2461351>.
- [43] SIAC, “Fenómenos del niño y la niña,” Sistema de Información Ambiental de Colombia. www.siac.gov.co/ninoynina (accessed Oct. 4, 2018).

- [44] IDEAM, Y. J. Melo-Franco, and J. F. Ruiz Murcia, *La variabilidad climática y el cambio climático en Colombia*. Bogotá, Colombia: IDEAM-UNA, 2019. [Online]. Available: documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023778/variabilidad.pdf.
- [45] C. A. Gueymard, A. Habte, and M. Sengupta, "Reducing Uncertainties in Large-Scale Solar Resource Data: The Impact of Aerosols," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 8, no. 6, pp. 1732–1737, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2869554>.
- [46] B. Mitchell, D. Chung, Q. He, H. Zhang, Z. Xiong, P. P. Altermatt, P. Geelan-Small, and T. Trupke, "PERC Solar Cell Performance Predictions from Multicrystalline Silicon Ingot Metrology Data," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 7, no. 6, pp. 1619–1626, 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2756060>.
- [47] A. Muzathik, W. Nik, M. Ibrahim, K. Samo, K. Sopian, and M. Alghoul, "Daily Global Solar Radiation Estimate Based on Sunshine Hours," *Intern. J. Mechan. Mater. Eng.*, vol. 6, no. 1, pp. 75–80, 2011. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/259479118_Daily_global_solar_radiation_estimate_based_on_sunshine_hours.
- [48] C. Ojeda, S. Salamanca, and M. Bueno-Lopez, "Methods for the Characterization of the Variability of Solar and Wind Resource," in *AETA 2019 - Recent Advances in Electrical Engineering and Related Sciences: Theory and Application*, D. F. Cortes Tobar, V. H. Duy, and T. T. Dao, Eds. Switzerland: Springer, Cham, 2021. [Online]. Available: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-53021-1_23.
- [49] J. Sánchez-Vásquez, "Simulación numérica directa en paralelo de las ecuaciones de navier-stokes en flujos con capa límite desprendida. Aplicaciones en instalaciones deportivas con gradas cubiertas," p. 188, 2004.
- [50] Z. X. Weng, L. B. Shi, Z. Xu, L. Z. Yao, Y. X. Ni, and M. Bazargan, "Effects of Wind Power Variability and Intermittency on Power Flow," in *2012 IEEE Power Energ. Soc. Gen. Meet.*, San Diego, CA (USA), Jul., 2012, pp. 1–7, doi: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344727>.
- [51] P. Cobreiro-Rodríguez and N. Jiménez-Simón, "Aerogeneradores (i): Funcionamiento y Marco Normativo de Prevención de Riesgos Laborales," Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Notas Técnicas de Prevención Nro. 1022, 2014.
- [52] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, "Wind Power Potential and Characteristic Analysis of the Pearl River Delta Region, China," *Renew. Energ.*, vol. 31, no. 6, pp. 739–753, 2006. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105001114>.
- [53] I. Fyrippis, P. J. Axaopoulos, and G. Panayiotou, "Wind Energy Potential Assessment in Naxos Island, Greece," *Appl. Energ.*, vol. 87, no. 2, pp. 577–586,

2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626190900227X>.
- [54] M. P. Burgos Gutiérrez, S. Aldana Ávila, and D. J. Rodríguez Patarroyo, “Análisis del recurso energético eólico para la ciudad de bogotá DC para los meses de diciembre y enero, colombia,” *Rev. Av.: Invest. Ing.*, vol. 12, pp. 1–6, 2015, doi: <https://doi.org/10.18041/1794-4953/avances.2.278>.
- [55] A. M. Alonso-Fernández, (2017). Tema 6. Estimación puntual. [Presentación en PowerPoint, Estadística I, Grado en Economía y Derecho, Departamento de Estadística, Universidad Carlos III de Madrid]. Available: <http://halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/amalonso/esp/tema6esp.pdf>.
- [56] F.-W. Scholz, “Characterization of the weibull distribution,” *Computational Statistics & Data Analysis*, vol. 10, no. 3, pp. 289–292, 1990. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167947390900097>
- [57] P. Bhattacharya and R. Bhattacharjee, “A Study on Weibull Distribution for Estimating the Parameters,” *J. Appl. Quant. Meth.*, vol. 5, no. 2, pp. 234–241, 2010, doi: <https://doi.org/10.1260/030952409790291163>.
- [58] F. Cajori, “Historical Note on the Newton-Raphson Method of Approximation,” *Amer. Math. Month.*, vol. 18, no. 2, pp. 29–32, 1911, doi: <https://doi.org/10.2307/2973939>.
- [59] H. Louie, *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. New York, NY: Springer-Verlag, 2018.
- [60] W. Boughton and O. Droop, “Continuous simulation for design flood estimation: A review,” *Envir. Model. Soft.*, vol. 18, no. 4, pp. 309–318, 2003. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364815203000045>.
- [61] J. A. Ruiz, “Evaluación de metodologías indirectas para la estimación de caudales medios mensuales en la zona del Piedemonte del Departamento de Casanare,” M. S. Thesis, Fac. Ing., Dep. Ing. Civ. Agr., Univ. Nal. Col., Bogotá, 2016.
- [62] D. Amatya, R. Skaggs, and J. Gregory, “Comparison of Methods for Estimating REF-ET,” *J. Irr. Drain. Eng.*, vol. 121, no. 6, pp. 1–9, 1995, doi: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9437\(1995\)121:6\(427\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9437(1995)121:6(427)).
- [63] C. Cammalleri, J. Vogt, and P. Salamon, “Development of An Operational Low-Flow Index for Hydrological Drought Monitoring Over Europe,” *Hydrol. Sci. J.*, vol. 62, no. 3, pp. 346–358, 2017, doi: <https://doi.org/10.1080/02626667.2016.1240869>.
- [64] L. Fahrmeir, T. Kneib, and B. Marx, *Regression: Models, Methods and Applications*. New York, NY: Springer-Verlag, 2013.

- [65] J. K. Gómez, “Predicción de caudales medios mensuales en cuencas colombianas para la generación hidroeléctrica,” M.S. Thesis, Fac. Min., Univ. Nal. Col., Medellín, 2017.
- [66] Z. Sen, “Run-sums of Annual Flow Series,” *J. Hydrol.*, vol. 3, no. 4, pp. 311–324, 1977, doi: [https://doi.org/10.1016/0022-1694\(77\)90009-9](https://doi.org/10.1016/0022-1694(77)90009-9).
- [67] G. Duncan, M. Sarma, and T. Overbye, *Sistemas eléctricos de potencia. Análisis y diseño*, 3rd ed. México, D.F.: International Thomson Editores S. A., 2012.
- [68] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design*, 2nd ed. Boca Ratón, FL: CRC press, 2011.
- [69] S. Ramírez-Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, 3rd ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004. [Online]. Available: https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7095/958-9322-86-7_Parte1.pdf?sequence=4&isAllowed=y.
- [70] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2199334>.
- [71] A. Engler, “Applicability of Droops in Low Voltage Grids,” *Int. J. Distrib. Ener. Resour.*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2005. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/44099052_Applicability_of_droops_in_low_voltage_grids.
- [72] A. B. Holvik, “Virtual Impedance Techniques for Power Sharing Control in ac Islanded Microgrids,” M.S. Thesis, Dep. Electr. Power Eng., NTNU, Norway, 2018.
- [73] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, and K. Strunz, “A Benchmark Low Voltage Microgrid Network,” in *Proceed. CIGRE symp.: Power Syst. Disper. Gener.* Athens, Greece: CIGRE, Abr. 2005, pp. 1–8. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/237305036_A_Benchmark_Low_Voltage_Microgrid_Network.
- [74] CENTELSA, “Cables para baja tensión,” Centesla.com. <http://www.centelsa.com/pdf/CablesdeBajaTension.pdf> (accessed Oct. 12, 2019).
- [75] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power Systems Analysis*, ser. McGraw Hill series in electronic systems. New York, NY: McGraw Hill, 1968.
- [76] W. W. Price, H. D. Chiang, H. K. Clark, C. Concordia, D. C. Lee, J. C. Hsu *et al.*, “Load Representation for Dynamic Performance Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, May. 1993. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/6109630>.

- [77] W. W. Price, C. W. Taylor, and G. J. Rogers, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1302–1313, Aug. 1995, doi: <https://doi.org/10.1109/59.466523>.
- [78] J. Wang, X. Li, S. Su, and X. Xia, "Research on Dynamic Load Modeling Using Back Propagation Neural Network for Electric Power System," in *2006 Int. Conf. Power Syst. Tech.*, Oct. 2006, pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/ICPST.2006.321698>.
- [79] D. Chen and R. R. Mohler, "Neural-Network-Based Load Modeling and Its Use in Voltage Stability Analysis," *IEEE Trans. Contr. Syst. Tech.*, vol. 11, no. 4, pp. 460–470, Jul. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/TCST.2003.813400>.
- [80] P. Ju, F. Wu, Z.-Y. Shao, X.-P. Zhang, H.-J. Fu, P.-F. Zhang *et al.*, "Composite Load Models Based on Field Measurements and Their Applications in Dynamic Analysis," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 1, no. 5, pp. 724–730, 2007, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20060430>.
- [81] Q. H. Wu, J. Y. Wen, K. I. Nuttall, D. W. Shimmin, and S. J. Cheng, "Power System Load Modeling by Evolutionary Computation Based on System Measurements," *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 423–439, 2003, doi: <https://doi.org/10.1080/15325000390112288>.
- [82] J. Y. Wen, L. Jiang, Q. H. Wu, and S. J. Cheng, "Power System Load Modeling by Learning Based on System Measurements," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 2, pp. 364–371, Apr. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.809730>.
- [83] J. H. Shi and H. Renmu, "Measurement-Based Load Modeling-Model Structure," in *2003 IEEE Bologna Power Tech. Conf. Proc.*, vol. 2, Jun. 2003, p. 5, doi: <https://doi.org/10.1109/PTC.2003.1304621>.
- [84] V. Knyazkin, C. A. Canizares, and L. H. Soder, "On the Parameter Estimation and Modeling of Aggregate Power System Loads," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1023–1031, May. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821634>.
- [85] S. M. Pérez-Londoño, L. F. Rodríguez-García, and J. J. Mora-Flórez, "Obtención de modelos de carga compuestos en sistemas de potencia para análisis dinámico: revisión y aplicación," *Tecnura*, vol. 19, no. 44, pp. 171–189, 2015, doi: <https://dx.doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.2.a13>.
- [86] A. Herrera-Orozco, S. M. Pérez-Londoño, and J. J. Mora-Flórez, "Load Modeling for Fault Location in Distribution Systems with Distributed Generation," in *2012 6th IEEE/PES Transmiss. Distrib.: Lat. Am. Conf. Expo. (T&D-LA)*, Montevideo, Uruguay, Sept. 2012, pp. 1–8, doi: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319110>.
- [87] A. Herrera-Orozco, J. J. Mora-Flórez, and S. M. Pérez-Londoño, "An Impedance Relation Index to Predict the Fault Locator Performance Considering Different Load Models," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 199–205, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2013.10.007>.

- [88] H. Cifuentes-Chaves, J. J. Mora-Flórez, and S. M. Pérez-Londoño, “Time Domain Analysis for Fault Location in Power Distribution Systems Considering the Load Dynamics,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 331–340, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.034>.
- [89] L. M. Román-Murcia, J. J. Mora-Flórez, and S. M. P.-L. Londoño, “Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con generación distribuida,” *Energ.*, no. 45, pp. 117–122, 2015. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=147040741011>.
- [90] L. Rodriguez-Garcia, S. Perez-Londono, and J. Mora-Florez, “An Optimization-Based Approach for Load Modelling Dependent Voltage Stability Analysis,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 177, 2019, art. no. 105960. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619302792>.
- [91] X.-y. Zheng, R.-m. He, and J. Ma, “A New Load Model Suitable for Transient Stability Analysis with Large Voltage Disturbances,” in *2010 Int. Conf. Elect. Mach. Syst.*, Incheon, Korea (South), Oct. 2010, pp. 1898–1902.
- [92] F. K. Tuffner, K. P. Schneider, J. Hansen, and M. A. Elizondo, “Modeling load dynamics to support resiliency-based operations in low-inertia microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2726–2737, Mar. 2018.
- [93] A. Arif, Z. Wang *et al.*, “Load Modeling—A Review,” *IEEE Tran. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, May. 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2700436>.
- [94] J. V. Milanovic, K. Yamashita, S. Martínez-Villanueva, S. Ž. Djokic, and L. M. Korunović, “International Industry Practice on Power System Load Modeling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3038–3046, Jan. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2231969>.
- [95] J. Gil-Aguirre, S. Perez-Londono, and J. J. Mora-Flórez, “A Measurement-Based Load Modelling Methodology for Electric Vehicle Fast-Charging Stations,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 176, 2019, art. no. 105934. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619302536>.
- [96] L. F. Rodríguez-García, S. M. Pérez-Londoño, and J. J. Mora-Flórez, “Load Area Aggregation Considering Integration of Electric Vehicles to the System,” *Ingen. Invest.*, vol. 35, supl. 1, pp. 42–49, 2015, doi: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53652>.
- [97] R. M. Rifaat, “On Composite Load Modeling for Voltage Stability and Under Voltage Load Shedding,” in *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, Denver, CO, Jun. 2004, pp. 1603–1610, doi: <https://doi.org/10.1109/PES.2004.1373143>.
- [98] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, N. J. Balu and M. G. Lauby, Eds. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.

- [99] —, “Power System Stability,” *Power System Stability and Control*, pp. 1–7, 2007.
- [100] D. Karlsson and D. J. Hill, “Modelling and Identification of Nonlinear Dynamic Loads in Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 157–166, 1994, doi: <https://doi.org/10.1109/59.317546>.
- [101] T. Omata and K. Uemura, “Aspects of Voltage Responses of Induction Motor Loads,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1337–1344, Nov. 1998, doi: <https://doi.org/10.1109/59.736274>.
- [102] L. Rodríguez-García, S. Pérez-Londoño, and J. Mora-Flórez, “Particle Swarm Optimization Applied in Power System Measurement-Based Load Modeling,” in *2013 IEEE Congr. Evol. Comput.*, Cancún, Mexico, Jun. 2013, pp. 2368–2375, doi: <https://doi.org/10.1109/CEC.2013.6557852>.
- [103] S. M. Pérez-Londoño, L. Rodríguez-García, and J. J. Mora-Flórez, “A Comparative Analysis of Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies,” in *2014 IEEE PES Trans. Distrib. Conf. Expo.-Lat. Am. (PES T&D-LA)*, Medellín, Colombia, Sept. 2014, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955260>.
- [104] H. Renmu, M. Jin, and D. J. Hill, “Composite Load Modeling Via Measurement Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 663–672, May. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873130>.
- [105] C.-J. Lin, A.-T. Chen, C.-Y. Chiou, C.-H. Huang, H.-D. Chiang, J.-C. Wang, and L. Fekih-Ahmed, “Dynamic Load Models in Power Systems Using the Measurement Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 309–315, Feb. 1993, doi: <https://doi.org/10.1109/59.221226>.
- [106] S. M. Pérez Londoño, L. F. Rodríguez García, and J. J. Mora Flórez, “Composite Load Models in Power Systems for Dynamical Analysis: Review and Application,” *Tecnura*, vol. 19, no. 44, pp. 171–189, 2015, doi: <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.2.a13>.
- [107] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation,” *IEEE Trans. Power Eng. Rev.*, vol. 10, no. 1, pp. 523–538, Feb. 1995, doi: <https://doi.org/10.1109/59.373979>.
- [108] Z. Y. Dong, A. Borghetti, K. Yamashita, A. Gaikwad, P. Pourbeik, and J. V. Milanovic, “CIGRE WG C4.605 Recommendations on Measurement Based and Component Based Load Modelling Practice,” in *CIGRE SC C4 2012 Hakodat. Colloq.*, Hakodate, Japan, Oct. 2012. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/260266835_CIGRE_WG_C4605_Recommendations_on_Measurement_Based_and_Component_Based_Load_Modelling_Practice.
- [109] W. W. Price, K. A. Wirgau, A. Murdoch, J. V. Mitsche, E. Vaahedi, and M. El-Kady, “Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer

- Studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 180–187, Feb. 1988, doi: <https://doi.org/10.1109/59.43196>.
- [110] C. Concordia and S. Ihara, “Load Representation in Power System Stability Studies,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 4, pp. 969–977, Apr. 1982, doi: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317163>.
- [111] J. Ma, R.-m. He, Z.-Y. Dong, and D. J. Hill, “Measurement-Based Load Modeling Using Genetic Algorithms,” in *2007 IEEE Congr. Evol. Comput.*, Singapore, Sept. 2007, pp. 2909–2916, doi: <https://doi.org/10.1109/CEC.2007.4424841>.
- [112] L. Toledo Moreira Mota and A. Assis Mota, “Load Modeling at Electric Power Distribution Substations Using Dynamic Load Parameters Estimation,” *Inter. J. Electr. Power Ener. Syst.*, vol. 26, no. 10, pp. 805–811, 2004, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jepes.2004.07.002>.
- [113] L. Rodríguez-García, S. M. Pérez-Londono, and J. J. Mora-Florez, “A Methodology for Composite Load Modeling in Power Systems Considering Distributed Generation,” in *2012 6th IEEE/PES Transmis. Distrib.: Lat. Am. Conf. Expo. (T&D-LA)*, Montevideo, Uruguay, Sept. 2012, pp. 1–7, doi: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319122>.
- [114] L. Rodríguez-García, S. M. Pérez-Londoño, and J. J. Mora-Flórez, “Measurement-Based Exponential Recovery Load Model: Development and Validation,” *Dyna*, vol. 82, no. 192, pp. 131–140, 2015, doi: <http://dx.doi.org/10.15446/dyna.v82n192.48588>.
- [115] M. E.-N. Jahromi and M. T. Ameli, “Measurement-Based Modelling of Composite Load Using Genetic Algorithm,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 158, pp. 82–91, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.023>.
- [116] Q. Liu, Y. Chen, and D. Duan, “The Load Modeling and Parameters Identification for Voltage Stability Analysis,” in *Proc. Inter Conf Power Syst. Tech.*, Kunming, China, Oct. 2002, pp. 2030–2033, doi: <https://doi.org/10.1109/ICPST.2002.1047137>.
- [117] B. Zaker *et al.*, “A Novel Measurement-Based Dynamic Equivalent Model of Grid-Connected Microgrids,” *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 15, no. 4, pp. 2032–2043, Jul. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2856852>.
- [118] X. Tang, W. Deng, and Z. Qi, “Investigation of the Dynamic Stability of Microgrid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 698–706, 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2285585>.
- [119] M. Saeidi, S. Rahmani, and A. Pirayesh, “Modeling Microgrids with Voltage and Frequency Dependent Loads,” in *2017 IEEE 7th Inter. Conf. Power Energ. Syst. (ICPES)*, Toronto, ON, Canada, Nov. 2017, pp. 101–105, doi: <https://doi.org/10.1109/ICPESYS.2017.8215929>.

- [120] E. Hossain, R. Perez, A. Nasiri, and S. Padmanaban, “A Comprehensive Review on Constant Power Loads Compensation Techniques,” *IEEE Acc.*, vol. 6, pp. 33 285–33 305, Jun. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2849065>.
- [121] P. E. S. N. Raju and T. Jain, “Development and Validation of a Generalized Modeling Approach for Islanded Inverter-Based Microgrids with Static and Dynamic Loads,” *Inter. J. of Electr. Power Energ. Syst.*, vol. 108, pp. 177–190, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.002>.
- [122] A. Mosaddegh, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, “Optimal Demand Response for Distribution Feeders with Existing Smart Loads,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5291–5300, Mar. 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2686801>.
- [123] X. Tang, K. N. Hasan, J. V. Milanović, K. Bailey, and S. J. Stott, “Estimation and Validation of Characteristic Load Profile Through Smart Grid Trials in a Medium Voltage Distribution Network,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1848–1859, Mar. 2017, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2740563>.
- [124] M. K. AL-Nussairi, R. Bayindir, S. Padmanaban, L. Mihet-Popa, and P. Siano, “Constant Power Loads (CPL) with Microgrids: Problem Definition, Stability Analysis and Compensation Techniques,” *Energ.*, vol. 10, no. 10, 2017, art. no. 1656. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1656>.
- [125] P. N. Papadopoulos, T. A. Papadopoulos, P. Crolla, A. J. Roscoe, G. K. Papagiannis, and G. M. Burt, “Black-Box Dynamic Equivalent Model for Microgrids Using Measurement Data,” *IET Gen., Transmis. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 851–861, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0524>.
- [126] K. Hatipoglu and I. Fidan, “MATLAB based GUI to Investigate Effect of Voltage Changes on Static ZIP Load Model in a Microgrid,” in *IEEE SOUTHEASTCON 2014*, Lexington, KY, USA, Mar. 2014, pp. 1–5, doi: <https://doi.org/10.1109/SECON.2014.6950644>.
- [127] G. Diaz, C. Gonzalez-Moran, J. Gomez-Aleixandre, and A. Diez, “Composite Loads in Stand-Alone Inverter-Based Microgrids—Modeling Procedure and Effects on Load Margin,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 894–905, Dec. 2009, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036360>.
- [128] L. Chávarro-Barrera, S. Pérez-Londoño, and J. Mora-Flórez, “An Adaptive Approach for Dynamic Load Modeling in Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3064046>.
- [129] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation,” *Appl. Energ.*, vol. 137, pp. 511–536, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>.
- [130] I. G. Mera, “Diseño de un sistema de almacenamiento de energía híbrido basado en baterías y supercondensadores para su integración en microredes

- eléctricas,” Proyecto fin de carrera, Dept. Tec. Electr., Esc. Tec. Sup. Ing., Univ. Sev., Sevilla, España, 2010. [Online]. Available: <http://catedraendesa.us.es/documentos/ProyectoFinCarrera%20IGM.pdf>
- [131] X. Xiao, Y. Liu, J. Jin, C. Li, and F. Xu, “HTS Applied to Power System: Benefits and Potential Analysis for Energy Conservation and Emission Reduction,” *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 26, no. 7, pp. 1–9, Jul. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/TASC.2016.2594800>.
- [132] M. G. Molina, “Distributed Energy Storage Systems for Applications in Future Smart Grids,” in *2012 6th IEEE/PES Transmis. Distr.: Lat. Am. Conf. Expo. (T&D-LA)*, Montevideo, Uruguay, Sept. 2012, pp. 1–7, doi: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319051>.
- [133] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, M. L. Crow, A. Arsoy, and Y. Liu, “Energy Storage Systems for Advanced Power Applications,” *Proc. IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1744–1756, Dec. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/5.975900>.
- [134] O. D. Montoya, W. Gil-González, A. Garcés, and G. Espinosa-Pérez, “Indirect IDA-PBC for Active and Reactive Power Support in Distribution Networks Using SMES Systems with PWM-CSC,” *J. Energ. Stor.*, vol. 17, pp. 261–271, Jun. 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X1730587X>.
- [135] L. Chen, Y. Liu, A. Arsoy, P. Ribeiro, M. Steurer, and M. Iravani, “Detailed Modeling of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) System,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 2, pp. 699–710, Mar. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.864075>.
- [136] S. Buller, M. Thele, R. W. A. A. De Doncker, and E. Karden, “Impedance-Based Simulation Models of Supercapacitors and Li-ion Batteries for Power Electronic Applications,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 3, pp. 742–747, May. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.847280>.
- [137] S. Buller, E. Karden, D. Kok, and R. W. De Doncker, “Modeling the Dynamic Behavior of Supercapacitors Using Impedance Spectroscopy,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, no. 6, pp. 1622–1626, Dec. 2002, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2002.804762>.
- [138] Z. Miao, L. Xu, V. R. Disfani, and L. Fan, “An SOC-Based Battery Management System for Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 966–973, Oct. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2279638>.
- [139] Y. Zhang, Z. Jiang, and X. Yu, “Control Strategies for Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage Systems,” in *2008 IEEE Energ. 2030 Conf.*, Atlanta, GA, USA, Nov. 2008, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/ENERGY.2008.4781031>.
- [140] A. Poullikkas, “A Comparative Overview of Large-Scale Battery Systems for Electricity Storage,” *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 27, pp. 778–788, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113004620>.

- [141] K. Divya and J. Østergaard, “Battery Energy Storage Technology for Power Systems—An Overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779608002642>.
- [142] E. M. Asensio, G. A. Magallan, and C. H. De Angelo, “Control de un sistema híbrido de almacenamiento de energía para vehículos eléctricos,” in *2014 IEEE Bienn. Congr. Arg. (ARGENCON)*, Bariloche, Argentina, Jun. 2014, pp. 570–575, doi: <https://doi.org/10.1109/ARGENCON.2014.6868552>.
- [143] A. Adrees, H. Andami, and J. V. Milanović, “Comparison of Dynamic Models of Battery Energy Storage for Frequency Regulation in Power System,” in *2016 18th Med. Electrotech. Conf. (MELECON)*, Lemesos, Cyprus, Apr. 2016, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/MELCON.2016.7495314>.
- [144] G. Aurilio, D. Gallo, C. Landi, M. Luiso, A. Rosano, M. Landi, and V. Paciello, “A Battery Equivalent-Circuit Model and an Advanced Technique for Parameter Estimation,” in *2015 IEEE Int. Instrum. Measur. Tech. Conf. (I2MTC)*, Pisa, Italy, May. 2015, pp. 1705–1710, doi: <https://doi.org/10.1109/I2MTC.2015.7151537>.
- [145] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, “Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I-V Performance,” *IEEE Trans. Energ. Conv.*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, Jun. 2006, doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874229>.
- [146] M. J. Rana and M. A. Abido, “Energy Management in DC Microgrid with Energy Storage and Model Predictive Controlled AC-DC Converter,” *IET Gener., Transmis. Distr.*, vol. 11, no. 15, pp. 3694–3702, Jul. 2017, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1934>.
- [147] J. Rodriguez, M. P. Kazmierkowski, J. R. Espinoza, P. Zanchetta, H. Abu-Rub, H. A. Young *et al.*, “State of the Art of Finite Control Set Model Predictive Control in Power Electronics,” *IEEE Trans. Ind. Info.*, vol. 9, no. 2, pp. 1003–1016, May. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/TII.2012.2221469>.
- [148] J. Khazaei and Z. Miao, “Consensus Control for Energy Storage Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3009–3017, Nov. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2624144>.
- [149] M. Nemati, S. Tenbohlen, M. Braun, M. Imran, B. Meyer, and H. Mueller, “Development of Generic Dynamic Models for Distributed Generators in Microgrids,” in *2013 IEEE Grenoble Conf.*, Grenoble, France, Jun. 2013, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652384>.
- [150] S. Ghose and A. El-Shahat, “Modelling and Simulation of Grid Connected Lithium-Ion Battery Using HOMER,” *WSEAS Trans. Circ. Syst.*, vol. 16, pp. 181–186, 2017. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/332833436_Modelling_and_Simulation_of_Grid_Connected_Lithium-ion_Battery_Using_HOMER.

- [151] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electr. Veh. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009, doi: <https://doi.org/10.3390/wevj3020289>.
- [152] D. Bazargan and S. Filizadeh, "Hardware-in-Loop Real-Time Simulation of a Battery Storage System in a Wind Generation Scheme," in *2013 3rd Int. Conf. Elect. Power Energ. Conver. Syst.*, Istanbul, Turkey, Oct. 2013, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/EPECS.2013.6713090>.
- [153] N. Mars, F. Krouz, F. Louar, and L. Sbita, "Comparison Study of Different Dynamic Battery Model," in *2017 Int. Conf. Green Energ. Conv. Syst.*, Hammamet, Tunisia, Mar. 2017, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/GECS.2017.8066241>.
- [154] A. Ortega and F. Milano, "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3369–3380, Sept. 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2496217>.
- [155] C. M. Shepherd, "Design of Primary and Secondary Cells II. An Equation Describing Battery Discharge," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 112, no. 7, pp. 657–664, Feb. 1965.
- [156] S. Li and B. Ke, "Study of Battery Modeling Using Mathematical and Circuit Oriented Approaches," in *2011 IEEE Power Energ. Soc. Gen. Meet.*, Detroit, MI, USA, Jul. 2011, pp. 1–8, doi: <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039230>.
- [157] *Powerwall 2AC Owner's Manual*, 1st ed., TESLA, Palo Alto, CA, USA, 2018.

Maximiliano Bueno López.

(Pereira, Risaralda, Colombia, 1979)

Profesor asociado del Departamento de Electrónica, Instrumentación y Control de la Universidad del Cauca. Ingeniero electricista y magíster en ingeniería eléctrica de la UTP. Doctor de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Miembro del grupo de Investigación en Automática Industrial.

mbuenol@unicauca.edu.co

Juan José Mora Florez.

(Concepción, Santander, Colombia, 1972)

Profesor titular del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP). Ingeniero electricista y magíster en potencia eléctrica de la Universidad Industrial de Santander. Doctor de la Universidad de Girona.

Miembro de los grupos Investigación en Conceptos Emergentes en Energía Eléctrica (ICE3), y Planeamiento en Sistemas Eléctricos (GPE).

jjmora@utp.edu.co

Este libro responde a la necesidad de disponer de un modelo de cada uno de los elementos que conforman las micro-redes y del sistema eléctrico en su conjunto. Esta recopilación, propuestas y análisis de los modelos, permitirán el posterior desarrollo de estudios de control, protección y operación en micro-redes eléctricas.

El documento está organizado en cinco capítulos que contienen, desde una contextualización inicial de las micro-redes, hasta la presentación de algunos de los principales elementos que las componen, como es la generación distribuida, las líneas, los sistemas de almacenamiento y las cargas. El libro contiene aportes de los autores y una recopilación de modelos útiles para el estudio de las micro-redes trifásicas con posibilidad de considerar la operación desbalanceada.

Finalmente, este documento es un resultado parcial en el área de modelizado, perteneciente al proyecto de investigación identificado con el número 111077657914 y el contrato 031-2018. Éste fué financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) y desarrollado por el Grupo de Investigación ICE3 de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).