



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**Modelado de redes generales de distribución en corriente directa  
considerando generación distribuida para estudios de flujo de carga**

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
CRISTÓBAL RAMÍREZ RAMOS

TUTOR PRINCIPAL  
DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ, FI-UNAM

CD. MX. AGOSTO 2021



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# Jurado Asignado

Presidente: Dr. Paul Rolando Maya Ortiz

Secretario: Dr. Rubén Tapia Olvera

1er Vocal: Dr. Luis Miguel Castro González

2do Vocal: Dr. Frederic Trillaud

3er Vocal: Dr. Daniel Guillén Aparicio

México, Ciudad de México

**Director de tesis:**



---

Dr. Luis Miguel Castro González

# Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi segundo hogar, por todas las oportunidades que me brindó durante mis estudios, siempre le estaré en deuda.

A mi profesor y tutor de tesis, Dr. Luis Miguel Castro González, por haberme dado la oportunidad de trabajar con él, por su guía y su enseñanza durante mi formación profesional, por la confianza, la paciencia y sobre todo la dedicación y compromiso que entregó para que yo pudiera realizar este trabajo de tesis.

A mis sinodales, Dr. Frédéric Trillaud, Dr. Rubén Tapia Olvera, Dr. Daniel Guillén Aparicio y Dr. Paul Rolando Maya Ortiz. Por sus consejos, recomendaciones y críticas constructivas que permitieron mejorar este trabajo de tesis.

## *Agradecimientos especiales*

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por otorgarme una beca de estudios de Maestría.

# Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres Pedro Ramírez y Patricia Ramos, y a mi hermano Braulio Ramírez, quienes me han acompañado e impulsado durante toda mi vida. Gracias por darme todo para que nunca me faltara nada.

# Resumen

Los sistemas eléctricos alrededor del mundo se encuentran actualmente en un periodo de transición debido al uso de fuentes de generación renovable, en lugar de plantas de generación basadas en combustibles fósiles. Sin embargo, los grandes parques de generación se encuentran usualmente dispersos y alejados de los centros de mayor consumo, por lo que la generación distribuida (GD) ha cobrado una gran relevancia en años recientes. En este sentido, la integración de GD a través de redes de CD representa una alternativa óptima debido a sus ventajas y a la compatibilidad que existe entre los diferentes tipos de generadores distribuidos. A medida que la integración de la GD aumente, los sistemas eléctricos tendrán mayores niveles de descentralización con sus ventajas conocidas e identificadas hasta ahora. Sin embargo, su implementación e integración aún presentan retos debido a su naturaleza estocástica, inherente a su fuente de energía primaria. Por lo tanto, la integración de GD requerirá de herramientas de análisis que permitan evaluar su impacto y beneficios en las redes de CD.

En esta tesis se desarrolla una formulación completa para estudios de flujo de carga en estado estacionario de redes de distribución en CD. Esta metodología novedosa permite representar diferentes tipos de GD como sistemas fotovoltaicos, generación eólica y sistemas de cogeneración, los cuales se integran a la red mediante convertidores CA/CD o CD/CD, es decir, fuentes de voltaje conmutadas (VSC, por sus siglas en inglés) y convertidores de doble puente activo (DAB, por sus siglas en inglés), respectivamente. La herramienta de análisis desarrollada se valida con respecto a los resultados obtenidos de simulaciones dinámicas que alcanzan el régimen estacionario en Simscape Electrical<sup>TM</sup> de Simulink, demostrando una buena exactitud con respecto a los cálculos de los puntos de equilibrio de estas redes. La practicidad y factibilidad de la presente formulación, para ser usada en el análisis de sistemas de CD de gran escala que incluyen varios sistemas de GD y transformadores de CD/CD, también se demuestra en este trabajo de tesis.

La herramienta que se presenta en este trabajo permite realizar análisis completos de flujos de carga de redes eléctricas modernas que operan en CD e incorporan GD; estudios que son fundamentales para su adecuado diseño, planeación y operación por parte de ingenieros eléctricos afines a los sistemas de potencia.

---

# Abstract

Electric power systems around the world are currently transitioning due to the usage of renewable energy sources, rather than of fossil fuel-based generation plants. However, large generation parks are usually dispersed and far away from the greatest consumption centers, so distributed generation (DG) has gained great importance in recent years. In this way, the integration of DG through DC grids represents an optimal alternative due to its advantages and the compatibility that exists between the different types of distributed generators. As DG integration increases, power system decentralization will also escalate with its advantages known and identified so far. However, its implementation and integration still present challenges due to its stochastic nature, inherent in its primary energy source. Therefore, the integration of DG will require suitable analysis tools that enable the evaluation of their impact and benefits in DC grids.

In this thesis, a comprehensive formulation for general DC distribution grids is developed for steady-state load flow studies. This novel methodology allows representing different types of DG units such as photovoltaic systems, wind generation and cogeneration systems, which are integrated to the network through AC/DC or DC/DC converters, that is, voltage source converter (VSC) stations and dual active bridge (DAB) converters, respectively. The developed analysis tool is validated with the results obtained from dynamic simulations that reached the steady state in Simscape Electrical<sup>TM</sup> from Simulink, demonstrating gran accuracy regarding to the calculated equilibrium points of these modern grids. The practicality and feasibility of the present formulation, to be used in the analysis of practical DC distribution networks including several DG units and DC/DC series-connected transformers, is also demonstrated in this thesis work.

The proposed tool in this work enables the execution of comprehensive load flow analysis of modern electrical grids that operate in DC and incorporate DG; studies that are fundamental for their proper design, planning and operation by electrical engineers associated with power system.

# Índice General

<b>1. Antecedentes y revisión de literatura.....</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción .....	1
1.2. Revisión de literatura .....	3
1.3. Justificación .....	6
1.4. Hipótesis .....	6
1.5. Objetivos .....	7
1.6. Metodología .....	8
1.7. Organización de la tesis .....	9
<b>2. Modelado de redes generales de CD con generación distribuida.....</b>	<b>10</b>
2.1. Introducción .....	10
2.2. Líneas de distribución de CD .....	11
2.3. Transformador CD/CD - convertidor DAB .....	14
2.3.1. Modelo del convertidor DAB con control de potencia .....	21
2.3.2. Modelo del convertidor DAB con control de voltaje .....	22
2.4. Transformador CA/CD - convertidor VSC .....	23
2.5. Generación distribuida basada en generadores síncronos .....	28
2.5.1. Modelo de una planta de cogeneración .....	29
2.6. Generación fotovoltaica .....	31
2.6.1. Modelo de un sistema fotovoltaico .....	32
2.7. Generación eólica .....	36
2.7.1. Modelo de un sistema eólico .....	37
<b>3. Planteamiento del problema de flujos de carga para redes generales de CD .....</b>	<b>43</b>
3.1. Introducción .....	43
3.2. Definición del problema .....	44
3.3. Variables y tipos de nodos .....	47
3.4. Método general para la solución de redes de CD en estado estacionario.....	49
3.5. Inicialización de las variables de estado .....	51
<b>4. Casos de estudio .....</b>	<b>52</b>
4.1. Introducción .....	52
4.2. Validación del modelo propuesto vs. Simscape Electrical – alimentador de 13 nodos ....	53
4.3. Análisis del sistema de 13 nodos con variación de la demanda, radiación solar y velocidad del viento. ....	68
4.4. Sistema de distribución de 118 nodos.....	71
<b>5. Conclusiones y trabajos futuros.....</b>	<b>76</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>92</b>



## Índice de Figuras

<b>Figura 2.1.</b> Línea de distribución en CD. ....	12
<b>Figura 2.2.</b> Representación esquemática de un convertidor DAB. ....	14
<b>Figura 2.3.</b> Proceso de modulación del DAB. ....	15
<b>Figura 2.4.</b> Modelo promediado del convertidor DAB. ....	17
<b>Figura 2.5.</b> Estados topológicos para $V_{DZ}$ . ....	17
<b>Figura 2.6.</b> Modulación SPCS ( $D\mu = 0$ ). ....	19
<b>Figura 2.7.</b> Modelo de dos puertos del convertidor DAB. ....	20
<b>Figura 2.8.</b> Convertidor VSC trifásico de dos niveles. ....	24
<b>Figura 2.9.</b> Modulación SPWM. ....	24
<b>Figura 2.10.</b> Circuito equivalente de un VSC trifásico de dos niveles. ....	25
<b>Figura 2.11.</b> Planta de cogeneración CHP interconectada a una red de CD. ....	30
<b>Figura 2.12.</b> Sistema fotovoltaico interconectada a una red de CD. ....	32
<b>Figura 2.13.</b> Circuito equivalente del modelo de un arreglo fotovoltaico [59]. ....	33
<b>Figura 2.14.</b> Sistema eólico interconectado a una red de CD. ....	38
<b>Figura 2.15.</b> Curva MPT de un aerogenerador. ....	40
<b>Figura 3.1.</b> Red de dos nodos en CD. ....	44
<b>Figura 3.2.</b> Inyección de potencias en el nodo k. ....	46
<b>Figura 3.3.</b> Balance de potencia en el nodo k. ....	46
<b>Figura 4.1.</b> Alimentador de pruebas de 13 nodos de IEEE. ....	53
<b>Figura 4.2.</b> Alimentador de 13 nodos en CD propuesto para la validación del método. ....	56
<b>Figura 4.3.</b> Voltajes nodales obtenidos con Simscape Electrical™. ....	62
<b>Figura 4.4.</b> Flujos de potencia $P_{km}$ obtenidos con Simscape Electrical™. ....	63
<b>Figura 4.5.</b> a) Ángulo $\phi_D$ de los convertidores DAB, b) Potencia de los convertidores DAB. ....	64
<b>Figura 4.6.</b> Potencia generada por la planta de cogeneración e índice de modulación del VSC. ....	65
<b>Figura 4.7.</b> a) Potencia generada por el sistema FV, ....	66
<b>Figura 4.8.</b> Potencia generada por el sistema eólico e índice de modulación del VSC. ....	67
<b>Figura 4.9.</b> Voltajes nodales y flujos de potencia obtenidos con el método propuesto. ....	67
<b>Figura 4.10.</b> a) Curva de demanda horaria, b) Curva de radiación, c) Curva de velocidad de viento .....	68
<b>Figura 4.11.</b> Voltajes nodales del sistema. ....	69
<b>Figura 4.12.</b> Flujos de potencia $P_{km}$ en el sistema de 13 nodos. ....	70
<b>Figura 4.13.</b> Sistema de distribución en CD de 118 nodos con 15 generadores distribuidos. ....	71
<b>Figura 4.14.</b> Perfil de voltaje del sistema de 118 nodos. ....	73
<b>Figura 4.15.</b> Diez líneas de distribución con mayor flujo de potencia [pu]; $P_{base} = 1$ MW. ....	74

## Índice de Tablas

<b>Tabla 2.1.</b> Funciones de conmutación para el control del puente H. ....	16
<b>Tabla 2.2.</b> Modelos para la modulación SPSC. ....	20
<b>Tabla 3.1.</b> Clasificación de nodos en una red de CD. ....	48
<b>Tabla 4.1.</b> Características del alimentador de 13 nodos de prueba IEEE; $P_{base} = 1$ [MW]. ....	54
<b>Tabla 4.2.</b> Información de las cargas; $P_{base} = 1$ [MW]. ....	56
<b>Tabla 4.3.</b> Parámetros del convertidor DAB; $P_{base} = 1$ [MW]. ....	57
<b>Tabla 4.4.</b> Parámetros del sistema fotovoltaico. ....	57
<b>Tabla 4.5.</b> Parámetros del módulo fotovoltaico. ....	57
<b>Tabla 4.6.</b> Parámetros del sistema de cogeneración. ....	58
<b>Tabla 4.7.</b> Parámetros del sistema eólico. ....	58
<b>Tabla 4.8.</b> Parámetros del PMSG en [pu] respecto de su $P_{nom}$ . ....	58
<b>Tabla 4.9.</b> Voltajes nodales. ....	61
<b>Tabla 4.10.</b> Flujos de potencia en [pu] del alimentador. ....	62
<b>Tabla 4.11.</b> Punto de equilibrio calculado para los convertidores DAB. ....	63
<b>Tabla 4.12.</b> Punto de equilibrio obtenido para el sistema de cogeneración. ....	64
<b>Tabla 4.13.</b> Punto de equilibrio obtenido para el sistema fotovoltaico. ....	65
<b>Tabla 4.14.</b> Punto de equilibrio obtenido para el sistema eólico. ....	66
<b>Tabla 4.15.</b> Desviaciones de voltaje y pérdidas de potencia en el sistema de 118 nodos. ....	74

---

## Acrónimos

BESS:	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías - (Battery Energy Storage System)
CA:	Corriente Alterna.
CD:	Corriente Directa.
CHP:	Calor y Potencia Combinados – (Combined Heat & Power)
DAB:	Doble Puente Activo – (Dual Active Bridge)
DER:	Recursos Energéticos Distribuidos – (Distributed Energy Resources)
DFIG:	Generador de Inducción Doblemente Alimentado – (Doubly-Fed Induction Generator)
DGS:	Sistemas de Generación Distribuida – (Distributed Generation Systems)
GD:	Generación Distribuida.
HVDC:	Corriente Directa de Alta Tensión – (High Voltage Direct Current)
IGBT:	Transistor Bipolar de Compuerta Aislada – (Insulated Gate Bipolar Transistor)
MMC:	Convertidor Modular Multinivel – (Modular Multi-level Converter)
MPPT:	Seguimiento del Punto de Potencia Máxima – (Maximum Power Point Tracking)
MVDC:	Corriente Directa de Media Tensión – (Medium Voltage Direct Current)
PMSG:	Generador Síncrono de Imanes Permanentes – (Permanent Magnet Synchronous Generator)
SCIG:	Generador de Inducción de Jaula de Ardilla – (Squirrel Cage Induction Generator)
SFV:	Sistema Fotovoltaico
SPSC:	Control por Cambio de una Sola Fase – (Single Phase Shift Control)
SPWM:	Modulación por Ancho de Pulso Sinusoidal – (Sinusoidal Pulse Width Modulation)
VSC:	Fuente de Voltaje Conmutada – (Voltage Source Converter)
WRSG:	Generador Síncrono de Rotor Devanado – (Wound Rotor Synchronous Generator)

# Capítulo 1

## 1. Antecedentes y revisión de literatura

### 1.1. Introducción

En años recientes, el incremento en la participación de las redes de corriente directa (CD) en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo ha sido evidente ya que representan una solución atractiva que satisface los requerimientos de las redes eléctricas del futuro [1]. Las redes de CD han probado ser superiores a las redes de corriente alterna (CA) en numerosas aplicaciones para diferentes niveles de voltaje ya que permiten una mayor eficiencia energética y proporcionan una mayor confiabilidad en el suministro de energía y un control de flujo de carga más efectivo. Una de las principales diferencias entre las redes de CD y CA es la ausencia de flujo de potencia reactiva y de una frecuencia eléctrica. Como resultado, las magnitudes de corriente en los sistemas eléctricos son menores y, por lo tanto, las pérdidas por conducción también lo son, resultando en una mayor eficiencia [2, 3].

Una ventaja importante de las redes de CD es que ofrecen una mayor compatibilidad con los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), ya que la energía generada por estas fuentes es, en su mayoría, en corriente directa o requiere de una sola etapa de conversión a CD. Por lo tanto, las pérdidas de potencia por conversión son menores que en las redes de CA, en donde se requiere de múltiples etapas de conversión CD a CA (CD/CD y CD/CA). Además, la conexión con redes de CD permite aumentar la capacidad de control y la confiabilidad del sistema. Por lo anterior, las redes de CD son una alternativa óptima para la interconexión de diferentes fuentes de generación distribuida [4, 5]. Debido a ello es que existen motivaciones genuinas para desarrollar la transmisión en CD, no solamente empleando altos voltajes, sino también para niveles de distribución.

Las tecnologías de generación distribuida (GD) se definen, generalmente, como alternativas de generación de pequeña escala que se conectan a las redes eléctricas de distribución. En el contexto de los DER, se pueden encontrar diversas fuentes de generación [6], dentro de los cuales destacan: la cogeneración [7, 8], la generación eólica [9] y la generación solar fotovoltaica (FV) [10]. La integración de la GD en los sistemas de distribución no solo permite incrementar el índice de utilización de estos recursos energéticos, sino que también disminuyen la inversión en la capacidad de los sistemas de distribución [11]. Simultáneamente, debido a la creciente demanda en el suministro de potencia y en la calidad de la energía, las fuentes de GD, las cargas en CD y el almacenamiento de energía también han aumentado [12]. No obstante, los DER pueden generar problemas técnicos como disturbios de voltaje y sobrecarga en los puntos de interconexión con la red. Sin embargo, mediante una gestión adecuada, se pueden obtener ventajas para el bienestar general de los sistemas eléctricos locales y nacionales [13].

En gran medida, el crecimiento de las redes de CD se debe al desarrollo y a los avances logrados en el área de electrónica de potencia, los cuales han permitido dotar a las redes de CD de importantes ventajas técnicas y operativas como, por ejemplo: mayor capacidad de transmisión, mayor flexibilidad de operación, mayor confiabilidad, mayor eficiencia y mayor control [14, 15]. Por lo tanto, los convertidores de electrónica de potencia juegan un papel clave en el desarrollo de estas nuevas redes. Particularmente, se vislumbra que los convertidores de potencia CD/CD serán de gran importancia en la interconexión de redes que operan con diferentes niveles de voltaje. Uno de los más prometedores es el convertidor de doble puente activo, el cual es un convertidor CD/CD que ha sido ampliamente utilizado en diferentes aplicaciones tanto en redes de CA como en redes de CD debido a las ventajas operativas que ofrece. Sin embargo, uno de los principales inconvenientes de estas tecnologías son los costos elevados de los componentes de electrónica de potencia.

Los convertidores DAB, al igual que los bien conocidos convertidores basados en fuentes conmutadas de voltaje (VSC) serán piezas fundamentales en el desarrollo de las redes de CD al permitir la integración de diferentes recursos energéticos y energías renovables de forma distribuida en las redes de CD, facilitando también su interconexión con sistemas de potencia que operan en CA.

Al igual que para los sistemas que operan en CA, los estudios y análisis en regímenes permanente y dinámico de las redes de CD requieren de modelos que representen de manera integral el comportamiento y la interacción de la red con las diferentes fuentes de GD, dispositivos de control y otros sistemas de generación necesarios para su operación. Es en este contexto en el que se desarrolla este trabajo de tesis, el cual se enfoca en proponer un nuevo marco de referencia de modelado de redes generales de distribución de CD para estudios de flujos de carga en estado estacionario. Una herramienta de análisis como la que aquí se presenta resulta de gran relevancia a fin de obtener aproximaciones realistas sobre la operación de redes de CD considerando fuentes de GD, una herramienta que será de vital importancia para la toma de decisiones asociadas con su diseño, planeación y operación en estado estacionario.

## 1.2. Revisión de literatura

En años recientes, las energías renovables y los sistemas de GD han atraído la atención como una propuesta que contrasta con los conceptos y la operación de los sistemas de transmisión convencionales. Uno de los principales factores que han incentivado la investigación y desarrollo de la GD es el hecho de que, usualmente, los grandes parques de energía renovable se encuentran lejos de las zonas conurbadas de gran carga por lo que la GD representa una solución adecuada para ayudar a satisfacer la demanda, o incluso para satisfacer la demanda energética en zonas rurales sin acceso al suministro eléctrico [16]. Sin embargo, los costos elevados, la baja capacidad de generación y la incertidumbre y limitaciones que giran en torno a este tipo de generación, han provocado que los GD sean poco atractivos para su interconexión con redes principales de CA [17].

En este contexto, las micro redes (de CA y CD) y las redes de corriente directa de media tensión (MVDC, por sus siglas en inglés) han ganado popularidad al presentarse como alternativas viables para aprovechar este tipo de generación de energía, siendo las redes de CD una opción más atractiva que su contraparte de CA debido a su alta eficiencia, interfaz simple para diferentes fuentes de energía renovable, mejor control sobre el consumo, menos etapas de conversión CA/CD y CD/CA, ausencia de potencia reactiva y problemas relacionados con la frecuencia de operación de la red [18].

Dentro de la literatura concerniente al análisis de redes de CD en estado estacionario, se pueden encontrar dos enfoques principales sobre los cuales se centran los esfuerzos de investigación actualmente.

- *Sobre la solución de modelos de redes de CD en estado estacionario*

El primer enfoque corresponde con estudios de estado estacionario de redes de CD, cuyo objetivo principal es determinar los perfiles de voltaje nodal a través de un estudio de flujo de carga. Este tipo de estudio ha sido ampliamente desarrollado y aplicado en el área de sistemas eléctricos de potencia para redes de CA durante décadas. Sin embargo, existen diversos métodos numéricos que se pueden adecuar para implementarse en redes de CD, siendo el método de Newton-Raphson (NR) es uno de los más utilizados por los analistas de sistemas de potencia [19-21]. La investigación realizada en esta área se concentra principalmente en el desarrollo e implementación de nuevas metodologías para dar solución al problema de flujos de potencia de una manera más eficiente.

En este sentido, en [22] se presenta un estudio de las condiciones suficientes para la convergencia del método de Newton en redes de CD. En [23], por otro lado, se proponen dos métodos nuevos para resolver el problema de flujos de potencia en redes de CD, los cuales son variaciones de los métodos clásicos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson. El primero utiliza el conjunto de ecuaciones no lineales de la red y las lleva a una forma convencional de punto fijo. El segundo se basa en la expansión por series de Taylor, utilizando un conjunto de ecuaciones de desacoplamiento para linealizar el problema alrededor de un punto de equilibrio. Las técnicas propuestas permiten mejorar la solución de flujos de potencia en redes de CD al conservar la misma precisión que los métodos convencionales con un menor tiempo de procesamiento. Sin embargo, el análisis de flujo de carga de redes de CD que se realiza en [22, 23] no toma en consideración a los convertidores de electrónica de potencia, los cuales son facilitadores de una operación estable de dichos sistemas. Además, los sistemas de generación se representan a través de inyecciones de potencia, sin tomar en consideración ninguna otra característica interna de las fuentes de generación.

Es claro que el desarrollo de nuevas técnicas para dar solución el problema de flujos de potencia no garantiza la funcionalidad de los métodos al incluir los modelos de los convertidores de potencia y los sistemas de generación en las redes de CD, conservando las ventajas de precisión y eficiencia reclamadas en [20-23].

- *Sobre el diseño y control de componentes aplicados a redes de CD*

El segundo enfoque corresponde con el control de las redes de CD, el cual se implementa a través de convertidores de electrónica de potencia con diversos esquemas de control. En gran medida, la investigación realizada en este segundo enfoque se centra en el diseño y la operación eficiente de los convertidores de CD/CD para diferentes aplicaciones. Existe un gran número de trabajos en la literatura que presentan diferentes topologías de convertidores de CD/CD cuyas características dependen de la aplicación para la cual son diseñados. Particularmente, existen dos propuestas cuyas características los vuelven atractivos para su aplicación en redes MVDC [24]. Estos son el convertidor modular multinivel (MMC, por sus siglas en inglés) [25, 26] y el convertidor de doble puente activo (DAB, por sus siglas en inglés) [27-29]. Estos convertidores se diseñan bajo un esquema modular considerando algunos de los aspectos más importantes de diseño como número de módulos, cálculo de elementos pasivos, pérdidas por conducción y por conmutación, relación de transformación y frecuencia de conmutación.

Sin duda alguna, el uso de convertidores DAB permite flexibilizar la operación de las redes modernas de transmisión en CD, no solo para interconectar usuarios que operen a diferentes niveles de voltaje (transformadores de CD con control de voltaje), sino también para regular el flujo de potencia en enlaces de interconexión o, bien, para integrar fuentes de GD como los sistemas FV.

De los dos enfoques principales de investigación previamente discutidos sobre redes de CD, resulta evidente la falta de vinculación entre el diseño de componentes de CD y su interacción con la red, los modelos de convertidores de potencia, y las fuentes de GD, de manera tal que todos estos sistemas puedan ser analizados de forma integral y simultánea, es decir, como redes generales de distribución de CD que incorporen transformadores de CD/CD y fuentes de GD.



### **1.3. Justificación**

Con la necesidad de satisfacer la creciente demanda energética global, impulsada por el desarrollo tecnológico y el crecimiento poblacional, la diversificación de fuentes de generación se ha convertido en una tarea de gran relevancia. Los DER, particularmente los renovables, representan una alternativa atractiva. En este sentido las redes de distribución CD se posicionan como una solución adecuada para la interconexión de este tipo de recursos energéticos. En aras de interconectar las fuentes de GD a las redes de CD de una manera eficiente, es necesaria la participación de convertidores bidireccionales, tal como las estaciones VSC y DAB. Gracias a los avances en el área de electrónica de potencia, es posible identificar a los convertidores de electrónica de potencia como elementos clave e indispensables para la integración de fuentes de GD a las redes de CD, permitiendo ventajas operativas otrora eran difíciles de alcanzar.

En este contexto, es necesario que las herramientas de análisis, como la de flujos de carga, vayan a la par de los desarrollos tecnológicos para poder retroalimentar, mediante los análisis correspondientes, a los diseñadores e integradores de las fuentes de GD a la red. Por ello, es de vital importancia el desarrollo e implementación digital de algoritmos de flujos de carga para redes generales de distribución en CD, incluyendo transformadores de CD/CD y fuentes de GD, tal como se aborda en este trabajo de tesis. Esta herramienta de análisis permitirá realizar estudios de forma integral sobre la operación de redes de CD en estado estacionario, buscando siempre obtener resultados prácticos y útiles para los analistas de sistemas de potencia.

### **1.4. Hipótesis**

Con los avances en la electrónica de potencia, las redes de CD comienzan a ganar terreno frente a las redes de CA convencionales debido a las ventajas operativas que ofrecen. En este contexto, se plantean las siguientes hipótesis para este trabajo de tesis:

- El análisis de redes eléctricas de CD en estado estacionario, incorporando convertidores de electrónica de potencia y sistemas de generación distribuida, puede llevarse a cabo usando técnicas clásicas bien establecidas en el área de potencia como el análisis de flujo de carga.
- Es posible deducir y utilizar modelos matemáticos de sistemas de GD que incorporen convertidores de electrónica de potencia y capturen su desempeño fundamental en régimen estacionario.
- Los convertidores DAB y VSC son dos de los componentes fundamentales de las redes de CD que permiten flexibilizar su desempeño, lo cual puede abordarse con una herramienta de análisis integral que unifique conceptos básicos del área de sistemas de potencia con el área de electrónica de potencia, respetando sus estrategias de control de voltaje y/o flujo de potencia.
- Es posible incorporar de manera integral diferentes fuentes de generación distribuida a las redes de CD a partir de convertidores DAB y VSC, es decir, sistemas FV, generación eólica y cogeneración.
- El modelo de estado estacionario desarrollado en esta tesis es adecuado y funcional bajo distintas condiciones de operación del sistema.

## 1.5. Objetivos

El presente trabajo de tesis tiene como objetivos:

- Desarrollar un modelo de dos puertos del convertidor DAB e implementar un modelo del convertidor VSC para estudios de flujo de carga en redes de CD.
- Demostrar a partir de estudios de flujo de carga que los modelos matemáticos propuestos del convertidor DAB y del convertidor VSC permiten la integración de fuentes de generación renovable en redes de CD de forma distribuida.
- Realizar un algoritmo general para estudios de flujos de carga de redes generales de distribución en CD que incorporen generación distribuida a través de convertidores

DAB y convertidores VSC, además de transformadores de CD/CD con regulación de voltaje y potencia.

- Validar los resultados obtenidos con el método propuesto implementado en Matlab con respecto a los resultados obtenidos con la plataforma Simscape Electrical™ de Simulink, al simular una red de distribución en CD con fuentes de GD y transformadores de CD/CD usando modelos promediados detallados.

## 1.6. Metodología

La metodología a seguir para lograr los objetivos y las metas planteadas en este trabajo de tesis consiste de una etapa de desarrollo de modelos matemáticos para el convertidor DAB y el convertidor VSC, y para las fuentes de GD, así como una etapa de validación de la operación de dichos modelos mediante simulaciones. Estas etapas se detallan a continuación.

- Desarrollar modelos matemáticos de estado estacionario de los convertidores de electrónica de potencia VSC y DAB, considerando sus estrategias de control de potencia y control de voltaje.
- Desarrollar el modelo de tres diferentes fuentes de GD correspondientes a plantas de cogeneración, sistemas fotovoltaicos y sistemas de generación eólica.
- Codificar digitalmente los modelos matemáticos mediante su implementación en la plataforma de MATLAB.
- Evaluar la operación y funcionalidad cuantitativa del modelo general desarrollado para redes de CD integrando las fuentes de GD, a través de convertidores VSC y DAB, mediante simulaciones en el paquete comercial Simscape Electrical™ de Simulink.
- Realizar diferentes casos de estudio tomando como referencia los resultados de un sistema de prueba en CD utilizado en la literatura para el estudio de sistemas eléctricos de potencia.
- Mostrar el alcance de la herramienta desarrollada para estudiar redes de CD de gran escala con varios transformadores de CD/CD y fuentes de GD.

## 1.7. Organización de la tesis

El trabajo de tesis propuesto se encuentra dividido en cinco capítulos, siendo el presente el que concierne a la introducción y a la revisión de literatura. Los siguientes cuatro se describen a continuación:

En el Capítulo 2, se presentan los modelos matemáticos de una red de CD de distribución de media tensión y de los elementos principales que las conforman, dando mayor relevancia al modelo del convertidor DAB con esquema de control de potencia y control de voltaje.

En el Capítulo 3, se describe la metodología para la solución del problema de flujo de carga en redes de distribución de CD que incorporen generación distribuida a través de convertidores de electrónica de potencia.

Para analizar el desempeño de los modelos presentados en el Capítulo 2, en el Capítulo 4 se propone dos casos de estudio. El primero de ellos corresponde una red equivalente en CD del alimentador de pruebas de 13 nodos IEEE con la cual se realiza un estudio de flujo de carga. Con el fin de validar los resultados obtenidos, se realizan simulaciones del modelo de la red usando el paquete comercial Simscape Electrical™ de Simulink. Por otro lado, en el segundo caso de estudio se utiliza un sistema de CD de dimensiones prácticas, el cual corresponde a una red de distribución de 118 nodos. Con este sistema se pone a prueba la capacidad de la herramienta de análisis desarrollada para realizar estudios de flujo de carga en redes generales de distribución de CD.

Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones de este trabajo de tesis, así como los trabajos futuros.

# Capítulo 2

## 2. Modelado de redes generales de CD con generación distribuida

### 2.1. Introducción

Una red de CD suministra potencia eléctrica, a través de múltiples convertidores interconectados, a consumidores de energía de CD por medio de sistemas de transmisión y/o distribución. Dadas las características propias de la corriente directa, las redes de CD están libres del problema de estabilidad transitoria inherente a las redes de CA, no están limitadas por la distancia de la red de transmisión, permiten una mejor regulación y control del flujo de potencia en grandes áreas ofreciendo importantes ventajas de aplicación, así como también permiten la interconexión de GD de manera óptima [30].

Con el rápido cambio hacia una economía baja en carbono, apoyada por el aprovechamiento de las energías renovables y los avances tecnológicos en los dispositivos semiconductores de alta potencia, interruptores de CD y cables de CD, se ha ampliado el desarrollo y la aplicación de las redes de CD con generación distribuida [31, 32]. En consecuencia, la red eléctrica también debe reformarse para adaptarse a las demandas de esta transformación energética. Las redes de distribución que fueron diseñadas originalmente para el despacho de generación centralizado, mediante una infraestructura de transmisión en CA, ahora poseen más GD debido a la disponibilidad de recursos renovables, la reducción de precio de la tecnología y políticas gubernamentales, por lo que se espera que las redes de CD se conviertan en un ente importante en el desarrollo de las redes eléctricas en el futuro [33].

Los convertidores de electrónica de potencia son dispositivos fundamentales en el desarrollo de las redes eléctricas de CD ya que son el equivalente de los transformadores

utilizados en los sistemas tradicionales de CA. No obstante, estos convertidores no solo tienen la función de la conversión de potencia, sino que también proveen otras funcionalidades como el control del flujo de potencia, regulación de voltaje en la red, aislamiento de fallas en CD e interconexión entre redes de CD y CA [34, 35]. Se pueden encontrar dos enfoques principales en torno a la investigación, desarrollo y aplicación de los sistemas de conversión: convertidores de CD/CD y convertidores de CA/CD.

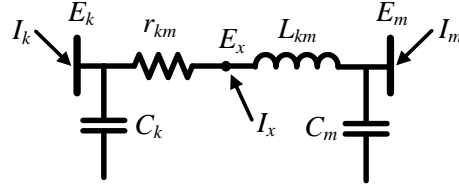
En cuanto a la conversión de CA/CD, uno de los componentes más ampliamente investigados e implementados para la integración de fuentes de energía renovable es, sin duda, el VSC. Además, el VSC forma parte de la topología fundamental de los sistemas de transmisión en corriente directa de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés), los cuales han incrementado en gran medida su presencia durante los últimos años [36]. En lo relativo a la conversión CD/CD, existe una gran variedad de topologías, clasificadas como aisladas y no aisladas. A diferencia de las topologías con aislamiento galvánico entre el convertidor y la red de CD, las topologías no aisladas utilizan circuitos adicionales para proteger y aislar uno de los puertos de CD de cualquier transitorio proveniente de la red mediante fusibles. Para superar los inconvenientes de los controladores de carga no aislados, se puede usar un convertidor con un transformador que proporcione un aislamiento galvánico intrínseco entre la red de CD y el otro puerto del convertidor. Además, al establecer una relación de tensión a través del transformador, es posible aumentar la flexibilidad en la operación del convertidor, es decir, el convertidor puede operar con un amplio rango de relaciones de transformación. En este sentido, el convertidor DAB es una propuesta atractiva para sistemas de CD [37].

Por lo anterior, el convertidor DAB y el convertidor VSC se utilizan para el desarrollo de este trabajo de tesis. Los modelos de ambos convertidores se describen de manera más extensa en la Secciones 2.3 y 2.4.

## **2.2. Líneas de distribución de CD**

Una línea de distribución que interconecta dos nodos en una red de CD puede representarse a través de un modelo  $\pi$ , con un elemento resistivo y un elemento inductivo en serie, y con una capacitancia en derivación en los nodos terminales de la línea [38]. La

Figura 2.1 muestra el modelo de una línea de distribución que interconecta dos nodos genéricos  $k$  y  $m$ .



**Figura 2.1.** Línea de distribución en CD.

Debido a que la inyección de corriente interna  $I_x = 0$ , se puede llevar a cabo una eliminación matemática del nodo  $x$  al aplicar la reducción de Kron, resultando en (2.1). Las inyecciones de corriente nodales,  $I_k$  e  $I_m$ , en el dominio de Laplace, pueden obtenerse aplicando un análisis básico de circuitos al esquema de la Figura 2.1.

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} sC_k + \frac{1}{r_{km} + sL_{km}} & -\frac{1}{r_{km} + sL_{km}} \\ -\frac{1}{r_{km} + sL_{km}} & sC_k + \frac{1}{r_{km} + sL_{km}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Para simplificar el análisis, es posible aplicar el teorema del valor final en el dominio de Laplace a (2.1), es decir:  $s \rightarrow 0$ , y obtener el modelo de inyecciones de corriente de una línea de CD, como se muestra en (2.2).

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{-1} & -r_{km}^{-1} \\ -r_{km}^{-1} & r_{km}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

donde  $r_{km}^{-1}$  es la conductancia de la línea de CD.

El análisis anterior puede aplicarse de forma generalizada a un sistema de  $n$ -nodos, con cualquier topología, como se muestra en (2.3).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} & \cdots & G_{1i} & \cdots & G_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{i1} & \cdots & G_{ii} & \cdots & G_{in} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{n1} & \cdots & G_{ni} & \cdots & G_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_i \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

donde las conductancias de la diagonal principal se definen como  $G_{jj} = \sum_{k=1}^n r_{jk}^{-1}$  con  $k \neq j$ , y las conductancias fuera de la diagonal principal como  $G_{jk} = -r_{jk}^{-1}$ , donde  $j$  y  $k \in \{1, n\}$ .

Las inyecciones de potencia nodal pueden calcularse con el producto  $P = E \cdot I$ , en donde  $I$  está dada por la ecuación (2.3). De forma general, la inyección de potencia en los nodos  $k$  y  $m$  de una línea de distribución en CD se puede calcular de la siguiente forma [39]:

$$P_k^{cal} = G_{kk} E_k^2 + \sum_{m=1}^n E_k E_m G_{km}, \quad P_m^{cal} = G_{mm} E_m^2 + \sum_{k=1}^n E_m E_k G_{mk} \quad (2.4)$$

Finalmente, con (2.4) es posible realizar un balance de potencias nodales. Para una línea de distribución en CD con dos nodos genéricos  $k$  y  $m$  con carga ( $P_{dk}$  y  $P_{dm}$ ) y generación ( $P_{gk}$  y  $P_{gm}$ ), el balance de potencias nodales es el siguiente:

$$\Delta P_k = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0, \quad \Delta P_m = P_{gm} - P_{dm} - P_m^{cal} = 0 \quad (2.5)$$

donde la diferencia entre la potencia generada y demandada se conoce como potencia neta,  $P_{net} = P_g - P_d$ , la cual permanece constante en el proceso iterativo.

Una vez que se calculan los balances de potencia nodal es posible relacionar las ecuaciones de desajuste de potencia en (2.5) con las variables de estado del sistema (voltajes nodales), a través de un Jacobiano que contiene todas las derivadas parciales de primer orden de las ecuaciones de desajuste con respecto a las variables de estado. De este modo se obteniendo el modelo de estado estacionario de una red de CD, como se muestra en (2.6) para cada iteración ( $i$ ). Las derivadas parciales que conforman al Jacobiano de una línea de distribución de CD se muestran en el Anexo A. Los voltajes nodales de CD se recalculan en cada iteración de acuerdo con (2.7).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_m} \\ \frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_m} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta E_k \\ \Delta E_m \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.6)$$

$$E_k^{(i+1)} = E_k^{(i)} + \Delta E_k^{(i)}, \quad E_m^{(i+1)} = E_m^{(i)} + \Delta E_m^{(i)} \quad (2.7)$$



### 2.3. Transformador CD/CD - convertidor DAB

El convertidor DAB, originalmente propuesto en [40], es un convertidor electrónico de CD/CD que posee una topología de dos puertos enlazados a través de un transformador de alta frecuencia (TAF), donde cada puerto está formado por un puente  $H$  completo, como se muestra en la Figura 2.2. La frecuencia de conmutación típica,  $f_c$ , en el enlace interno de CA se encuentra en el rango de 250 [Hz] a 1 [kHz], lo que reduce el peso y el tamaño de los elementos pasivos del convertidor. Los puentes  $H$  cuentan con dos parámetros que caracterizan el funcionamiento del DAB, a través de los cuales se implementan los esquemas de control, estos son: el ancho de pulso,  $\mu$ , y el cambio de fase,  $\phi_D$  [41].

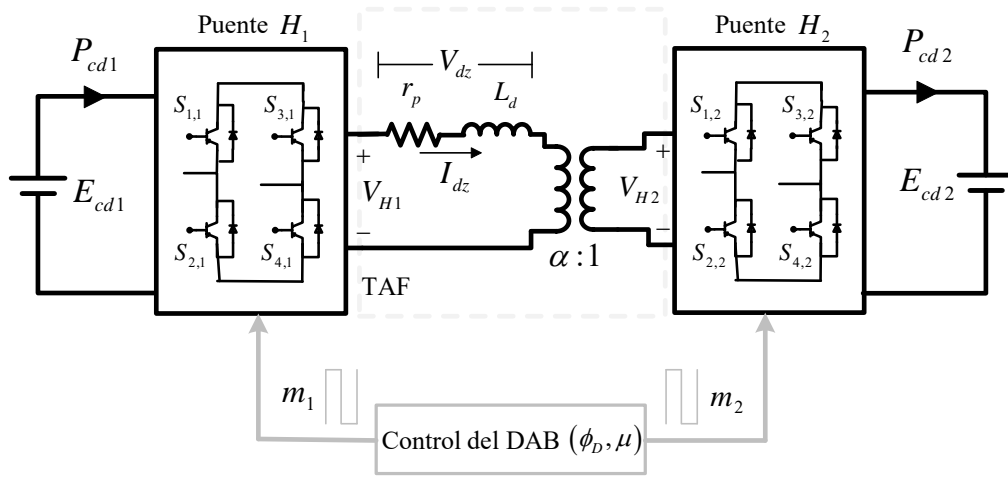
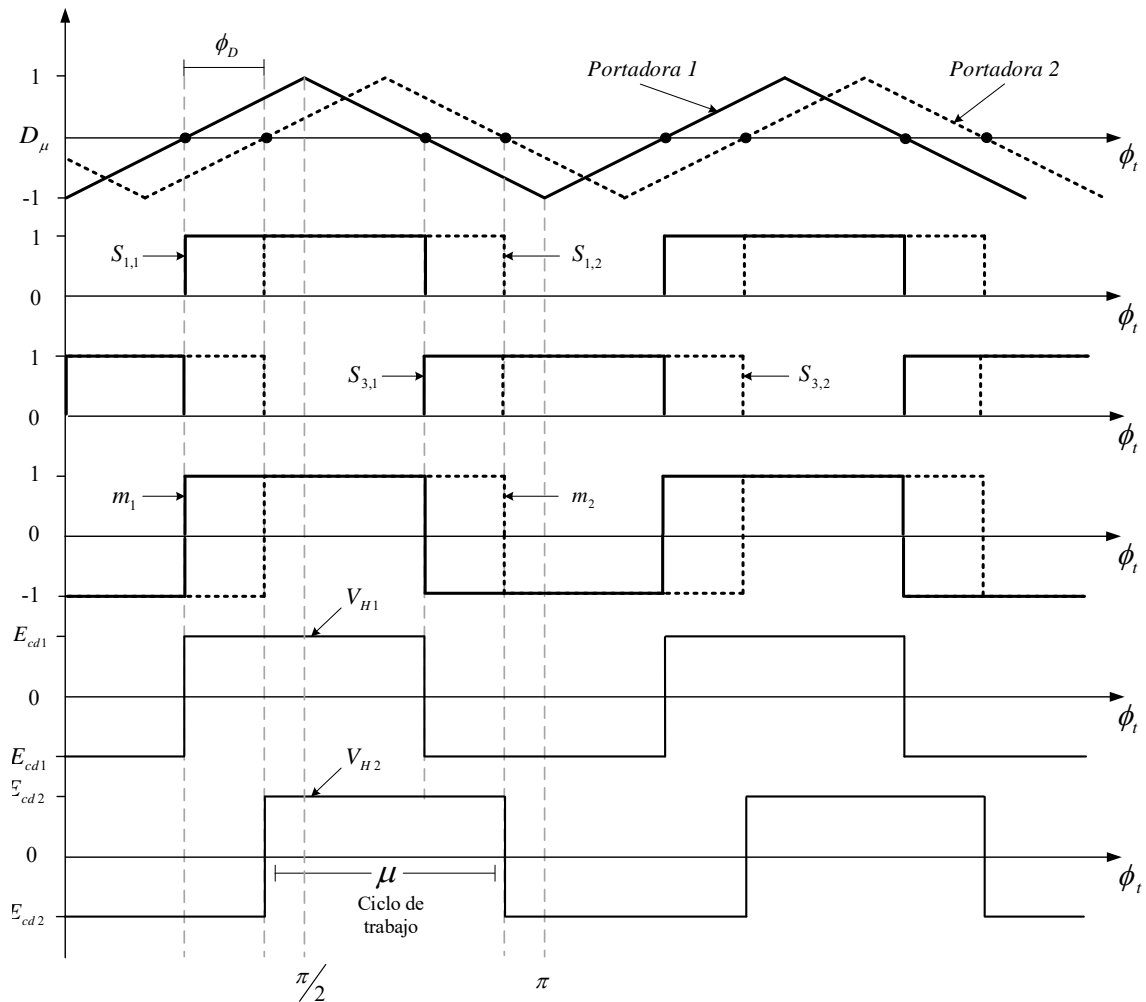


Figura 2.2. Representación esquemática de un convertidor DAB.

En la operación general de este convertidor, la diferencia de voltajes entre  $V_{H1}$  y  $V_{H2}$  de los devanados del transformador de alta frecuencia,  $V_{dz}$ , genera una corriente  $I_{dz}$  que depende de la inductancia de dispersión  $L_d$ , la resistencia parásita  $r_p$ , el desplazamiento de fase  $\phi_D$  y el ciclo de trabajo  $\mu$ . La dirección del flujo de potencia del convertidor depende del cambio de fase que está en el rango de  $-\pi/2 \leq \phi_D \leq \pi/2$ , teniendo en  $\pm \pi/2$  la máxima transferencia de potencia y en 0 la mínima. El cambio de fase  $\phi_D$  se controla en uno de los puentes  $H$  (por ejemplo, en  $H_2$ ), y el ancho de pulso  $\mu$  se puede controlar en ambos convertidores a través de  $D_\mu$ , donde  $D_\mu = 1/2 - \mu$ . Por lo tanto, para un ciclo de trabajo del 50% se tienen señales de voltaje puramente cuadradas obtenidas a partir del cruce por cero de las señales portadoras de cada puente  $H$  [42], como se muestra en la Figura 2.3.



**Figura 2.3.** Proceso de modulación del DAB.

El modelo del convertidor DAB se puede obtener a partir de sus estados de conmutación. Para esto, se considera un esquema de dos niveles para las formas de onda de los voltajes en los devanados del transformador de alta frecuencia,  $V_{H1}$  y  $V_{H2}$ , es decir, se tienen formas de onda puramente cuadradas con un ciclo de servicio del 50% ( $D_\mu = 0$ ) [43]. Dado que,  $S \in \{0,1\}$  para el estado de conmutación y  $j \in \{1,2\}$  para el número del puente  $H$ , de la Figura 2.3 se puede deducir que  $S_{1,j} = 0$  y  $S_{3,j} = 1$  cuando la señal *Portadora*  $j$  es menor a cero, mientras que  $S_{1,j} = 1$  y  $S_{3,j} = 0$  cuando la señal *Portadora*  $j$  es mayor a cero. Los pulsos lógicos se muestran en la Tabla 2.1, en donde las funciones complementarias pueden ser definidas como  $S_{2,j} = \overline{S_{1,j}}$  y  $S_{4,j} = \overline{S_{3,j}}$ .

**Tabla 2.1.** Funciones de conmutación para el control del puente H.

$S_{1,j}$	$S_{3,j}$	$V_{Hj}$	$I_{cdj}$
1	0	$E_{cdj}$	$I_{dz}$
0	1	$-E_{cdj}$	$-I_{dz}$

La señal moduladora  $m_j$  de los convertidores DAB se puede obtener de la substracción  $S_{1,j} - S_{3,j}$ , como se observa en la Figura 2.3. Esta señal dicta la forma de onda de voltaje de CA de los puentes  $H$ . Por lo tanto, de acuerdo con la Tabla 2.1, la expresión matemática de la señal moduladora  $m_j$  y las relaciones de los voltajes internos con los voltajes externos del convertidor son las siguientes.

$$m_j = \begin{cases} 1 & \text{si Portadora } j > 0 \\ -1 & \text{si Portadora } j < 0 \end{cases} \quad (2.8)$$

$$V_{H1} = (S_{11} - S_{31})E_{cd1} \approx m_1 \cdot E_{cd1} \quad (2.9)$$

$$V_{H2} = (S_{12} - S_{32})E_{cd2} \approx m_2 \cdot E_{cd2} \quad (2.10)$$

La corriente  $I_{dz}$  a través de la inductancia  $L_d$  está dada por la ecuación (2.11).

$$I_{dz} = \frac{1}{L_d} \int_0^{\phi_D} V_{dz} \cdot d\phi_D + I_{dz}^0 \quad (2.11)$$

donde  $I_{dz}^0$  es la condición inicial de corriente en el inductor.

En un sistema donde los niveles de voltaje de CD del convertidor DAB son constantes, la relación de transformación,  $\alpha$ , es igual a la relación entre los voltajes de  $E_{cd1}$  y  $E_{cd2}$  (2.12). Por ende, el voltaje en la inductancia  $V_{dz}$  se define como en (2.13).

$$\alpha = \frac{N_P}{N_S} = \frac{E_{cd1}}{E_{cd2}} = \frac{V_{H1}}{V_{H2}} \quad (2.12)$$

$$V_{dz} = V_{H1} - \alpha \cdot V_{H2} \quad (2.13)$$

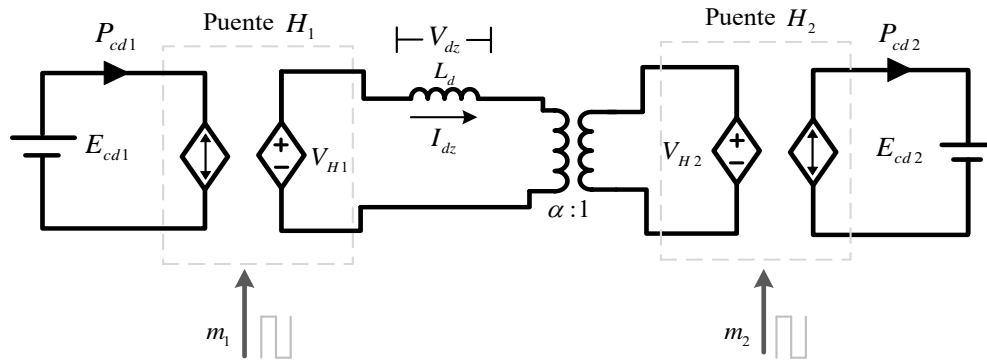
De manera análoga a las relaciones de voltaje (2.9)-(2.10), las corrientes en las terminales de CD del puente  $H$  se pueden definir como en (2.14)-(2.15), y la relación de potencia entrada/salida en el convertidor se calcula como se muestra en (2.16).

$$I_{cd1} = m_1 \cdot I_{dz} \quad (2.14)$$

$$I_{cd2} = m_2 \cdot \alpha I_{dz} \quad (2.15)$$

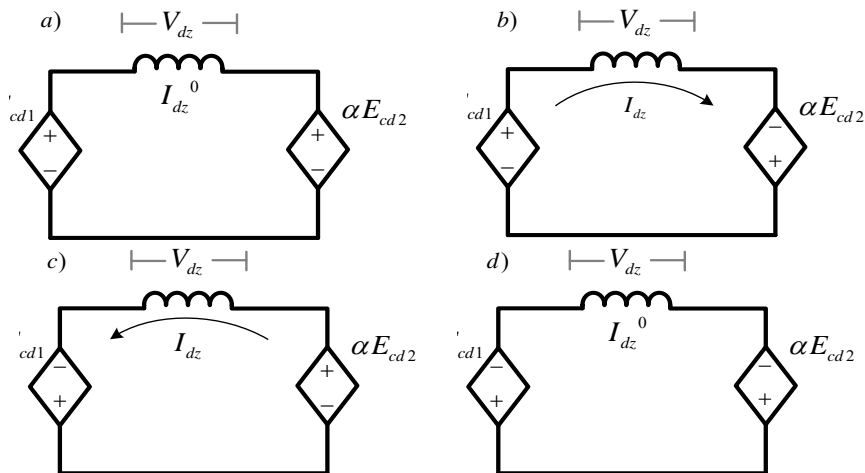
$$|V_{H1} \cdot I_{cd1}| = |V_{H2} \cdot I_{cd2}| \quad (2.16)$$

Si se considera que el convertidor no tiene pérdidas,  $r_p = 0$ , se obtiene un modelo de circuito basado en fuentes dependientes de CD, usando la inductancia de dispersión  $L_d$  del transformador y los valores equivalentes de los voltajes en las terminales, como se muestra en la Figura 2.4.



**Figura 2.4.** Modelo promediado del convertidor DAB.

Al hacer el análisis del circuito de corriente alterna formado por las fuentes  $V_{H1}$  y  $V_{H2}$  y la inductancia de dispersión  $L_d$ , es posible determinar la forma de onda de la corriente  $I_{dz}$  en función de los voltajes  $E_{cd1}$  y  $E_{cd2}$ . Los diferentes estados topológicos del convertidor DAB se muestran en la Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Estados topológicos para  $V_{DZ}$ .

Cuando los voltajes en ambos extremos de la inductancia de dispersión son positivos o ambos son negativos, como se muestra en la Figura 2.5a) y en la Figura 2.5d), la diferencia de voltaje es cero y por lo tanto no se produce flujo de corriente; sin embargo, existe una corriente  $I_{dz}^0$  almacenada en el inductor. Por otro lado, cuando los voltajes en los extremos del inductor son diferentes, se genera una corriente  $I_{dz}$  que fluye del mayor potencial al menor, como ocurre en la Figura 2.5b) y en la Figura 2.5c). Derivado de los estados topológicos, es posible obtener una matriz de 2x2 que represente los diferentes estados de  $V_{dz}$ , como se muestra en la ecuación (2.17).

$$V_{dz} = \begin{bmatrix} E_{cd1} - \alpha \cdot E_{cd2} & E_{cd1} + \alpha \cdot E_{cd2} \\ -E_{cd1} - \alpha \cdot E_{cd2} & -E_{cd1} + \alpha \cdot E_{cd2} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Sustituyendo (2.12) en (2.17) se puede obtener una nueva matriz de voltaje  $V_{dz}$  en la inductancia en función del voltaje  $E_{cd1}$ , como se muestra en (2.18).

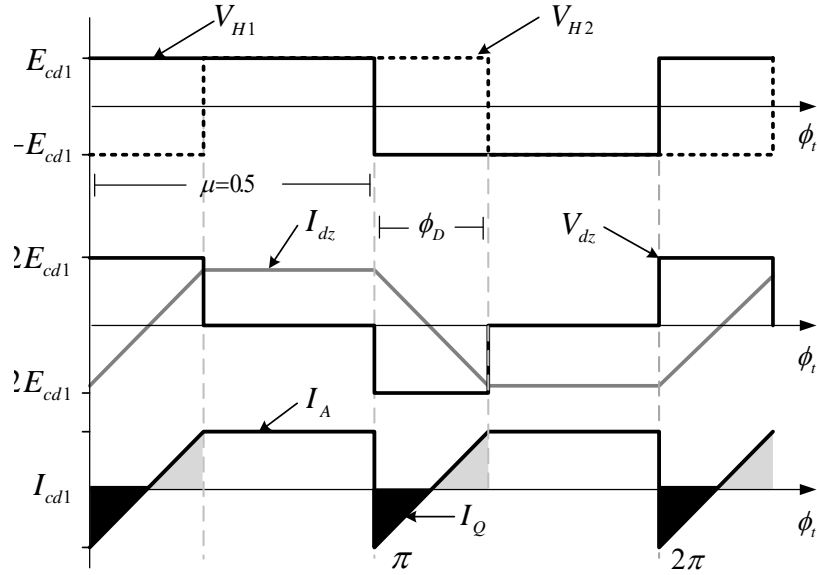
$$V_{dz} = \begin{bmatrix} 0 & 2E_{cd1} \\ -2E_{cd1} & 0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

#### - Modulación del convertidor DAB

La modulación seleccionada para los convertidores DAB depende de la aplicación final del dispositivo. De manera general, las técnicas de modulación se caracterizan por el desplazamiento de fase,  $\phi_D$ , y el ancho de pulso,  $\mu$ , combinando ambas variables para alcanzar distintos objetivos de operación, como mayor densidad de potencia, mayor eficiencia, entre otros [44]. Para efectos de este trabajo de tesis, se emplea la técnica de modulación por cambio de una sola fase (SPSC, por sus siglas en inglés), debido a que es una técnica de modulación convencional, implementada frecuentemente en convertidores bidireccionales.

En el esquema de modulación SPSC, los dos puentes  $H$  operan con un ciclo de servicio de  $\mu = 50\%$  para poder generar voltajes puramente rectangulares,  $V_{H1}$  y  $V_{H2}$ , en los devanados del transformador de alta frecuencia. La transferencia de potencia se controla con el ángulo de fase entre  $V_{H1}$  y  $V_{H2}$  [44]. La Figura 2.6 muestra la técnica de modulación

SPSC, para el punto de operación  $D_\mu = 0$ , donde el voltaje  $V_{dz}$  alcanza valores pico a pico de  $4E_{cd1}$ , generando así una forma de onda trapezoidal de corriente  $I_{dz}$ , que no presenta discontinuidad. También se puede observar la forma de onda de corriente  $I_{cd1}$ , la cual se compone de una corriente positiva  $I_A$  que representa el intercambio de potencia activa entre  $E_{cd1}$  y  $E_{cd2}$ , y una corriente reactiva  $I_Q$ , la cual es inherente a la corriente activa en el modo de modulación SPSC. Ambas corrientes dependen del desplazamiento de fase  $\phi_D$  [45].



**Figura 2.6.** Modulación SPCS ( $D_\mu = 0$ ).

Con base en las formas de onda mostradas en la Figura 2.6, se puede obtener el modelo matemático del convertidor DAB con modulación SPSC. Partiendo de la forma de onda de la corriente  $I_{dz}$  y de la ecuación (2.11), el valor pico de la corriente puede obtenerse al integrar desde 0 hasta  $\phi_D/2$ .

$$I_{dz_{pico}} = \frac{1}{2\pi \cdot f_c \cdot L_d} \int_0^{\phi_D/2} 2E_{cd1} \cdot d\phi \quad (2.19)$$

$$I_{dz_{pico}} = \frac{E_{cd1} \cdot \phi_D}{2\pi \cdot f_c \cdot L_d} \quad (2.20)$$

Para obtener el valor promedio de  $I_A$  se integra el valor pico de la corriente  $I_{dz}$  desde  $\phi_D$  hasta  $\pi$ , como se muestra a continuación.

$$I_A = \frac{1}{\pi} \int_{\phi_D}^{\pi} \frac{E_{cd1} \cdot \phi_D}{2\pi \cdot f_c \cdot L_d} d\phi \quad (2.21)$$

$$I_A = \frac{E_{cd1}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (2.22)$$

De la ecuación (2.23) de la Tabla 2.2, se puede deducir que la máxima transferencia de corriente ocurre cuando  $\phi_D = \pm \pi/2$ .

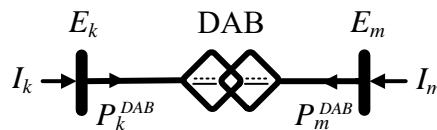
**Tabla 2.2.** Modelos para la modulación SPSC.

$\phi_D$	$D_\mu$	$I_A(\phi_D)$	$I_Q(\phi_D)$
$-\pi/2 \leq \phi_D \leq \pi/2$	$D_\mu = 0$	$\frac{E_{cd1}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2)$ (2.23)	$-\frac{E_{cd1} \cdot \phi_D^2}{8\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d}$ (2.24)

La corriente  $I_A$  es la única corriente transferida entre los nodos del convertidor DAB ya que la corriente  $I_Q$  se contrarresta con una fracción de la corriente activa total, como se muestra en la Figura 2.6. Bajo esta condición, se puede inferir que  $I_Q$  circula internamente en el convertidor DAB, por lo que no fluye entre los nodos externos de CD del DAB. En este sentido, el TAF y los interruptores de los puentes  $H$  se ven estresados por una potencia aparente mayor que la potencia que fluye entre los nodos externos de CD del convertidor.

- Modelo del convertidor DAB para estudios de redes de CD

Para poder integrar el convertidor DAB dentro del análisis en estado estacionario de redes de CD se propone un modelo de convertidor de dos puertos. Este modelo relaciona las corrientes de CD de entrada y salida con los voltajes de CD de sus nodos en función del desplazamiento de fase  $\phi_D$ , que es la variable que caracteriza la operación del convertidor DAB. La representación esquemática del modelo de dos puertos del convertidor DAB se muestra en la Figura 2.7.



**Figura 2.7.** Modelo de dos puertos del convertidor DAB.

La corriente  $I_A$  obtenida en (2.22) se puede usar directamente para establecer la relación entre las corrientes inyectadas en ambas terminales del DAB,  $I_k$  y  $I_m$ , y sus voltajes nodales  $E_k$  y  $E_m$ , puesto que representa la corriente promedio en las terminales de CD del convertidor DAB. Esta relación se expresa matricialmente de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\pi\phi_D - \phi_D^2}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} \\ -\frac{\pi\phi_D - \phi_D^2}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Las inyecciones de potencia nodal convertidor DAB pueden obtenerse al multiplicar el vector de corrientes por una matriz diagonal con los voltajes de los puertos  $k$  y  $m$ .

$$\begin{bmatrix} P_k^{DAB} \\ P_m^{DAB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_k & 0 \\ 0 & E_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \left( \begin{matrix} 0 & \frac{\pi\phi_D - \phi_D^2}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} \\ -\frac{\pi\phi_D - \phi_D^2}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} & 0 \end{matrix} \right) \begin{pmatrix} E_k \\ E_m \end{pmatrix} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Desarrollando la ecuación anterior se obtienen las ecuaciones de inyección de potencia del convertidor DAB (2.27)- (2.28).

$$P_k^{DAB} = \frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (2.27)$$

$$P_m^{DAB} = -\frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (2.28)$$

### 2.3.1. Modelo del convertidor DAB con control de potencia

Siguiendo el diagrama eléctrico de la Figura 2.7, se pueden plantear las dos ecuaciones de balance de potencia nodal en los nodos  $k$  y  $m$ , de manera similar a como se hace para una línea de distribución de CD, ver Sección 2.2. Sin embargo, para incorporar el control de potencia en el modelo matemático del convertidor DAB, debe agregarse una ecuación de restricción de flujo de potencia usando un valor de potencia especificada  $P_{km}^{esp}$ ,



la cual debe estar dentro del rango de diseño del DAB. El modelo de estado estacionario del convertidor DAB para flujos de carga se muestra en (2.29).

$$\begin{aligned}\Delta P_k &= P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} - P_k^{DAB} \\ \Delta P_m &= P_{gm} - P_{dm} - P_m^{cal} - P_m^{DAB} \\ \Delta P_p^{DAB} &= P_{km}^{esp} - P_k^{DAB}\end{aligned}\quad (2.29)$$

Este modelo de estado estacionario es no lineal debido a los términos cuadráticos de voltaje y de cambio de fase  $\phi_D$  de las expresiones de potencia calculada y potencia del DAB presentadas en (2.4) y (2.7) - (2.8), respectivamente. Por consiguiente, se selecciona el método de NR para obtener su solución, de modo que el modelo linealizado resultante está dado por (2.30). En este caso, la matriz Jacobiana contendrá las derivadas parciales de las ecuaciones de desajuste (2.29) con respecto a sus variables de estado del convertidor, es decir, voltajes nodales,  $E_k$  y  $E_m$ , y ángulo de cambio de fase del DAB,  $\phi_D$ .

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta P_p^{DAB} \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_m} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_D} \\ \frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_m} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \phi_D} \\ \frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial E_m} & \frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial \phi_D} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta E_k \\ \Delta E_m \\ \Delta \phi_D \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.30)$$

Las entradas del Jacobiano correspondientes al convertidor DAB con control de potencia se muestran explícitamente en el Anexo B. Las variables de estado del convertidor DAB se actualizan en cada iteración ( $i$ ) de acuerdo con (2.31).

$$E_k^{(i+1)} = E_k^{(i)} + \Delta E_k^{(i)}, \quad E_m^{(i+1)} = E_m^{(i)} + \Delta E_m^{(i)}, \quad \phi_D^{(i+1)} = \phi_D^{(i)} + \Delta \phi_D^{(i)} \quad (2.31)$$

### 2.3.2. Modelo del convertidor DAB con control de voltaje

El modelo correspondiente al convertidor DAB con control de voltaje se deriva fácilmente del modelo con control de potencia. Es claro que, en este caso, la ecuación de

restricción de flujo no es necesaria. Por el contrario, debe especificarse uno de los voltajes del convertidor el cual se mantiene constante desde el inicio el proceso iterativo, por ejemplo,  $E_m = 1$  pu. Por ende, solo es necesario plantear dos ecuaciones de desbalance de potencia en los nodos del convertidor (2.32), asignando el voltaje  $E_k$  del nodo  $k$  y ángulo del convertidor  $\phi_D$ , como variables de estado. Matemáticamente, esto también queda reflejado en el modelo linealizado del DAB con control de voltaje mediante la matriz Jacobiana resultante que se deriva del método de NR, mostrada en (2.33), cuyas variables de estado se actualizan en cada iteración ( $i$ ) de acuerdo con (2.34). Los términos individuales del Jacobiano, correspondientes con el convertidor DAB con control de voltaje, se muestran detalladamente en el Anexo C.

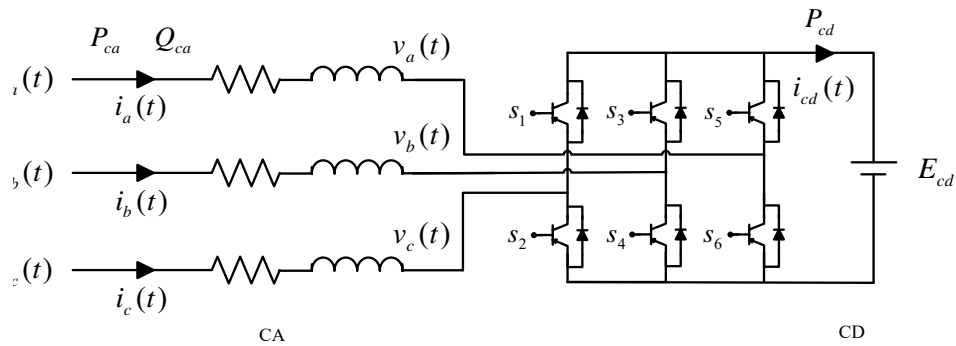
$$\begin{aligned}\Delta P_k &= P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} - P_k^{DAB} \\ \Delta P_m &= P_{gm} - P_{dm} - P_m^{cal} - P_m^{DAB}\end{aligned}\quad (2.32)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_D} \\ \frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_k} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \phi_D} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta E_k \\ \Delta \phi_D \end{bmatrix}^{(i)}\quad (2.33)$$

$$E_k^{(i+1)} = E_k^{(i)} + \Delta E_k^{(i)}, \quad \phi_D^{(i+1)} = \phi_D^{(i)} + \Delta \phi_D^{(i)}\quad (2.34)$$

## 2.4. Transformador CA/CD - convertidor VSC

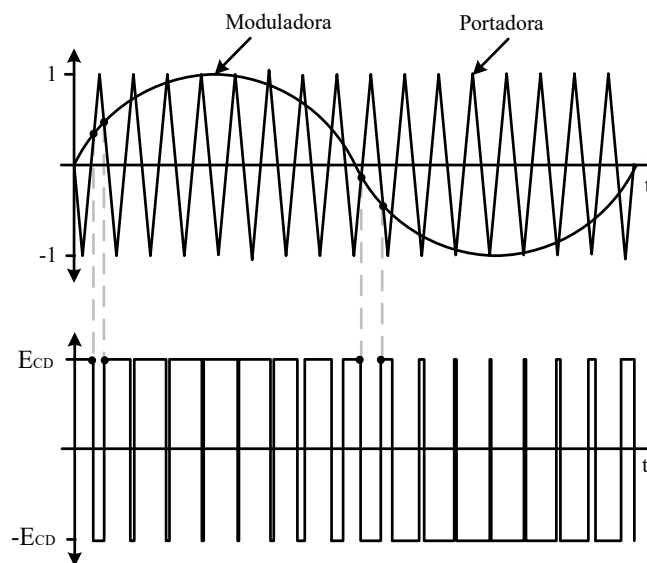
El convertidor VSC es un dispositivo que permite el intercambio de potencia entre redes de corriente directa y redes de corriente alterna. La topología usual de un VSC trifásico de dos niveles consta de tres estructuras de medio puente  $H$  idénticas, conocidas como puente trifásico, formadas por interruptores de potencia (usualmente IGBTs) controlados a través de señales de conmutación. Esta topología puede tener dos niveles de voltaje,  $E_{cd}$  y  $-E_{cd}$ , en sus salidas. El lado de CA de cada puente  $H$  se conecta fase a fase con un sistema de CA, como se puede observar en la Figura 2.8. El VSC trifásico de dos niveles permite el flujo bidireccional de potencia entre el puerto de CD,  $E_{cd}$ , y las fuentes de CA,  $V_i$ , donde  $i \in \{a, b, c\}$ , para un sistema trifásico [46].



**Figura 2.8.** Convertidor VSC trifásico de dos niveles.

*- Modulación de una estación VSC*

Los dispositivos IGBT del convertidor VSC ( $S_1 - S_6$ ) son controlados por señales de conmutación, las cuales se obtienen a través de distintas técnicas de modulación. Una de las técnicas más comunes es la modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM, por sus siglas en inglés), en la cual una forma de onda senoidal y una triangular son las señales moduladora y portadora, respectivamente, como se muestra en la Figura 2.9. Las señales de conmutación tienen la misma frecuencia que la señal portadora y por lo tanto definen la frecuencia del convertidor. Generalmente se utiliza una frecuencia de conmutación elevada para reducir los armónicos de baja frecuencia, sin embargo, los armónicos de alta frecuencia y las pérdidas por conmutación se incrementan por lo que es necesario optimizar la operación del convertidor [47].



**Figura 2.9.** Modulación SPWM.

Si se utiliza la técnica de modulación SPWM, las variables de modulación dependientes del tiempo para el control del cierre y apertura de los interruptores se pueden definir como se muestra en (2.35). Con base en estas señales de modulación, los voltajes en las terminales de CA del convertidor VSC se pueden definir como en (2.36) [48].

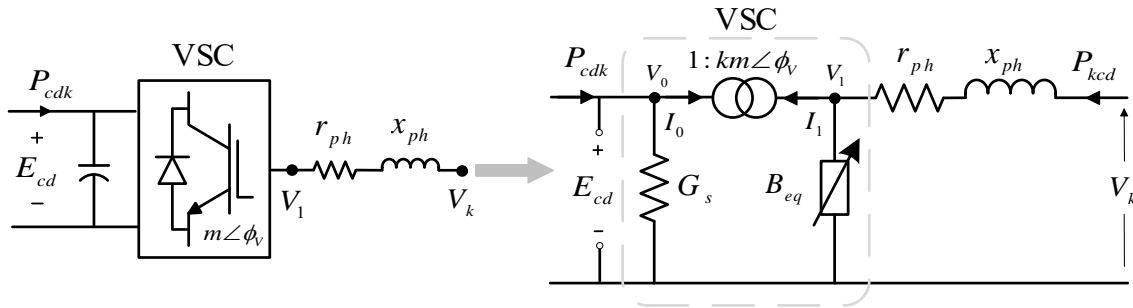
$$m_a(t) = m \cdot \sin(\omega t + \phi_V), \quad m_b(t) = m \cdot \sin\left(\omega t + \phi_V - \frac{2}{3}\pi\right), \quad m_c(t) = m \cdot \sin\left(\omega t + \phi_V + \frac{2}{3}\pi\right) \quad (2.35)$$

$$v_a(t) = \frac{1}{2} E_{cd} \cdot m_a(t), \quad v_b(t) = \frac{1}{2} E_{cd} \cdot m_b(t), \quad v_c(t) = \frac{1}{2} E_{cd} \cdot m_c(t) \quad (2.36)$$

Al utilizar una forma de onda senoidal como señal de referencia y una forma de onda triangular como portadora, la amplitud máxima de voltaje en las terminales del convertidor ocurre cuando la señal de referencia tiene la misma amplitud que la señal portadora, es decir:  $|m_a|=|m_b|=|m_c|=1$ . Por lo tanto, la relación entre el voltaje del puerto de CD y el voltaje de línea en las terminales de CA del VSC puede representarse por (2.37) [46].

$$V_a = \sqrt{\frac{3}{8}} E_{cd} \cdot m \angle \phi_V, \quad V_b = \sqrt{\frac{3}{8}} E_{cd} \cdot m \angle \left(\phi_V - \frac{2}{3}\pi\right), \quad V_c = \sqrt{\frac{3}{8}} E_{cd} \cdot m \angle \left(\phi_V + \frac{2}{3}\pi\right) \quad (2.37)$$

Para representar el comportamiento de la operación de un VSC trifásico de dos niveles dentro del análisis en estado estacionario de redes de CD es posible obtener un modelo flexible de flujos de potencia, partiendo de las ecuaciones de (2.37) [47]. El circuito equivalente de dos puertos del modelo del VSC está basado en un transformador de cambio de fase y una impedancia de acoplamiento como se muestra en la Figura 2.10, donde el voltaje de fase en las terminales del convertidor es  $V = k E_{cd} \cdot m \angle \phi_V$ , con  $k = \sqrt{(3/8)}$  [49].



**Figura 2.10.** Circuito equivalente de un VSC trifásico de dos niveles.

El modelo de este convertidor relaciona las corrientes de entrada y salida con los voltajes de los puertos de CD y CA en función del desplazamiento de fase  $\phi_V$ , la magnitud de la señal moduladora  $m$  y una susceptancia variable  $B_{eq}$  [49]. En el circuito equivalente de la Figura 2.10, la variable de susceptancia  $B_{eq}$  permite el intercambio de potencia reactiva con el puerto de CA para la regulación de voltaje y la conductancia  $G_s$  representa las pérdidas de conmutación en el VSC. El valor de  $G_s$  se calcula con (2.38).

$$G_s = G_0 \left( I_{op} / I_{nom} \right)^2 \quad (2.38)$$

donde  $G_0$  es el inverso de una resistencia constante que representa las pérdidas por conmutación durante condiciones normales de operación,  $I_{nom}$  es la corriente nominal del convertidor e  $I_{op}$  es la corriente bajo las condiciones de operación dadas. La relación de transformación entre los voltajes en las terminales del transformador de cambio de fase las corrientes de entrada de la Figura 2.10 se muestran en (2.39), respectivamente.

$$\frac{V_k}{E_{cd}} = \frac{k \cdot m \angle \phi_V}{1}, \quad \frac{k \cdot m \angle -\phi_V}{1} = \frac{I_0}{I_1} \quad (2.39)$$

La corriente que fluye por la impedancia conectada entre el nodo  $k$  de CA y el nodo de CD se calcula usando (2.40), mientras que la corriente inyectada en el nodo de CD se calcula con (2.41).

$$I_{kcd} = Y_{ph} (V_k - V_1) = Y_{ph} V_k - km \angle \phi_V \cdot Y_{ph} E_{cd} \quad (2.40)$$

$$I_{cdk} = -I_0 + G_s E_{cd} = -km \angle -\phi_V \cdot Y_{ph} V_k + k^2 m^2 \cdot Y_{ph} E_{cd} + jB_{eq} k^2 m^2 E_{cd} + G_s E_{cd} \quad (2.41)$$

donde  $Y_{ph} = (r_{ph} + jx_{ph})^{-1} = G + jB$ .

Las ecuaciones (2.40) y (2.41) pueden representarse de forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} I_{kcd} \\ I_{cdk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ph} & -km \angle \phi_V \cdot Y_{ph} \\ -km \angle -\phi_V \cdot Y_{ph} & k^2 m^2 (Y_{ph} + jB_{eq}) + G_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ E_{cd} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Las inyecciones de potencia nodal del VSC se calculan multiplicando los voltajes nodales del convertidor por el conjugado de las corrientes nodales,  $\mathbf{S} = \mathbf{VI}^*$ , es decir:

$$\begin{bmatrix} S_{kcd} \\ S_{cdk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k & 0 \\ 0 & E_{cd} \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} Y_{ph} & -km\angle\phi_V \cdot Y_{ph} \\ -km\angle-\phi_V \cdot Y_{ph} & k^2 m^2 (Y_{ph} + jB_{eq}) + G_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ E_{cd} \end{bmatrix} \right\}^* \quad (2.43)$$

Por lo tanto, la potencia activa y la potencia reactiva inyectadas en los extremos del VSC se obtienen a partir de (2.44) [50], recordando que  $\phi_V$  es al ángulo del transformador de cambio de fase y  $\theta_k$  es el ángulo del voltaje en el puerto de CA del convertidor.

$$\begin{aligned} P_{kcd} &= V_k^2 G - kmV_k E_{cd} \left[ G \cos(\theta_k - \phi_V) + B \sin(\theta_k - \phi_V) \right] \\ Q_{kcd} &= -V_k^2 B - kmV_k E_{cd} \left[ G \sin(\theta_k - \phi_V) - B \cos(\theta_k - \phi_V) \right] \\ P_{cdk} &= (kmE_{cd})^2 G - kmV_k E_{cd} \left[ G \cos(\phi_V - \theta_k) + B \sin(\phi_V - \theta_k) \right] + E_{cd}^2 G_s \\ Q_{cdk} &= -(kmE_{cd})^2 B - kmV_k E_{cd} \left[ G \sin(\phi_V - \theta_k) - B \cos(\phi_V - \theta_k) \right] - (kmE_{cd})^2 B_{eq} \end{aligned} \quad (2.44)$$

Usando (2.44), se puede determinar el balance de potencias nodales del VSC. Por generalidad del modelo, se pueden considerar nodos genéricos de CA y CD con carga,  $P_{dk}$  y  $P_{dcd}$ , y generación,  $P_{gk}$  y  $P_{gcd}$ . Por ende, el conjunto de ecuaciones de desajuste (2.45) representa el modelo de flujos de carga para estaciones VSC [50].

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} - P_{kcd} \\ \Delta Q_k &= Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} - Q_{kcd} \\ \Delta Q_{cd} &= -Q_{cdk} \\ \Delta P_{cd} &= P_{gcd} - P_{dcd} - P_{cd}^{cal} - P_{cdk} \end{aligned} \quad (2.45)$$

Empleando el método de NR, el modelo linealizado resultante es el mostrado en (2.46), cuya matriz Jacobiana contiene las derivadas parciales de primer orden de las ecuaciones de balance nodal (2.45) con respecto a las variables de estado internas del VSC, es decir, el desplazamiento de fase  $\phi_V$ , la amplitud de la señal moduladora  $m$ , y el voltaje  $E_{cd}$  y la susceptancia equivalente  $B_{eq}$ . Estas variables deben ser actualizadas en cada iteración ( $i$ ), tal como se muestra en (2.47). Las derivadas parciales de primer orden del Jacobiano, correspondientes al convertidor VSC, se reportan en el Anexo D.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_{cd} \\ \Delta P_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \phi_V \\ \Delta m \\ \Delta B_{eq} \\ \Delta E_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.46)$$

$$\begin{aligned} \phi_V^{(i+1)} &= \phi_V^{(i)} + \Delta \phi_V^{(i)}, & m^{(i+1)} &= m^{(i)} + \Delta m^{(i)} \\ B_{eq}^{(i+1)} &= B_{eq}^{(i)} + \Delta B_{eq}^{(i)}, & E_{cd}^{(i+1)} &= E_{cd}^{(i)} + \Delta E_{cd}^{(i)} \end{aligned} \quad (2.47)$$

## 2.5. Generación distribuida basada en generadores síncronos

Dentro del tema de la GD con generadores síncronos se pueden encontrar distintos tipos de sistemas con diferentes capacidades de generación. Sin embargo, para efectos de la GD, se busca que estos sistemas sean de pequeña escala por lo que se pueden identificar, de manera general, dos tipos de generación. Estos son la generación con plantas hidráulicas de pequeña escala (minihidráulicas) y la cogeneración (combined heat & power, CHP).

La generación hidroeléctrica se considera como uno de los recursos de generación más importantes ya que aporta cerca del 58% del total de energía eléctrica generada por las fuentes de energía renovables, además, por sí solas suministran cerca del 3.6% del total de energía consumida a nivel mundial, de modo que estas fuentes de generación son el segundo mayor contribuyente a la producción mundial de electricidad después de los combustibles fósiles [51]. Existen dos modos de operación de las plantas minihidráulicas: operación autónoma o aislada y operación con interconexión a una red (usualmente CA). El modo de operación autónomo se utiliza comúnmente para suministrar electricidad a zonas rurales con baja carga. En el modo de interconexión a la red, la finalidad es incrementar la participación de las energías renovables y reducir la de los combustibles fósiles, además de mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución y reducir las pérdidas por distribución. En este sentido, la integración de plantas minihidráulicas a las redes de distribución de CD como recursos energéticos distribuidos permite conservar estas ventajas

a la vez que los dispositivos de electrónica de potencia utilizados para la interconexión mejoran el desempeño y el comportamiento de estas fuentes de energía renovable [52].

Por otro lado, la cogeneración CHP, o generación de calor y energía combinados, son sistemas que generan tanto calor como energía al mismo tiempo. En las plantas de cogeneración, el calor residual generado por el proceso de generación de energía eléctrica se captura y utiliza en lugar de desperdiciarse. No obstante, la cogeneración no es una tecnología nueva o única, sino más bien un enfoque para utilizar las tecnologías existentes de generación eléctrica tradicional de una manera más eficiente. Esta tecnología es apropiada para determinadas aplicaciones que requieran de un suministro eléctrico y térmico constante ya que pueden operar de manera aislada o conectados a la red. Por lo tanto, la cogeneración es ideal para su implementación de forma distribuida en lugares cercanos a las cargas. Además, estos sistemas poseen tiempos de respuesta rápidos por lo que pueden satisfacer cargas de manera más rápida y responder rápidamente a los cambios y variaciones en la red eléctrica [53, 54].

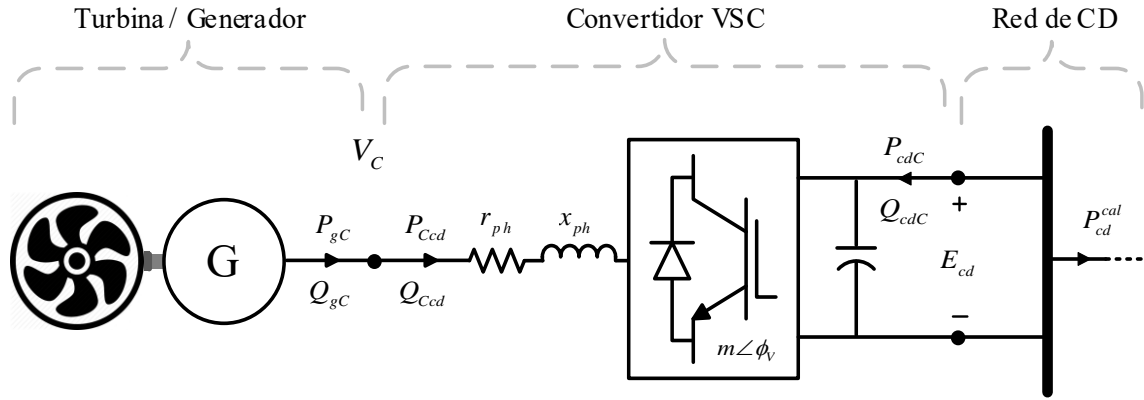
En este sentido, estos dos tipos de generación cumplen con las características necesarias para su implementación de forma distribuida en redes de CD. El modelo matemático de ambos sistemas de generación se presenta en la siguiente sección.

### **2.5.1. Modelo de una planta de cogeneración**

En la literatura concerniente con plantas de cogeneración y plantas minihidráulicas existen diferentes topologías dentro de las cuales destacan las que utilizan generadores de velocidad variable ya que permiten mejorar la eficiencia de la conversión de potencia de las turbinas [52]. Sin embargo, es posible implementar generadores de inducción (SCIG, por sus siglas en inglés), generadores de inducción de doble alimentación (DFIG, por sus siglas en inglés), generadores de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés) e incluso generadores síncronos para aplicaciones de velocidad variable [55, 56]. El modelo de generación que se muestra en el esquema de la Figura 2.11 está formado por tres partes principales: el sistema turbina/generador, una estación VSC y la red de CD. Este modelo



puede ser utilizado para representar tanto plantas de cogeneración CHP como plantas minihidráulicas; sin embargo, en este trabajo solamente se hablará de cogeneración.



**Figura 2.11.** Planta de cogeneración CHP interconectada a una red de CD.

Para propósitos de este trabajo de tesis se optó por utilizar un modelo de potencia constante para representar la operación en estado estacionario del generador y la turbina. El conjunto de ecuaciones de desajuste de potencia del sistema de generación se muestra en (2.48). Note que la potencia calculada en el nodo de CD,  $P_{cd}^{cal}$ , se modela mediante (2.4), la cual fue obtenida en la Sección 2.2.

$$\begin{aligned}
 \Delta P_C &= P_{gC} - P_{Ccd} \\
 \Delta Q_C &= Q_{gC} - Q_{Ccd} \\
 \Delta Q_{cd} &= -Q_{cdC} \\
 \Delta P_{cd} &= -P_{cd}^{cal} - P_{cdC}
 \end{aligned}
 \tag{2.48}$$

donde  $P_{gC}$  y  $Q_{gC}$  son la potencia activa y potencia reactiva suministradas por el generador CHP, respectivamente.  $P_{Ccd}$  y  $Q_{Ccd}$  son las potencias que fluyen del nodo de CA al nodo de CD del VSC. En cambio,  $P_{cdC}$  y  $Q_{cdC}$  son las potencias que fluyen del nodo de CD al nodo de CA. Estas potencias corresponden con las del modelo del VSC descrito en la Sección 2.4, las cuales se muestran en (2.49) usando los subíndices correspondientes a este modelo.

$$\begin{aligned}
 P_{cd} &= V_C^2 G - kmV_C E_{cd} \left[ G \cos(\theta_C - \phi_V) + B \sin(\theta_C - \phi_V) \right] \\
 Q_{cd} &= -V_C^2 B - kmV_C E_{cd} \left[ G \sin(\theta_C - \phi_V) - B \cos(\theta_C - \phi_V) \right] \\
 P_{cdC} &= (kmE_{cd})^2 G - kmV_C E_{cd} \left[ G \cos(\phi_V - \theta_C) + B \sin(\phi_V - \theta_C) \right] + E_{cd}^2 G_s \\
 Q_{cdC} &= -(kmE_{cd})^2 B - kmV_C E_{cd} \left[ G \sin(\phi_V - \theta_C) - B \cos(\phi_V - \theta_C) \right] - (kmE_{cd})^2 B_{eq}
 \end{aligned} \tag{2.49}$$

De las ecuaciones de desajuste (2.49) se obtiene el Jacobiano mostrado en (2.50), el cual contiene las derivadas parciales de estas funciones no lineales con respecto del desplazamiento de fase  $\phi_V$ , la amplitud del índice de modulación  $m$ , el voltaje  $E_{cd}$ , y la susceptancia equivalente  $B_{eq}$ . La actualización de estas variables se realiza en cada iteración ( $i$ ), y se describe en (2.51). De la misma manera, las derivadas parciales del Jacobiano se encuentran en el Anexo E.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_C \\ \Delta Q_C \\ \Delta Q_{cd} \\ \Delta P_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_C}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_C}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_C}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_C}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_C}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_C}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_C}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_C}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \phi_V \\ \Delta m \\ \Delta B_{eq} \\ \Delta E_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} \tag{2.50}$$

$$\begin{aligned}
 \phi_V^{(i+1)} &= \phi_V^{(i)} + \Delta \phi_V^{(i)}, & m^{(i+1)} &= m^{(i)} + \Delta m^{(i)} \\
 B_{eq}^{(i+1)} &= B_{eq}^{(i)} + \Delta B_{eq}^{(i)}, & E_{cd}^{(i+1)} &= E_{cd}^{(i)} + \Delta E_{cd}^{(i)}
 \end{aligned} \tag{2.51}$$

## 2.6. Generación fotovoltaica

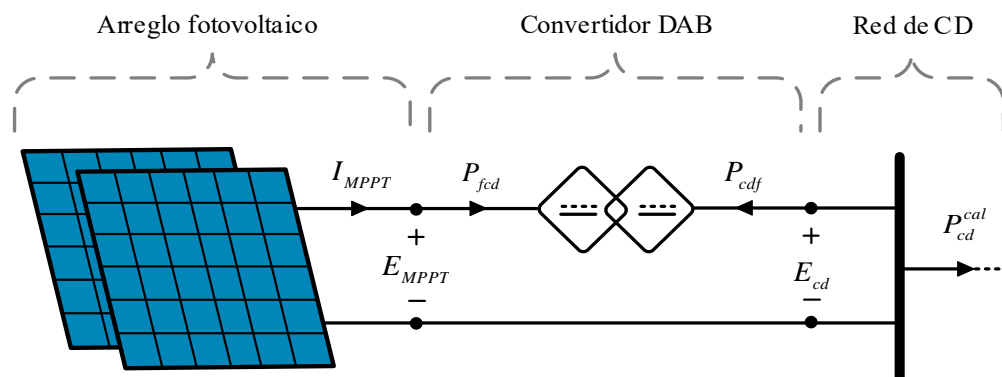
Los sistemas fotovoltaicos (SFV) son dispositivos de conversión de energía en forma de radiación solar a energía eléctrica. Estos sistemas están formados por celdas fotovoltaicas y convertidores de electrónica de potencia que en conjunto permiten suministrar y regular la potencia eléctrica de salida. Para que puedan funcionar de manera óptima, diversos factores intervienen en su proceso de operación en donde, indudablemente, la temperatura y la radiación juegan los papeles más importantes [57].

De forma análoga a la generación con plantas de cogeneración, los SFV pueden operar de manera autónoma o conectados a una red eléctrica. Cuando operan de manera autónoma, y se le agrega bancos de baterías, se forman las llamadas microrredes en donde el excedente de energía generado por los SFV es almacenado para abastecer la carga en el momento óptimo. Por otro lado, los SFV conectados a las redes eléctricas proporcionan potencia regulada por los convertidores de electrónica de potencia, la cual se modifica en función de la máxima potencia disponible a través de una metodología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) [58].

Una de las características más importantes de los SFV es su versatilidad para suministrar un amplio rango de potencia, desde unos cuantos watts hasta decenas de MW. Por este motivo los SFV son utilizados en diversas aplicaciones tales como sistemas de comunicación, satélites, bombeo de agua, sistemas residenciales, así como también aplicaciones de gran potencia. En este sentido, los SFV son fuentes de energía renovable atractivas para su implementación en redes de CD con generación distribuida.

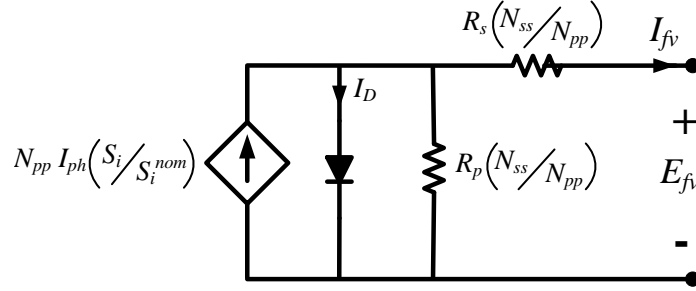
### 2.6.1. Modelo de un sistema fotovoltaico

La Figura 2.12 muestra el modelo de un SFV utilizado para estudios de flujos de carga en estado estacionario de redes eléctricas de CD con generación distribuida. Esta topología del SFV se compone de tres partes principales: el arreglo de paneles fotovoltaicos, el convertidor DAB y la red de CD.



**Figura 2.12.** Sistema fotovoltaico interconectada a una red de CD.

El arreglo FV está conformado por varios módulos conectados en serie ( $N_{ss}$ ) y en paralelo ( $N_{pp}$ ) para suministrar la potencia establecida bajo condiciones de operación nominales, en función de la radiación solar  $S_i$ . El arreglo fotovoltaico se modela a través del circuito presentado en [59], cuyo circuito equivalente se muestra en la Figura 2.13.



**Figura 2.13.** Circuito equivalente del modelo de un arreglo fotovoltaico [59].

La corriente del arreglo fotovoltaico,  $I_{fv}$ , se obtiene del análisis del circuito equivalente de la Figura 2.13, la cual se muestra en (2.52). Para resolverla y encontrar el punto de operación del arreglo FV es necesario realizar un proceso iterativo ya que es una función implícita. Además, es necesario considerar que el voltaje  $E_{fv}$  es conocido ya que el convertidor DAB asegura su operación en el punto óptimo dado por la estrategia MPPT.

$$I_{fv} = N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_D \left( e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (2.52)$$

$$I_D = I_{cc} \left[ e^{E_{ca}/(k_d V_t N_s)} - 1 \right]^{-1} \quad (2.53)$$

$$V_x = E_{fv} + R_s I_{fv} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) \quad (2.54)$$

$$V_y = k_d V_t N_s N_{ss} \quad (2.55)$$

donde  $I_{ph}$  es la corriente fotoeléctrica e  $I_D$  es la corriente de saturación del diodo definida en (2.53). Los voltajes  $V_x$  y  $V_y$  se calculan en las ecuaciones (2.54) y (2.55), respectivamente.  $I_{cc}$  [A] y  $E_{ca}$  [V] corresponden con la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto, respectivamente, definidos en (2.56) y (2.57) para una temperatura nominal  $T_n$  [°C] y una temperatura de operación  $T_{op}$  [°C].  $R_s$  [Ω] y  $R_p$  [Ω] son la resistencia serie y la resistencia en derivación de las celdas, respectivamente.  $N_s$  es el número de celdas por módulo,  $k_d$  es un factor de calidad del diodo y  $V_t$  es el voltaje térmico nominal de la celda que se calcula en (2.58).

$$I_{cc} = I_{cc}^{nom} \left[ 1 + k_{Icc} (T_{op} - T_n) \right] \quad (2.56)$$

$$V_{ca} = V_{ca}^{nom} \left[ 1 + k_{Eca} (T_{op} - T_n) \right] \quad (2.57)$$

$$V_i = \frac{k_b T_n}{q} \quad (2.58)$$

donde  $k_{Icc}$  [%/°C] es el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito mientras que  $k_{Eca}$  [%/°C] es el coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto;  $T_n$  es la temperatura nominal de las celdas;  $q$  es la carga del electrón ( $1.6e-19$  [C]) y  $K_b$  es la constante de Boltzman ( $1.38e-23$  [J/K]).

La potencia de salida del arreglo fotovoltaico se puede obtener mediante el producto de la corriente y el voltaje,  $P_{fv} = E_{fv} \cdot I_{fv}$ , la cual se muestra explícitamente en (2.59).

$$P_{fv} = E_{fv} \left\{ N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_D \left( e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \right\} \quad (2.59)$$

La expresión (2.59) se puede reducir al considerar que  $R_p \gg R_s$ , por lo que el término  $V_x/[R_p(N_{ss}/N_{pp})]$  se puede despreciar, como se muestra en (2.60).

$$P_{fv} = E_{fv} \left\{ N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_D \left( e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) \right\} \quad (2.60)$$

El sistema FV, en condiciones de estado estacionario, opera en su máximo punto de potencia cuando  $dP_{fv}/dE_{fv} = 0$  [59], es decir  $I_{fv} = I_{MPPT}$  y  $E_{fv} = E_{MPPT}$ . Para obtener el punto de operación óptimo se desarrolla matemáticamente la expresión  $dP_{fv}/dE_{fv} = 0$  y se obtiene la ecuación no lineal (2.61). De manera similar, para calcular la corriente máxima del arreglo FV,  $I_{MPPT}$ , se puede reescribir (2.59) como la ecuación (2.62). Es importante enfatizar que las expresiones de voltaje y corriente obtenidas en (2.61) y (2.62) son ecuaciones no lineales, por lo que se requiere de un método iterativo para resolverlas.

$$\left( \frac{E_{MPPT}}{V_y} + 1 \right) e^{\left( \frac{V_x}{V_y} \right)} - \left( \frac{N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) + 1}{N_{pp} I_{Dnom}} \right) = 0 \quad (2.61)$$

$$I_{MPPT} - N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) + N_{pp} I_{Dnom} \left( e^{\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) V_y}{V_y} \right]} - 1 \right) = 0 \quad (2.62)$$

Para garantizar que el arreglo FV trabaje en el voltaje máximo de operación  $E_{MPPT}$ , es necesario que se conecte a un convertidor electrónico que imponga los voltajes deseados en función de la metodología MPPT [59]. En este caso se utiliza un convertidor DAB con control de voltaje, cuyo modelo matemático se describe en la Sección 2.3.2. El conjunto de ecuaciones de desajuste del SFV se muestran en (2.63).

$$\begin{aligned}\Delta I_{opt} &= I_{MPPT} - N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) + N_{pp} I_{Dnom} \left( e^{\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s I_{MPPT} (N_{ss}/N_{pp}) / V_y}{V_y} \right]} - 1 \right) \\ \Delta E_{opt} &= \left( \frac{E_{MPPT}}{V_y} + 1 \right) e^{\left( \frac{V_x}{V_y} \right)} - \left( \frac{N_{pp} I_{ph} \left( S_i / S_i^{nom} \right)}{N_{pp} I_{Dnom}} + 1 \right) \\ \Delta P_{fv} &= E_{MPPT} \cdot I_{MPPT} - P_{fcd} \\ \Delta P_{cd} &= -P_{cd}^{cal} - P_{cdf}\end{aligned}\tag{2.63}$$

donde  $P_{cd}^{cal}$  representa la potencia que se inyecta a la red de CD en el nodo de interconexión del sistema FV, ver Sección 2.2. De acuerdo con la Figura 2.12, las potencias  $P_{fcd}$  y  $P_{cdf}$  son los flujos de potencia entre las terminales del convertidor DAB y se definen en (2.64).

$$P_{fcd} = \frac{E_{MPPT} \cdot E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2), \quad P_{cdf} = -\frac{E_{MPPT} \cdot E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2)\tag{2.64}$$

La linealización del modelo de SFV que incluye un convertidor DAB se describe en la expresión (2.65). Note que las variables de estado asociadas con este modelo son la corriente y voltaje óptimos del arreglo FV,  $I_{MPPT}$  y  $E_{MPPT}$ , el ángulo de desplazamiento de fase  $\phi_D$ , y el voltaje  $E_{cd}$  en el punto de acoplamiento del SFV a la red de CD. Su actualización se lleva a cabo en cada iteración ( $i$ ) como se observa en (2.66). Las entradas individuales del Jacobiano se dan en el Anexo F.

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{opt} \\ \Delta E_{opt} \\ \Delta P_{fv} \\ \Delta P_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial I_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial E_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial \phi_D} & \frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial I_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial E_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial \phi_D} & \frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial I_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial E_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial \phi_D} & \frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial I_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{MPPT}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_D} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta I_{MPPT} \\ \Delta E_{MPPT} \\ \Delta \phi_D \\ \Delta E_{cd} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.65)$$

$$\begin{aligned} I_{MPPT}^{(i+1)} &= I_{MPPT}^{(i)} + \Delta I_{MPPT}^{(i)}, & \phi_D^{(i+1)} &= \phi_D^{(i)} + \Delta \phi_D^{(i)} \\ E_{MPPT}^{(i+1)} &= E_{MPPT}^{(i)} + \Delta E_{MPPT}^{(i)}, & E_{cd}^{(i+1)} &= E_{cd}^{(i)} + \Delta E_{cd}^{(i)} \end{aligned} \quad (2.66)$$

## 2.7. Generación eólica

La generación eólica ha tenido un rápido crecimiento alrededor del mundo desde los 90s y año con año su participación en las redes eléctricas es cada vez mayor. Este tipo de generación juega un papel de gran importancia como fuente de energía renovable, posicionándose como una tecnología madura de relativa flexibilidad [52]. Dentro del panorama mundial energético se puede ubicar a la energía eólica como el segundo recurso renovable con mayor crecimiento anual, después de la energía solar. Actualmente aporta, junto con la energía solar, el 2.1% del consumo total de energía a nivel mundial y representa el 22% del total de la capacidad instalada de energías renovables [51]. Una de sus ventajas más importantes es, sin duda, el hecho de que se trata de una tecnología limpia que no produce contaminación en su proceso de generación de energía. Sin embargo, esta tecnología también presenta serios inconvenientes para las redes eléctricas al impactar de manera directa en la calidad de la energía provocando problemas de estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, armónicos, entre otros.

Dentro del estudio de la generación de energía eólica se pueden encontrar dos principales enfoques sobre los cuales se centran esfuerzos de investigación y desarrollo. Estos son la generación terrestre o en costa adentro (onshore) y la generación eléctrica marina o mar adentro (offshore). Esta última posee una mayor popularidad debido a sus obvias ventajas como: ausencia de restricciones en el espacio de desarrollo, abundantes

recursos eólicos en altamar, mayor velocidad del viento y, por lo tanto, una mayor capacidad de generación. Además, el ruido, las aves, los paisajes, las interferencias electromagnéticas y otros problemas tienen poca influencia en la energía eólica de altamar [60].

Particularmente, es de interés para este trabajo de tesis el aumento significativo en la participación de la energía eólica en redes de distribución como se discute en [61]. Estos sistemas de generación operan en paralelo con las redes de servicio público proporcionando energía limpia, generando un impacto ambiental positivo dado que la energía producida con combustibles fósiles se reduce.

### 2.7.1. Modelo de un sistema eólico

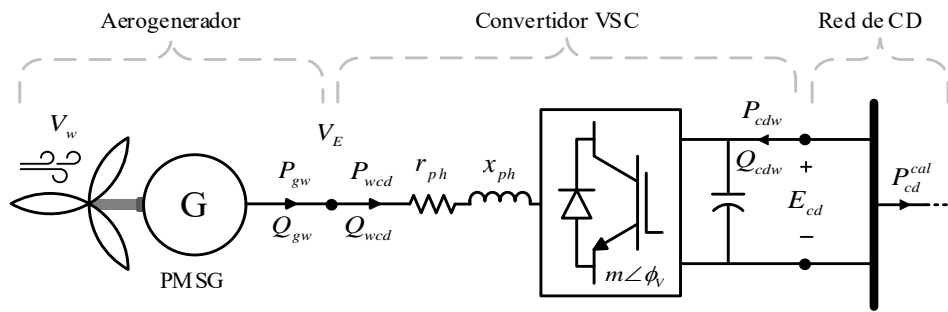
Usualmente, las turbinas eólicas se clasifican con respecto a la velocidad de rotación, es decir, **(i)** turbinas de velocidad fija, **(ii)** velocidad variable limitada y **(iii)** velocidad variable. Las turbinas eólicas de velocidad variable, según la capacidad del convertidor y del generador asociados, pueden ser clasificados en sistemas de generación con convertidor electrónico de potencia de escala parcial y de escala completa. Además, considerando los componentes del eje mecánico de transmisión, las turbinas eólicas se pueden clasificar en turbinas de transmisión directa y de transmisión con caja de engranajes [62].

- (i)** Los sistemas de velocidad fija utilizan, por lo general, múltiples etapas de engranajes y un generador de inducción jaula de ardilla (SCIG, por sus siglas en inglés) conectado a la red a través de un transformador. Este sistema requiere de un banco de capacitores para compensar la potencia reactiva que demanda el generador SCIG.
- (ii)** Los modelos de velocidad variable limitada utilizan un generador de inducción con rotor devanado (WRIG, por sus siglas en inglés) de resistencia variable y un convertidor de electrónica de potencia. La operación de velocidad variable se puede lograr controlando la energía extraída del rotor del WRIG; sin embargo, parte de esta potencia se disipa en la resistencia externa.
- (iii)** Los modelos de velocidad variable emplean convertidores de potencia de escala parcial o de escala completa. Los que usan convertidores de escala parcial son conocidos como



aerogeneradores doblemente alimentados DFIG, los cuales utilizan generadores WRIG. En cambio, los sistemas con convertidor de escala completa utilizan un sistema de excitación acoplado al rotor y se les conoce como generadores síncronos excitados eléctricamente (EESG, por sus siglas en inglés); sin embargo, también existen los que no requieren excitación como los generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés) [62].

Dado que el enfoque de este trabajo de tesis es a las redes de CD, se opta por utilizar un modelo de velocidad variable con generador PMSG. Además, se sabe que este tipo de aerogenerador posee una eficiencia y rendimiento energético adecuado, no requiere de fuentes externas para suministrar la excitación del campo magnético, y es más ligero, por lo que posee una mayor relación potencia/peso. Este generador se interconecta con la red de CD a través de un convertidor VSC como se muestra en el esquema de la Figura 2.14.



**Figura 2.14.** Sistema eólico interconectado a una red de CD.

El sistema eólico que se muestra en el esquema de la Figura 2.14 consiste en tres partes fundamentales: el aerogenerador (turbina de viento y generador), el convertidor VSC que se acopla a la red de CD y la propia red de CD. Las potencias  $P_{gw}$  y  $Q_{gw}$  corresponden con la potencia activa y la potencia reactiva generadas por el PMSG, respectivamente, en el nodo de CA con voltaje  $V_E$ . Las potencias activa y reactiva,  $P_{wcd}$  y  $Q_{wcd}$ , fluyen a través del VSC, del nodo de CA al nodo de CD. Por otro lado, las potencias que fluyen del nodo de CD al nodo de CA se representan mediante  $P_{cdw}$  y  $Q_{cdw}$ . Los flujos de potencia del VSC,  $(P_{wcd}, Q_{wcd}, P_{cdw}, Q_{cdw})$  fueron derivados en la Sección 2.4. Estas se replican en (2.67) utilizando las variables correspondientes a este modelo de generación eólica.

$$\begin{aligned}
 P_{wcd} &= V_E^2 G - kmV_E E_{cd} \left[ G \cos(\theta_w - \phi_V) + B \sin(\theta_w - \phi_V) \right] \\
 Q_{wcd} &= -V_E^2 B - kmV_E E_{cd} \left[ G \sin(\theta_w - \phi_V) - B \cos(\theta_w - \phi_V) \right] \\
 P_{cdw} &= (kmE_{cd})^2 G - kmV_E E_{cd} \left[ G \cos(\phi_V - \theta_w) + B \sin(\phi_V - \theta_w) \right] + E_{cd}^2 G_s \\
 Q_{cdw} &= -(kmE_{cd})^2 B - kmV_E E_{cd} \left[ G \sin(\phi_V - \theta_w) - B \cos(\phi_V - \theta_w) \right] - (kmE_{cd})^2 B_{eq}
 \end{aligned} \tag{2.67}$$

Las turbinas de viento poseen un valor óptimo de aprovechamiento de potencia del viento dentro del 45% al 55%. A este valor de potencia del viento aprovechada por la turbina se le conoce como coeficiente de potencia  $C_p$  y expresa la relación entre la potencia disponible del viento,  $P_w$ , y la potencia mecánica extraída por el rotor,  $P_m$ .

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \Rightarrow P_m = C_p P_w \Rightarrow P_m = C_p \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \tag{2.68}$$

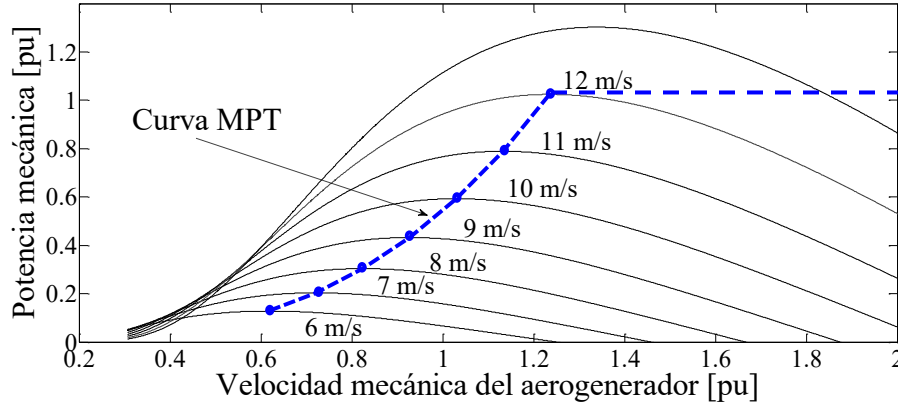
El coeficiente de potencia se define por (2.69) y está función del ángulo de inclinación de las aspas del rotor, conocida como *pitch angle*  $\beta$ , y de la relación entre el radio del rotor, la velocidad angular del rotor y la velocidad del viento, conocida como *tip speed ratio*  $\lambda$  (2.71).

$$C_p = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{\frac{c_7}{\lambda_i}} \tag{2.69}$$

$$\lambda_i = \left[ (\lambda + c_8 \beta)^{-1} - c_9 (\beta^3 + 1)^{-1} \right]^{-1} \tag{2.70}$$

$$\lambda = R \omega_t V_w^{-1} \tag{2.71}$$

donde  $R$  es el radio del rotor [m],  $\omega_t$  es la velocidad angular del rotor [rad/s] y  $V_w$  es la velocidad del viento [m/s]. Usando estas ecuaciones, se pueden obtener las curvas de potencia de la turbina eólica para cada velocidad de viento, como se muestra en la Figura 2.15, de donde se puede calcular la curva de máxima extracción de potencia MPT de la turbina en función de la velocidad del viento.



**Figura 2.15.** Curva MPT de un aerogenerador.

Por otro lado, del modelo eléctrico de un generador síncrono, en el marco de referencia ‘dq’ [63], pueden deducirse las ecuaciones de un PMSG (2.72). Esto se logra al sustituir las expresiones relacionadas con el devanado de campo por las expresiones equivalentes en función de la constante de flujo de los magnetos permanentes  $\psi_{pm}$  [64]. Usando la convención de generador, con corrientes positivas saliendo de la máquina, las ecuaciones de flujo son (2.73).

$$U_{ds} = -R_s I_{ds} - \omega_m \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt}, \quad U_{qs} = -R_s I_{qs} + \omega_m \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.72)$$

$$\psi_{ds} = -(L_{dm} + L_{s\sigma}) I_{ds} + \psi_{pm}, \quad \psi_{qs} = -(L_{qm} + L_{s\sigma}) I_{qs} \quad (2.73)$$

Considerando que las constantes de tiempo asociadas a las variables del generador son pequeñas, es posible despreciar los términos  $d\psi/dt$ , por lo que las relaciones de flujo de voltaje resultantes son expresadas como en (2.74), después de sustituir (2.73) en (2.72).

$$U_{ds} = -R_s I_{ds} + \omega_m (L_{qm} + L_{s\sigma}) I_{qs}, \quad U_{qs} = -R_s I_{qs} - \omega_m (L_{dm} + L_{s\sigma}) I_{ds} + \omega_m \psi_{pm} \quad (2.74)$$

El par electromecánico se puede calcular con (2.75a), mientras que la ecuación de oscilación del PMSG se da en (2.75b). Adicionalmente, la potencia activa y potencia reactiva que entrega PMSG se calcula de acuerdo con (2.76).

$$a) T_e = \psi_{ds} I_{qs} - \psi_{qs} I_{ds}, \quad b) \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H} (T_{ref} - T_e) \quad (2.75)$$

$$P_{gw} = U_{ds} I_{ds} + U_{qs} I_{qs}, \quad Q_{gw} = U_{qs} I_{ds} - U_{ds} I_{qs} \quad (2.76)$$

donde el par de referencia de la turbina eólica  $T_{ref} = P_m^{ref}/\omega_m^{ref}$ , puede obtenerse de acuerdo con la potencia mecánica de referencia  $P_m^{ref}$  y la velocidad de referencia  $\omega_m^{ref}$ , que a su vez, se obtienen de una tabla de búsqueda (look-up table) construida a partir de la curva MPT del aerogenerador, ver Figura 2.15. En concordancia con los nodos internos del sistema de generación eólico, mostrados en la Figura 2.14, las ecuaciones de desajuste de potencia están dadas por (2.77).

$$\begin{aligned}
 \Delta T &= T_{ref} + (L_{dm} - L_{qm})I_{ds}I_{qs} - \psi_{pm}I_{qs} \\
 \Delta Q &= Q_{ref} - U_{qs}I_{ds} + U_{ds}I_{qs} \\
 \Delta U_d &= U_{ds} + R_s I_{ds} - \omega_m (L_{qm} + L_{s\sigma})I_{qs} \\
 \Delta U_q &= U_{qs} + R_s I_{qs} + \omega_m (L_{dm} + L_{s\sigma})I_{ds} - \omega_m \psi_{pm} \\
 \Delta P_w &= P_{gw} - P_{wcd} \\
 \Delta Q_w &= Q_{gw} - Q_{wcd} \\
 \Delta Q_{cd} &= -Q_{cdw} \\
 \Delta P_{cd} &= -P_{cdw} - P_{cd}^{cal}
 \end{aligned} \tag{2.77}$$

donde  $P_{cd}^{cal}$  representa la potencia inyectada a la red de CD en el nodo de interconexión del sistema eólico, ver Sección 2.2. Al igual que para los modelos anteriores, al emplear la metodología de NR para encontrar el punto de equilibrio de estado estacionario del sistema eólico, el modelo linealizado está dado por (2.78).

$$F_{se}^{(i)} = -J_{se}^{(i)} \Delta x_{se}^{(i)} \tag{2.78}$$

donde  $J_{se}$  contiene las derivadas parciales de primer orden de las funciones no lineales del modelo del sistema eólico (2.79) con respecto a sus variables de estado  $\Delta x_{se}$ , las cuales se detallan en (2.80).

$$F_{se} = [\Delta T \quad \Delta Q \quad \Delta U_d \quad \Delta U_q \quad \Delta P_w \quad \Delta Q_w \quad \Delta Q_{cd} \quad \Delta P_{cd}]^T \tag{2.79}$$

$$x_{se} = [\Delta I_{ds} \quad \Delta I_{qs} \quad \Delta U_{ds} \quad \Delta U_{qs} \quad \Delta \phi_V \quad \Delta m \quad \Delta B_{eq} \quad \Delta E_{cd}]^T \tag{2.80}$$

$$J_{se} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta T}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta T}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta T}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta T}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta T}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta T}{\partial m} & \frac{\partial \Delta T}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta T}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta U_d}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial m} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta U_d}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta U_q}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial m} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta U_q}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_w}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_w}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_w}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} \\ \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial I_{ds}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial I_{qs}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial U_{ds}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial U_{qs}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_V} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} \end{bmatrix} \quad (2.81)$$

Las derivadas parciales del Jacobiano del sistema eólico se reportan en el Anexo G, y las variables de estado de este modelo se actualizan en cada iteración ( $i$ ) como se muestra en (2.82).

$$\begin{aligned} I_{ds}^{(i+1)} &= I_{ds}^{(i)} + \Delta I_{ds}^{(i)} & \phi_V^{(i+1)} &= \phi_V^{(i)} + \Delta \phi_V^{(i)} \\ I_{qs}^{(i+1)} &= I_{qs}^{(i)} + \Delta I_{qs}^{(i)} & m^{(i+1)} &= m^{(i)} + \Delta m^{(i)} \\ U_{ds}^{(i+1)} &= U_{ds}^{(i)} + \Delta U_{ds}^{(i)} & B_{eq}^{(i+1)} &= B_{eq}^{(i)} + \Delta E_{eq}^{(i)} \\ U_{qs}^{(i+1)} &= U_{qs}^{(i)} + \Delta U_{qs}^{(i)} & E_{cd}^{(i+1)} &= E_{cd}^{(i)} + \Delta E_{cd}^{(i)} \end{aligned} \quad (2.82)$$

# Capítulo 3

## 3. Planteamiento del problema de flujos de carga para redes generales de CD

### 3.1. Introducción

Los flujos de carga son análisis de gran importancia para el estudio de los sistemas eléctricos ya que describen su operación en estado estacionario, bajo condiciones y restricciones específicas [65-68]. Estos son generalmente utilizados para la determinación de las condiciones óptimas de operación, así como también para la planeación y diseño de la expansión de la red. Los estudios de flujo de carga son la base para muchos otros estudios como la estabilidad transitoria o el análisis de contingencias [66].

Para el análisis en estado estacionario de un sistema eléctrico en condiciones normales de operación, el planteamiento del problema puede realizarse sistemáticamente mediante distintas metodologías, siendo el método de voltajes nodales una de las estrategias más utilizadas. Con esta metodología es posible determinar los voltajes nodales mediante la formulación de las ecuaciones de red en términos de las admitancias nodales, resultando en ecuaciones algebraicas lineales complejas. Sin embargo, dado que en estos sistemas las corrientes nodales no son conocidas, las ecuaciones de la red quedan planteadas en términos de potencias. En consecuencia, las ecuaciones resultantes son no lineales y se requiere de métodos iterativos para resolverlas. A estas ecuaciones se les conoce como ecuaciones de flujo de potencia [67-68].

El método de voltajes nodales se utiliza ampliamente para el estudio de sistemas de potencia de CA y CD [50]. Ciertamente, es factible definir el problema de flujos de carga usando esta metodología, para el análisis de redes generales de distribución de CD con GD, como se describe en este capítulo.

### 3.2. Definición del problema

El problema de flujos de carga en redes de CD consiste en determinar la magnitud de voltaje en todos los nodos de la red mediante la solución numérica de las ecuaciones no lineales resultantes de cada uno de los componentes que la conforman. Posteriormente, usando los voltajes nodales resultantes es posible calcular los flujos de potencia, la potencia producida por las fuentes de generación y las pérdidas totales de potencia en el sistema. Con el fin de obtener las ecuaciones de voltaje nodal es necesario conocer la relación entre las corrientes inyectadas en los nodos y los voltajes del sistema. Usando una red simplificada de dos nodos, mostrada en la Figura 3.1, se realiza el planteamiento de las ecuaciones de flujo de potencia.

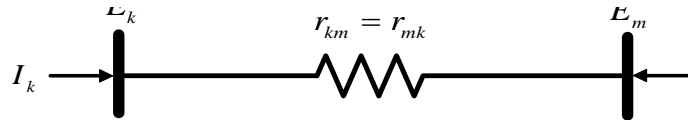


Figura 3.1. Red de dos nodos en CD.

Las corrientes  $I_k$  e  $I_m$  se pueden expresar en términos de los voltajes nodales  $E_k$  y  $E_m$  como se muestran en las expresiones (3.1) y (3.2), respectivamente.

$$I_k = \frac{1}{r_{km}}(E_k - E_m) = g_{km}(E_k - E_m) \quad (3.1)$$

$$I_m = \frac{1}{r_{mk}}(E_m - E_k) = g_{mk}(E_m - E_k) \quad (3.2)$$

Las expresiones anteriores pueden reescribirse en forma matricial como se muestra en (3.3).

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{km} & -g_{km} \\ -g_{mk} & g_{mk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Redefiniendo,

$$\begin{bmatrix} G_{kk} & G_{km} \\ G_{mk} & G_{mm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{km} & -g_{km} \\ -g_{mk} & g_{mk} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

La potencia inyectada en el nodo  $k$  puede calcularse mediante el producto del voltaje nodal y la corriente inyectada en el nodo, es decir,  $P = E I$ , o bien, en términos matriciales:

$$\begin{bmatrix} P_k \\ P_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_k & 0 \\ 0 & E_m \end{bmatrix} \left( \begin{bmatrix} G_{kk} & G_{km} \\ G_{mk} & G_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ E_m \end{bmatrix} \right) \quad (3.5)$$

Desarrollando la expresión anterior, la potencia inyectada en el nodo  $k$  está dada por (3.6). Una ecuación similar se puede obtener para la inyección de potencia en el nodo  $m$ , simplemente al intercambiar los subíndices  $k$  por  $m$ .

$$P_k = E_k^2 G_{kk} + E_k E_m G_{km} \quad (3.6)$$

Para una red de CD de  $n$  nodos, (3.3) puede generalizarse de la siguiente forma:

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_{11} & \cdots & G_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{n1} & \cdots & G_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_n \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

o bien,

$$I_{bus} = G_{bus} E_{bus} \quad (3.8)$$

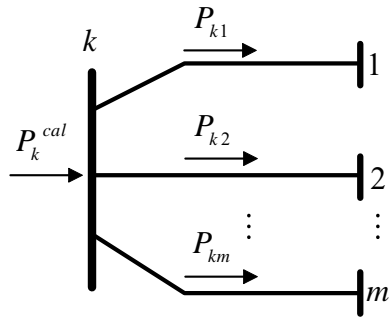
donde  $I_{bus}$  es el vector de corrientes nodales inyectadas y  $E_{bus}$  es el vector de voltajes nodales, y  $G_{bus}$  es la matriz que contiene las conductancias del sistema donde los elementos de la diagonal principal corresponden a la suma de las conductancias asociadas a cada nodo y los elementos fuera de la diagonal principal con el negativo de la conductancia entre los nodos asociados, es decir:

$$G_{ii} = \sum_{j=1, i \neq j}^n g_{ij} \quad i \neq j \quad (3.9)$$

$$G_{ij} = G_{ji} = -g_{ij} \quad (3.10)$$

Asumiendo que existen  $m$  ramas de distribución conectados al mismo nodo  $k$ , como se muestra en la Figura 3.2, entonces es posible obtener una expresión general para calcular la potencia inyectada en el nodo  $k$ , usando (3.7).



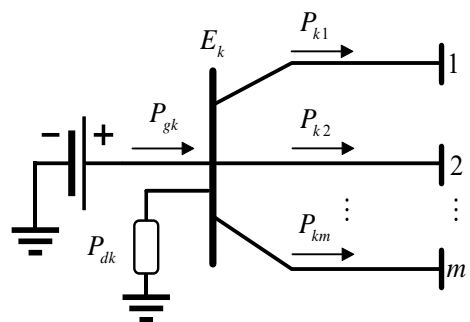


**Figura 3.2.** Inyección de potencias en el nodo k.

O bien, la potencia total inyectada al nodo  $k$  de la red de CD también puede obtenerse mediante la suma de todos los flujos de potencia incidentes en el nodo usando (3.6), ver Sección 2.2, ecuación (2.4).

$$P_k^{cal} = E_k^2 G_{kk} + \sum_{m=1, k \in m}^n E_k E_m G_{km} \quad (3.11)$$

Con la expresión anterior es posible establecer el balance de potencias nodales. Para un nodo genérico  $k$  con carga y generación, como el que se muestra en la Figura 3.3, el balance de potencias se calcula como en (3.12).



**Figura 3.3.** Balance de potencia en el nodo k.

$$\Delta P_k = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} \quad (3.12)$$

donde  $P_{gk}$  es la potencia generada y  $P_{dk}$  es la potencia demandada en el nodo  $k$ .

### 3.3. Variables y tipos de nodos

A diferencia del estudio convencional de flujos de carga, en el análisis de redes generales de CD solo es necesario conocer dos variables de interés en los nodos del sistema para que el problema de flujo de carga quede resuelto. Estas variables son la potencia  $P$  y el voltaje  $E$  que corresponden a la variable de control y a la variable de estado, respectivamente. Sin embargo, dentro del análisis de redes en CD con generación distribuida propuesto en este trabajo de tesis se pueden encontrar distintos tipos de fuentes de generación y dispositivos de electrónica de potencia. Estos poseen diferentes variables de estado internas que deben ser calculadas, por lo que los tipos de nodos en el sistema se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Nodo de compensación**

Este tipo de nodo, también conocido como nodo *Slack*, corresponde a un nodo con generación en donde el voltaje nodal se especifica. El propósito de un nodo *Slack* es producir la suficiente energía para satisfacer los requerimientos de potencia que no pueden ser cubiertos por los demás GD, así como también se encarga de asumir las pérdidas de potencia  $I^2R$  de la red de CD. Es importante mencionar que en redes de CD es posible tener más de un nodo de compensación. Dado que en este nodo la variable de estado es conocida, no es necesario plantear una ecuación de desajuste de potencia. La potencia generada se puede calcular al final del proceso iterativo cuando todos los voltajes del sistema son conocidos.

- **Nodo de potencia controlada – generación fotovoltaica, eólica y cogeneración**

En este tipo de nodo existe un generador conectado, por lo que la cantidad de potencia generada depende de la fuente primaria, y en algunos casos puede ser controlada. Por otro lado, el voltaje en el nodo es desconocido y es necesario plantear una ecuación de desajuste de potencia. Los nodos con generación fotovoltaica, generación eólica y cogeneración, descritos en las Secciones 2.5, 2.6 y 2.7, respectivamente, pueden clasificarse como nodos de potencia controlada si no poseen control de voltaje. De igual forma, el nodo de un convertidor DAB con control de potencia entra en la clasificación de nodo de potencia controlada.

- **Nodo de voltaje controlado – convertidor DAB**

En este tipo de nodo existe un dispositivo encargado de controlar el voltaje en el nodo de conexión. La potencia inyectada por este dispositivo dependerá del comportamiento general de la red de CD, por lo que esta potencia es desconocida. Para el caso del convertidor DAB, no es necesario plantear una ecuación adicional de desajuste de potencia ya que el voltaje es conocido y el ángulo de cambio de fase del convertidor debe calcularse con la demás variables de la red. La potencia inyectada en el nodo por el dispositivo puede obtenerse a partir de la solución de flujos de potencia.

- **Nodo de carga**

Un nodo de carga no posee generación conectada y la potencia demandada, o carga, puede conocerse a través de mediciones disponibles o de un pronóstico de carga. El voltaje en este nodo es desconocido y se obtiene mediante la solución de flujos de carga, por lo que es necesario plantear una ecuación de desajuste de potencia por cada nodo de carga.

Las características y los tipos de nodos que se pueden encontrar en una red de CD se resumen en la Tabla 3.1.

**Tabla 3. 1.** Clasificación de nodos en una red de CD.

Tipos de nodos		Variables	
		Conocidas	Desconocidas
<i>Slack</i>	Compensador	$E_k$	$P_{gk}$
$P_{DAB}$	Potencia controlada DAB	$P_{km}^{esp}$	$E_k, \phi_D$
<i>CG</i>	Potencia controlada Cogeneración	$P_{gC}, Q_{gC}$	$\phi_V, m, B_{eq}, E_k$
<i>FV</i>	Potencia controlada Fotovoltaico	$S_i, T_{op}$	$E_k, \phi_D, E_{MPPT}, I_{MPPT}$
<i>WG</i>	Potencia controlada Eólico	$T_{ref}, \omega_{ref}$	$I_{ds}, I_{qs}, U_{ds}, U_{qs}, \phi_V, m, B_{eq}, E_k$
$E_{DAB}$	Voltaje controlado DAB	$E_k$	$P_k^{DAB}, \phi_D$
$P_C$	Carga	$P_{dk}$	$E_k$

Para dar solución al problema de flujos de carga, a los modelos de redes generales de distribución de CD con GD y transformadores DAB, es necesario resolver el sistema de ecuaciones no lineales desprendido del planteamiento de las ecuaciones de desajuste de potencia correspondientes a cada nodo del sistema mediante un método iterativo. La metodología utilizada en este trabajo para resolver el problema de flujos de potencia planteado es la de Newton-Raphson, la cual se describe de manera detallada en [66] y [67].

### **3.4. Método general para la solución de redes de CD en estado estacionario.**

Para encontrar la solución del problema de flujos de carga de una red de distribución en CD que integre las tecnologías de generación y conversión descritas en el Capítulo 2, es necesario plantear las ecuaciones de desajuste de potencia de todos los nodos del sistema, asignar las variables de estado y calcular el respectivo Jacobiano de tal forma que el sistema analizado pueda ser representado por la expresión que se muestra en (3.14).

El vector de desajustes de potencia queda definido por un conjunto de ecuaciones no lineales,  $f$ , correspondientes al modelo de la red de CD, transformadores DAB con sus estrategias de control y fuentes de generación:

$$f(E, X_{DAB}, X_{GC}, X_{FV}, X_{WG}) = 0 \quad (3.13)$$

donde  $E$  representa el vector de voltajes nodales de la red de distribución,  $X_{DAB}$  representa las variables de estado de los convertidores DAB y sus respectivos controles,  $X_{GC}$  es un vector de variables de estado asociadas con plantas de cogeneración,  $X_{FV}$  representa el vector que contiene las variables de estado asociadas con los sistemas fotovoltaicos, y  $X_{WG}$  contiene todas las variables de estado asociadas con los sistemas de generación eólicos.

Todas estas variables de estado por calcular, para conocer el punto de equilibrio de la red de CD con GD, se muestran explícitamente en la Tabla 3.1, y con detalle adicional en el Capítulo 2, en las secciones correspondientes a cada modelo del componente de la red.

La linealización que resulta de aplicar el método de NR a las ecuaciones de desajuste de los GD y transformadores DAB, en combinación con las ecuaciones de balance nodal de la red de CD, se ejemplifica en (3.14).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta F_{DAB} \\ \Delta F_{CG} \\ \Delta F_{FV} \\ \Delta F_{WG} \end{bmatrix}^{(i)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial E} & \frac{\partial \Delta P}{\partial X_{DAB}} & \frac{\partial \Delta P}{\partial X_{GH}} & \frac{\partial \Delta P}{\partial X_{FV}} & \frac{\partial \Delta P}{\partial X_{WG}} \\ \frac{\partial \Delta F_{DAB}}{\partial E} & \frac{\partial \Delta F_{DAB}}{\partial X_{DAB}} & \frac{\partial \Delta F_{DAB}}{\partial X_{GH}} & \frac{\partial \Delta F_{DAB}}{\partial X_{FV}} & \frac{\partial \Delta F_{DAB}}{\partial X_{WG}} \\ \frac{\partial \Delta F_{CG}}{\partial E} & \frac{\partial \Delta F_{CG}}{\partial X_{DAB}} & \frac{\partial \Delta F_{CG}}{\partial X_{GH}} & \frac{\partial \Delta F_{CG}}{\partial X_{FV}} & \frac{\partial \Delta F_{CG}}{\partial X_{WG}} \\ \frac{\partial \Delta F_{FV}}{\partial E} & \frac{\partial \Delta F_{FV}}{\partial X_{DAB}} & \frac{\partial \Delta F_{FV}}{\partial X_{GH}} & \frac{\partial \Delta F_{FV}}{\partial X_{FV}} & \frac{\partial \Delta F_{FV}}{\partial X_{WG}} \\ \frac{\partial \Delta F_{WG}}{\partial E} & \frac{\partial \Delta F_{WG}}{\partial X_{DAB}} & \frac{\partial \Delta F_{WG}}{\partial X_{GH}} & \frac{\partial \Delta F_{WG}}{\partial X_{FV}} & \frac{\partial \Delta F_{WG}}{\partial X_{WG}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta X_{DAB} \\ \Delta X_{CG} \\ \Delta X_{FV} \\ \Delta X_{WG} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.14)$$

donde  $\Delta P$ ,  $\Delta F_{DAB}$ ,  $\Delta F_{CG}$ ,  $\Delta F_{FV}$  y  $\Delta F_{WG}$  representan las ecuaciones de desajuste de los nodos de carga de la red, los convertidores DAB, las plantas de cogeneración, los sistemas fotovoltaicos y los sistemas eólicos, respectivamente. Las variables de estado del modelo general de una red de distribución en CD se actualizan de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} E \\ X_{DAB} \\ X_{CG} \\ X_{FV} \\ X_{WG} \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} E \\ X_{DAB} \\ X_{CG} \\ X_{FV} \\ X_{WG} \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta X_{DAB} \\ \Delta X_{CG} \\ \Delta X_{FV} \\ \Delta X_{WG} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.15)$$

Partiendo de un planteamiento adecuado, el problema de flujos de carga se resuelve usando la metodología de NR y empleando las condiciones iniciales adecuadas para las variables de estado, como se describe en la siguiente sección.

### 3.5. Inicialización de las variables de estado

La efectividad de la convergencia cuadrática del método de Newton-Raphson dependerá de la selección adecuada de los valores iniciales de las variables de estado, no solo de la red de CD, sino de todos los dispositivos que la conforman.

En el estudio de flujos de carga de redes de CD el voltaje en todos los nodos de carga puede fijarse en 1 [pu] debido a que se espera que los niveles de voltaje sean cercanos al valor nominal cuando el sistema eléctrico opera en estado estacionario. Para los nodos de voltaje controlado y los nodos *Slack*, el voltaje se fija en el valor especificado y permanece constante durante el proceso iterativo.

Para el convertidor DAB, independientemente del tipo de control que posea, el ángulo interno debe inicializarse en un valor distinto de cero, es decir:  $\phi_D \neq 0$ , de modo que permita el paso de potencia y no genere problemas de convergencia en el método. Para el caso del convertidor DAB con control de voltaje, el voltaje en el nodo de control se inicializa en el valor especificado por el control.

Para asegurar la operación adecuada del convertidor VSC en el proceso iterativo, es recomendable inicializar los ángulos de fase  $\theta_k$  y  $\phi_V$  de los convertidores VSC en cero; inicializar la magnitud de la señal moduladora en  $m = \sqrt{2/3}$ ; la susceptancia equivalente como  $B_{eq} = 0$ ; el voltaje en el nodo de CD como  $E_{cd} = E_{nom}$ .

En el caso del sistema fotovoltaico, las variables óptimas de voltaje y corriente se inicializan en sus valores nominales como:  $E_{MPPT} = N_{ss} \cdot E_{ca}^{nom}$  y  $I_{MPPT} = N_{pp} \cdot I_{ph} \cdot (S_i/S_i^{nom})$ , respectivamente [59].

Para los modelos de generación eólica, la inicialización de los parámetros de par de referencia  $T_{ref}$  y velocidad mecánica de referencia del rotor  $\omega_{ref}$  dependerán de la tabla de búsqueda y de la curva MPT de la turbina. En el caso de los parámetros iniciales de voltaje y corriente del generador, estos pueden calcularse teniendo en consideración los parámetros nominales de potencia del mismo y posteriormente realizando una transformación al marco de referencia dq.

# Capítulo 4

## 4. Casos de estudio

### 4.1. Introducción

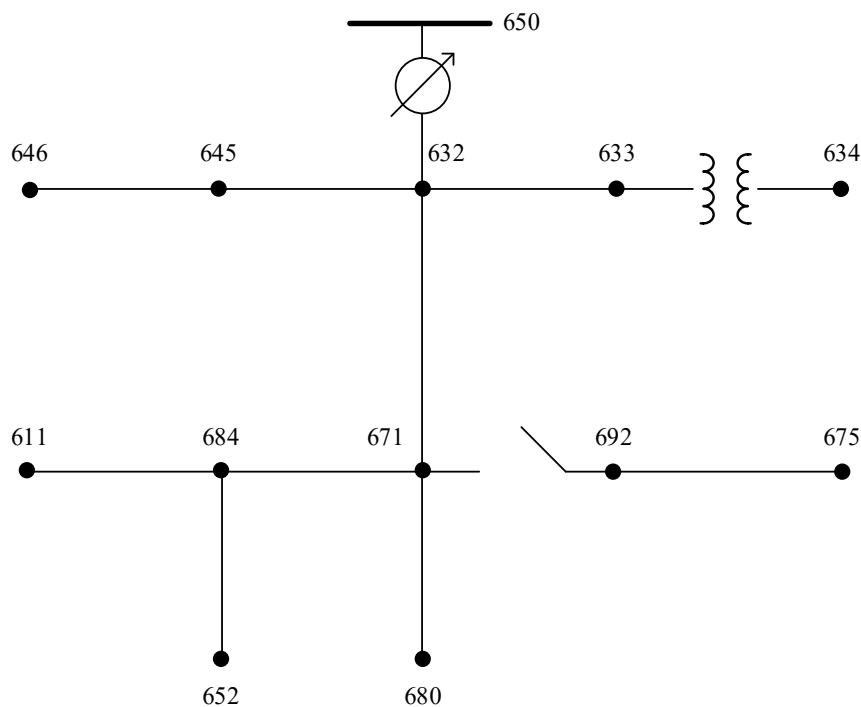
En este capítulo se presenta el estudio de flujos de carga de redes de distribución en CD con generación distribuida, usando los modelos matemáticos desarrollados en el Capítulo 2. Estos modelos matemáticos junto con la metodología de Newton-Raphson fueron codificados en la plataforma de Matlab para estudios de estado estacionario.

Para el primer caso de estudio que aquí se presenta, este corresponde a una red equivalente en CD del alimentador de pruebas de 13 nodos de IEEE, el cual también ha sido modificado para incorporar un sistema FV, un generador eólico WG, una planta de cogeneración CG, y dos transformadores DAB, con control de voltaje y potencia. Los resultados obtenidos con la herramienta desarrollada en Matlab se comparan con respecto a los resultados obtenidos de una simulación dinámica que alcanza el estado estacionario, realizada en Simpscape Electrical<sup>TM</sup>. En esta última plataforma se simula la misma red de CD usando modelos promediados propios del software de simulación para el VSC, el sistema FV, y los transformadores DAB de acuerdo con los modelos detallados descritos en el Capítulo 2. El modelo de red estudiado, y su equivalente en CD, se describen de manera detallada en la siguiente sección.

En lo concerniente al segundo caso de estudio contenido en este capítulo, este corresponde a un sistema de CD de 118 nodos que contiene tres unidades de cogeneración CG, cinco plantas eólicas WG, siete sistemas FV, y cinco transformadores conectados en serie basados en convertidores DAB, con lo cual se demuestran la aplicabilidad y el alcance de la metodología desarrollada en este trabajo de tesis.

## 4.2. Validación del modelo propuesto vs. Simscape Electrical – alimentador de 13 nodos

El alimentador de prueba de 13 nodos de IEEE consta de una red de distribución de CA con la configuración de la Figura 4.1. Esta red es un modelo originalmente publicado por el ‘IEEE Distribution System Analysis Subcommittee Report’, y en el cual no se incluye el transformador de regulación entre los nodos 650 y 632. Las características de esta red se pueden encontrar en [69].



**Figura 4.1.** Alimentador de pruebas de 13 nodos de IEEE.

Para poder modelar esta red de CA como una red equivalente de CD se adoptan las siguientes consideraciones:

- Se considera la misma infraestructura de la topología original.
- Se considera solamente la potencia activa de las cargas.
- Se considera solamente la parte resistiva de las líneas de distribución.
- Se sustituye el transformador convencional que conecta los nodos 633 – 634, por un convertidor de electrónica de potencia, en este caso un DAB.



El nivel de tensión de la red equivalente de CD se calcula con base en la capacidad de corriente máxima del alimentador principal que conecta el nodo 650 con el nodo 632 y con la capacidad del sistema de distribución, es decir.

$$V_{650} = \frac{P_{SD}}{I_{650-632}^{\max}} = \frac{5 \times 10^6}{690} = 7246.38 \approx 7.25 \text{ [kV]} \quad (4.1)$$

El nivel de tensión del nodo 634, que se encuentra en el lado secundario del transformador de distribución que une los nodos 633 y 634, se calculó tomando en consideración la relación de transformación del transformador original para CA y el voltaje en lado primario calculado previamente en (4.1).

$$V_{634} = \frac{V_{650}}{\alpha_{CA}} = \frac{7.25 \times 10^3}{8.6667} = 836.538 \approx 840 \text{ [V]} \quad (4.2)$$

La resistencia base del alimentador se puede calcular como se muestra en (4.3), considerando  $V_{base} = 7.25 \text{ [kV]}$  y una  $P_{base} = 1 \text{ [MW]}$ .

$$R_{base} = \frac{V_{base}^2}{P_{base}} = \frac{(7250)^2}{1 \times 10^6} = 52.5625 \text{ [\Omega]} \quad (4.3)$$

**Tabla 4.1.** Características del alimentador de 13 nodos de prueba IEEE;  $P_{base} = 1 \text{ [MW]}$ .

Desde	Hasta	Longitud [km]	Calibre AWG/kcmil	Cap. de corriente [A]	Resistencia [\Omega/km]	Resistencia [\Omega]	Resistencia [pu]
632	645	0.1524	1/0	240	0.535	0.081534	<b>1.55118x10<sup>-3</sup></b>
632	633	0.1524	4/0	360	0.267	0.040691	<b>0.774145x10<sup>-3</sup></b>
633	634	-	-	-	-	0.380723	<b>7.24325x10<sup>-3</sup></b>
645	646	0.09144	1/0	240	0.535	0.048920	<b>0.930702x10<sup>-3</sup></b>
650	632	0.6096	500	690	0.112	0.068275	<b>1.29893 x10<sup>-3</sup></b>
684	652	0.24384	1/0	240	0.535	0.130454	<b>2.48188x10<sup>-3</sup></b>
632	671	0.6096	500	690	0.112	0.068275	<b>1.29893x10<sup>-3</sup></b>
671	684	0.09144	1/0	240	0.535	0.048920	<b>0.930702x10<sup>-3</sup></b>
671	680	0.3048	500	690	0.112	0.034138	<b>0.649474x10<sup>-3</sup></b>
671	692	-	-	-	-	-	-
684	611	0.09144	1/0	240	0.535	0.048920	<b>0.930702x10<sup>-3</sup></b>
692	675	0.1524	250	460	0.208	0.031699	<b>0.603073x10<sup>-3</sup></b>

Las líneas de distribución que conforman al alimentador de 13 nodos se pueden modelar a través de sus valores de resistencia serie, los cuales se muestran en la Tabla 4.1. No obstante, la resistencia del elemento que interconecta el nodo 633 con el nodo 634 corresponde con la de un transformador convencional, por lo que, no es utilizada en el modelo de red de CD propuesto ya que este elemento se sustituye por un convertidor DAB cuyos parámetros se describen más adelante. Por otro lado, el elemento que interconecta el nodo 671 con el nodo 692 corresponde a un interruptor cuya resistencia es muy baja por lo que es posible dispensar de este valor.

La inductancia del convertidor DAB, que reemplazará el transformador serie que conecta los nodos 633 – 634, se puede calcular de la siguiente forma. Se considera una potencia nominal igual a la potencia base del sistema de 1 [MW] y un voltaje nominal de operación de 7,250 [V]. Con estos valores se obtiene la corriente nominal de operación del sistema a plena carga, como se indica en (4.4a). La transferencia de potencia nominal del convertidor DAB queda definida por el desplazamiento de fase  $\phi_D = \pm\pi/2$ . Considerando una frecuencia de conmutación de 1000 [Hz] y haciendo uso de la ecuación (2.23), presentada en la Sección 2.3, pag. 20, la inductancia de dispersión del convertidor se puede calcular de acuerdo con la ecuación (4.4b).

$$(a) I_{nom}^{DAB} = \frac{1 \text{ [MW]}}{7.25 \text{ [kV]}} = 137.931 \text{ [A]}, \quad (b) L_D = \frac{7250}{2\pi^2 \cdot 1000 \cdot 137.931} \left( \pi \left( \frac{\pi}{2} \right) - \left( \frac{\pi}{2} \right)^2 \right) \approx 6.57 \text{ [mH]} \quad (4.4)$$

Para calcular la reactancia en [pu] del convertidor DAB, considerando una base igual a la del sistema de CD, se tiene que:

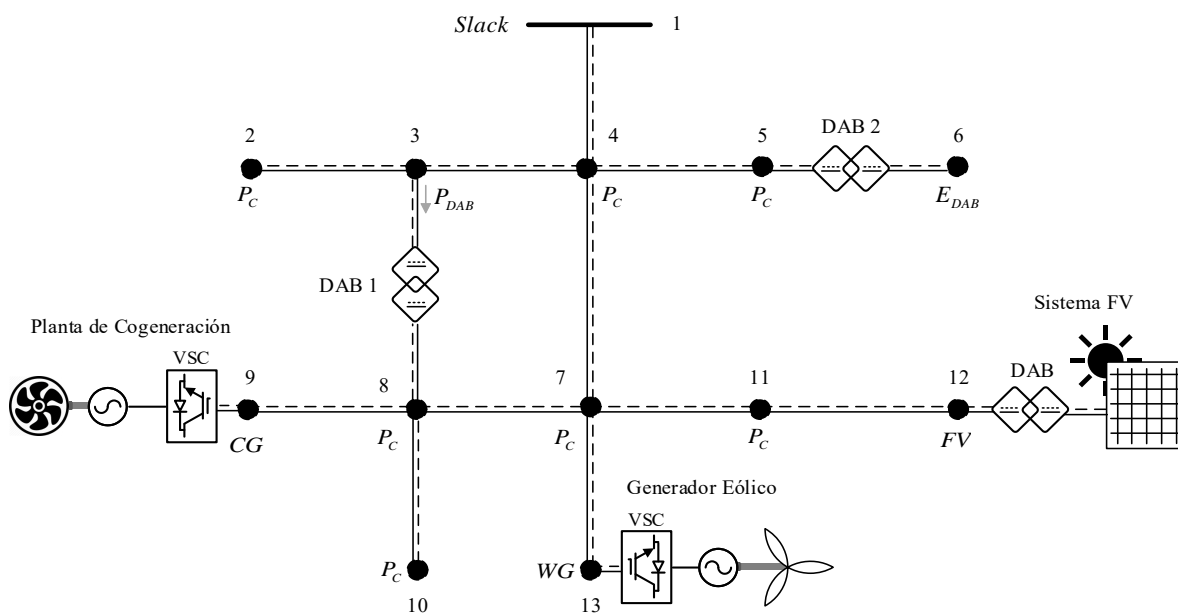
$$X_D = \frac{2\pi \cdot 1000 \cdot 6.57 \cdot 10^{-3}}{52.5625} = 0.7854 \text{ [pu]} \quad (4.5)$$

Este sistema posee una carga total de 3,466 [kW] que se puede representar en CD a través de modelos de potencia constante, como se muestran en la Tabla 4.2, en donde los nodos del alimentador original son reenumerados para una mayor simplicidad del análisis de flujos de carga.

**Tabla 4.2.** Información de las cargas;  $P_{base} = 1$  [MW].

Nodo	Identificador original	Carga Modelo	$P_a$ [kW]	$P_b$ [kW]	$P_c$ [kW]	$P_{CD}$ [KW]	$P_{CD}$ [pu]
2	646	D-Z	0	230	0	230	<b>0.23</b>
3	645	Y-PQ	0	170	0	170	<b>0.17</b>
4	632	Y-PQ	8.5	33	58.5	100	<b>0.1</b>
6	634	Y-PQ	160	120	120	400	<b>0.4</b>
7	671	D-PQ	393.5	418	443.5	1255	<b>1.255</b>
9	611	Y-I	0	0	170	170	<b>0.17</b>
10	652	Y-Z	128	0	0	128	<b>0.128</b>
11	692	D-I	0	0	170	170	<b>0.17</b>
12	675	Y-PQ	485	68	290	843	<b>0.843</b>

El modelo de la red de distribución en CD con generación distribuida se muestra en la Figura 4.2. Las resistencias en por unidad de las líneas de distribución se dan en la Tabla 4.1 y las cargas nodales en por unidad se muestran en la Tabla 4.2. Para este sistema propuesto, se considera un sistema de cogeneración CG, un sistema de generación FV y un sistema de generación eólico WG, en los nodos 9, 12 y 13, respectivamente. Además, se incluyen dos convertidores DAB conectados en serie, uno con control de potencia entre los nodos 3 y 8, y otro entre los nodos 5 y 6 que controla el voltaje en el nodo 6.



**Figura 4.2.** Alimentador de 13 nodos en CD propuesto para la validación del método.

Los parámetros nominales de los convertidores DAB implementados se muestran en la Tabla 4.3. El DAB 1 provee control de potencia fija en  $P_{3-8}^{esp} = 0.2$  [pu], del nodo 3 al nodo 8, mientras que el DAB 2 con control de voltaje regula el voltaje en el nodo 6,  $E_6 = 1.0$  [pu].

**Tabla 4.3.** Parámetros del convertidor DAB;  $P_{base} = 1$  [MW].

De	Hacia	$r$ [ $\Omega$ ]	$x$ [m $\Omega$ ]	$f_c$ [Hz]	Tipo de control	Valor especificado
5	6	0.0	785.361	1000	Voltaje	1 [pu]
3	8	0.0	785.361	1000	Potencia	0.2 [pu]

Para el sistema FV, los parámetros nominales y las condiciones de operación se muestran en la Tabla 4.4.

**Tabla 4.4.** Parámetros del sistema fotovoltaico.

Nodo	Arreglo fotovoltaico						Convertidor DAB			
	Voltaje [V]	$P_{nom}$ [kW]	$S_i$ [W/m <sup>2</sup> ]	$T_{op}$ [°C]	$N_{ss}$	$N_{pp}$	$r$ [ $\Omega$ ]	$x$ [m $\Omega$ ]	$f_c$ [Hz]	Control
12	840	400	1000	25	27	58	0.0	785.36	1000	Voltaje

El sistema FV implementado consiste en un arreglo serie-paralelo de módulos fotovoltaicos ‘Soltech 1STH-250WH’, disponibles en Simscape Electrical. Los parámetros nominales de cada módulo fotovoltaico se proveen en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5.** Parámetros del módulo fotovoltaico.

$P_{nom}$	250.205 [W]	$N_s$	60
$S_{nom}$	1000 [W/m <sup>2</sup> ]	$R_s$	0.23724 [ $\Omega$ ]
$T_n$	298.15 [°K]	$R_p$	224.1886 [ $\Omega$ ]
$I_D$	0.41601 [nA]	$k_d$	1.019
$I_{MPPT}$	8.15 [A]	$q$	1.6021e-19 [C]
$E_{MPPT}$	30.7 [V]	$k_b$	1.3806e-23 [J/°K]
$I_{sc}^{nom}$	8.66 [A]	$k_{I_{cc}}$	0.086998 [%/°C]
$V_{oc}^{nom}$	37.3 [V]	$k_{E_{ca}}$	-0.36901 [%/°C]

Para el sistema de cogeneración, los parámetros nominales del generador síncrono y su respectiva estación VSC, se muestran en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6.** Parámetros del sistema de cogeneración.

Nodo	Generador síncrono			Convertidor VSC			
	$P^{esp}$ [kW]	$Q^{esp}$ [W]	$V_{ph}$ [kV]	$k$	$r_{ph}$ [ $\Omega$ ]	$x_{ph}$ [ $\Omega$ ]	$G_s$ [nS]
9	400	0	3.625	$\sqrt{3/8}$	0.1332	1.3323	70.39

Los parámetros del sistema de generación eólico, compuesto por un arreglo turbina - generador y una estación VSC, se muestran en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7.** Parámetros del sistema eólico.

Nodo	Turbina-Generador				Convertidor VSC			
	$V_w$ [m/s]	$P_{nom}$ [MW]	$T_{ref}$ [pu]	$\omega_{ref}$ [pu]	$k$	$r_{ph}$ [m $\Omega$ ]	$x_{ph}$ [m $\Omega$ ]	$G_s$ [nS]
13	12	2.0	0.7266	1.266	$\sqrt{3/8}$	62.574	625.744	57.07

El modelo del sistema eólico integrado en la red de CD utiliza un PMSG como generador, cuyos parámetros se muestran en Tabla 4.8.

**Tabla 4.8.** Parámetros del PMSG en [pu] respecto de su  $P_{nom}$ .

$P_{nom}$	$np$	$\psi_{pm}$	$L_{dm}$	$L_{qm}$	$L_{s\sigma}$	$R_s$
2 [MW]	80 polos	1.43	0.726	0.606	0.121	0.01

#### - **Planteamiento del problema y solución**

Siguiendo la metodología descrita en el Capítulo 3, el primer paso es definir los tipos de nodos que conforman al sistema y plantear las ecuaciones de desajuste de potencia correspondientes. En la Figura 4.2 se muestran los tipos de nodos de la red eléctrica propuesta y las ecuaciones de desajuste de potencia se detallan a continuación.

$$\Delta P_2 = -P_{d2} - P_2^{cal} \quad (4.6)$$

$$\Delta P_3 = -P_{d3} - P_3^{cal} - P_3^{DAB} \quad (4.7)$$

$$\Delta P_p^{DAB} = P_{3-8}^{esp} - P_3^{DAB} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_4 = -P_{d4} - P_4^{cal} \quad (4.9)$$

$$\Delta P_5 = -P_{d5} - P_5^{cal} - P_5^{DAB} \quad (4.10)$$

$$\Delta P_6 = -P_{d6} - P_6^{cal} - P_6^{DAB} \quad (4.11)$$

$$\Delta P_7 = -P_{d7} - P_7^{cal} \quad (4.12)$$

$$\Delta P_8 = -P_{d8} - P_8^{cal} - P_8^{DAB} \quad (4.13)$$

$$\Delta P_C = P_{gC} - P_{C9} \quad (4.14)$$

$$\Delta Q_C = Q_{gC} - Q_{C9} \quad (4.15)$$

$$\Delta Q_9 = -Q_{9C} \quad (4.16)$$

$$\Delta P_9 = -P_{d9} - P_9^{cal} - P_{9C} \quad (4.17)$$

$$\Delta P_{10} = -P_{d10} - P_{10}^{cal} \quad (4.18)$$

$$\Delta I_{opt} = I_{MPPT} - N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) + N_{pp} I_{Dnom} \left( e^{\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s I_{MPPT} (N_{ss}/N_{pp}) / V_y}{V_y} \right]} - 1 \right) \quad (4.19)$$

$$\Delta E_{opt} = \left( \frac{E_{MPPT}}{V_y} + 1 \right) e^{\left( \frac{V_x}{V_y} \right)} - \left( \frac{N_{pp} I_{ph} (S_i / S_i^{nom})}{N_{pp} I_{Dnom}} + 1 \right) \quad (4.20)$$

$$\Delta P_{fv} = E_{MPPT} \cdot I_{MPPT} - P_{f12} \quad (4.21)$$

$$\Delta P_{12} = -P_{12}^{cal} - P_{12f} \quad (4.22)$$

$$\Delta T = T_{ref} + (L_{dm} - L_{qm}) I_{ds} I_{qs} - \psi_{pm} I_{qs} \quad (4.23)$$

$$\Delta Q = Q_{ref} - U_{qs} I_{ds} + U_{ds} I_{qs} \quad (4.24)$$

$$\Delta U_d = U_{ds} + R_s I_{ds} - \omega_m (L_{qm} + L_{s\sigma}) I_{qs} \quad (4.25)$$

$$\Delta U_q = U_{qs} + R_s I_{qs} + \omega_m (L_{dm} + L_{s\sigma}) I_{ds} - \omega_m \psi_{pm} \quad (4.26)$$

$$\Delta P_w = P_{gw} - P_{w13} \quad (4.27)$$

$$\Delta Q_w = Q_{gw} - Q_{w13} \quad (4.28)$$

$$\Delta Q_{13} = -Q_{13w} \quad (4.29)$$

$$\Delta P_{13} = -P_{13w} - P_{13}^{cal} \quad (4.30)$$

Las 25 ecuaciones mostradas en (4.6)–(4.30) conforman el vector de desajustes de potencia de la red eléctrica de 13 nodos mostrado en la Figura 4.2. Una vez definidas las ecuaciones de desajuste de potencia, es necesario inicializar las variables de estado, de acuerdo con lo descrito en la Sección 3.5. El vector de desajustes de potencia y el vector de correcciones de variables de estado se muestran en (4.31) y (4.32), respectivamente.

$$F(X^{(i)}) = \begin{bmatrix} \Delta P_2 & \Delta P_3 & \Delta P_p^{DAB} & \Delta P_4 & \Delta P_5 & \Delta P_6 & \Delta P_7 & \dots \\ \Delta P_8 & \Delta P_C & \Delta Q_C & \Delta Q_9 & \Delta P_9 & \Delta P_{10} & \Delta I_{opt} & \dots \\ \Delta E_{opt} & \Delta P_{fv} & \Delta P_{12} & \Delta T & \Delta Q & \Delta U_d & \Delta U_q & \dots \\ \Delta P_w & \Delta Q_w & \Delta Q_{13} & \Delta P_{13} \end{bmatrix}^T \quad (4.31)$$

$$\Delta X^{(i)} = \begin{bmatrix} \Delta E_2 & \Delta E_3 & \Delta \phi_D^{3-8} & \Delta E_4 & \Delta E_5 & \Delta \phi_D^{5-6} & \Delta E_7 & \dots \\ \Delta E_8 & \Delta \phi_V^C & \Delta m^C & \Delta B_{eq}^C & \Delta E_9 & \Delta E_{10} & \Delta I_{MPPPT} & \dots \\ \Delta E_{MPPPT} & \Delta \phi_D^{fv} & \Delta E_{12} & \Delta I_{ds} & \Delta I_{qs} & \Delta U_{ds} & \Delta U_{qs} & \dots \\ \Delta \phi_V^w & \Delta m^w & \Delta B_{eq}^w & \Delta E_{13} \end{bmatrix}^T \quad (4.32)$$

El vector de corrección de las variables de estado se determina en (4.33), empleando el Jacobiano con las derivadas parciales de primer orden de (4.31) respecto a las 25 variables de estado en (4.32). En cada iteración ( $i$ ), las variables de estado se actualizan como se muestra en (4.34).

$$\Delta X^{(i)} = -J(X^{(i)})^{-1} \cdot F(X^{(i)}) \quad (4.33)$$

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} + \Delta X^{(i)} \quad (4.34)$$

Este proceso se repite, calculando las correcciones en las variables de estado y actualizando sus valores, hasta que el vector de desajustes de potencia cumple con la tolerancia  $\varepsilon$  especificada, es decir,  $F(X^{(i)}) \leq \varepsilon$ . Para una tolerancia  $\varepsilon \leq 1e-4$ , al programa desarrollado le toma 4 iteraciones para converger a la solución.

#### - ***Voltajes nodales, flujos de carga y potencias de generación***

Una vez que el programa converge, se procede a calcular los flujos de potencia, la potencia generada por cada sistema de generación y las pérdidas de potencia en la red. Los resultados del análisis de flujos de potencia obtenidos se muestran en las siguientes tablas.

La Tabla 4.9 reporta los voltajes nodales obtenidos con la herramienta de análisis desarrollada en Matlab, mismos que son validados con respecto al modelo de red implementado en Simscape Electrical<sup>TM</sup> usando modelos promediados para los convertidores VSC y DAB de los GD y transformadores de CD/CD. El error máximo obtenido en los voltajes nodales fue de 0.002 %, el cual ocurre para el nodo 13.

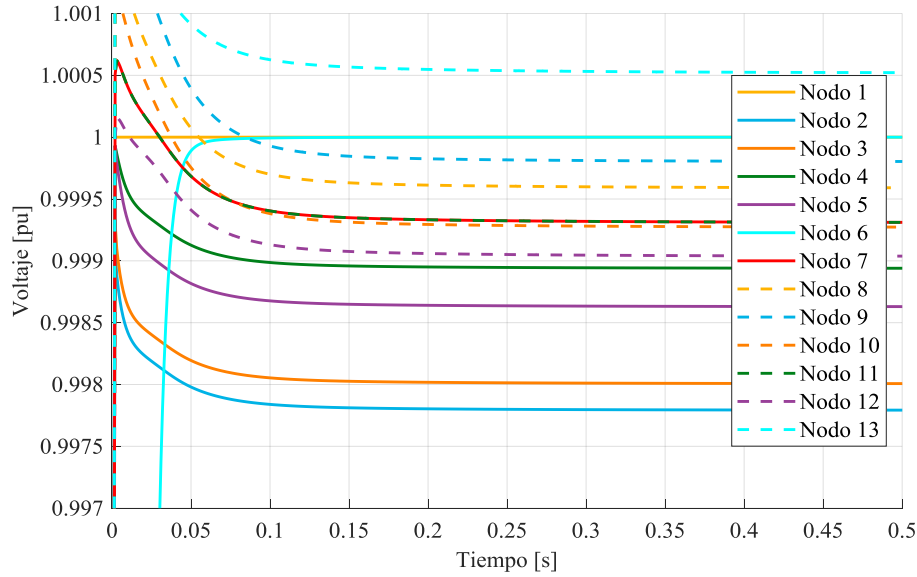
**Tabla 4.9.** Voltajes nodales.

Nodo	Voltaje [pu]	
	Modelo propuesto	Simscape Electrical™
1	1.0000	1.0000
2	0.9978	0.9978
3	0.9980	0.9980
4	0.9989	0.9989
5	0.9986	0.9986
6	1.0000	1.0000
7	0.9993	0.9993
8	0.9996	0.9996
9	0.9998	0.9998
10	0.9993	0.9993
11	0.9993	0.9993
12	0.9991	0.9990
13	1.0005	1.0005

La comparación de los resultados obtenidos del modelo de flujos de potencia desarrollado en Matlab se realiza con respecto a los resultados obtenidos del modelo implementado en Simscape Electrical™, cuando la simulación dinámica alcanza el estado estacionario a los 0.5 [s]. Estos últimos se muestran en la Figura 4.3. En ella se puede constatar cómo todos los nodos alcanzan los voltajes reportados en la Tabla 4.9, alrededor de 0.3 [s] después de iniciada la simulación. Note que, para esta simulación dinámica, los voltajes nodales comienzan en valores distintos a 1.0 [pu] ya que no se les asigna un valor inicial de voltaje a los nodos.

En el caso del nodo 6, este se encuentra aislado de la red a través del convertidor DAB 2 por lo que su voltaje inicial es de cero, el cual se incrementa gradualmente por acción del control del ángulo  $\phi_D$  del DAB, hasta alcanzar el valor especificado,  $E_6 = 1.0$  [pu]. Por otro lado, se observa que el voltaje en el nodo 1 es constante ya que se trata de un nodo Slack,  $E_1 = 1$  [pu]. La mayor magnitud de voltaje se observa en el nodo 13 como consecuencia de la cantidad de potencia que inyecta el sistema eólico y de la ausencia de carga en este nodo. Por último, observe que todos los voltajes nodales de la red de CD son cercanos al valor nominal de operación de la red, es decir, a 1 [pu].





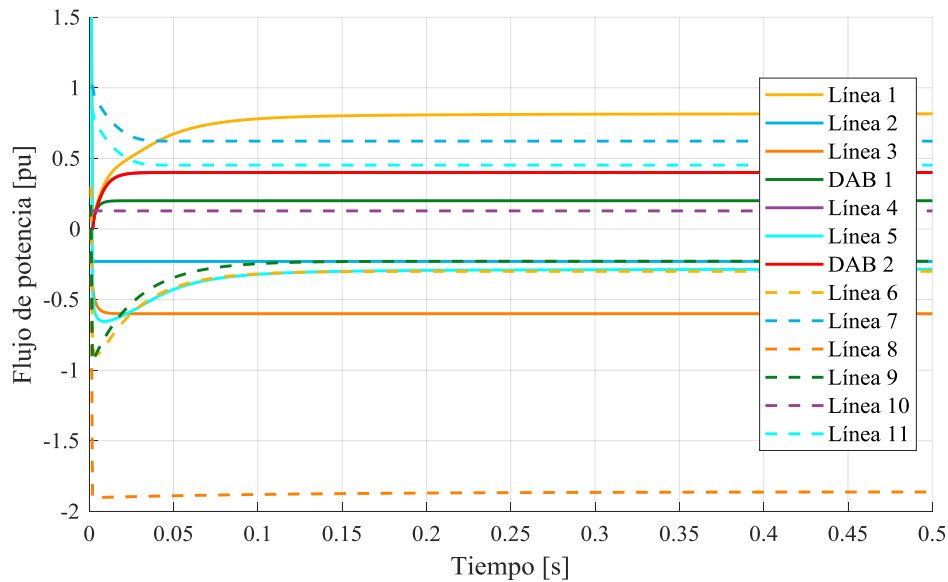
**Figura 4.3.** Voltajes nodales obtenidos con Simscape Electrical™.

La Tabla 4.10 muestra los flujos de potencia calculados con la formulación propuesta en este trabajo de tesis y los obtenidos con Simscape Electrical™ en  $t = 0.5$  [s]. Como era de esperarse, debido a la concurrencia de los voltajes nodales obtenidos mediante los dos métodos fundamentalmente diferentes, el error máximo obtenido fue de 0.82 % para la línea que conecta los nodos 1 - 4. Con base en estos resultados, es posible calcular las pérdidas totales de potencia del alimentador, las cuales rondan los 4.2 [kW].

**Tabla 4. 10.** Flujos de potencia en [pu] del alimentador.

Elemento	Nodo		Modelo Propuesto		Simscape Electrical™	
	Desde	Hasta	$P_{km}$	$P_{mk}$	$P_{km}$	$P_{mk}$
Línea 1	1	4	0.8105	-0.8097	0.8172	-0.8164
Línea 2	2	3	-0.2300	0.2300	-0.2300	0.2300
Línea 3	3	4	-0.6000	0.6006	-0.6000	0.6006
DAB 1	3	8	0.2000	-0.2000	0.2000	-0.2000
Línea 4	4	5	0.4001	-0.4000	0.4001	-0.4000
Línea 5	4	7	-0.2911	0.2912	-0.2844	0.2845
DAB 2	5	6	0.4000	-0.4000	0.4000	-0.4000
Línea 6	7	8	-0.3002	0.3003	-0.3002	0.3003
Línea 7	7	11	0.6161	-0.6160	0.6224	-0.6224
Línea 8	7	13	-1.8621	1.8643	-1.8620	1.8640
Línea 9	8	9	-0.2283	0.2284	-0.2283	0.2284
Línea 10	8	10	0.1280	-0.1280	0.1280	-0.1280
Línea 11	11	12	0.4461	-0.4460	0.4524	-0.4522
Pérdidas totales			4.246 kW		4.259 kW	

Los flujos de potencia  $P_{km}$  de las líneas de distribución obtenidos con Simscape Electrical™, a los 0.5 [s], se muestran en la Figura 4.4. En esta figura también se pueden observar los flujos de potencia de los convertidores DAB, en el sentido del nodo  $k$  al  $m$ , especificado en la Tabla 4.10. Para el caso del convertidor DAB 1, el flujo de potencia es de 0.2 [pu], el cual corresponde con el valor especificado por el control de potencia del convertidor. Los flujos de potencia más elevados pertenecen a la Línea 1 y a la Línea 8, que están asociadas con la rama principal de alimentador y la línea que conecta al sistema eólico, respectivamente.



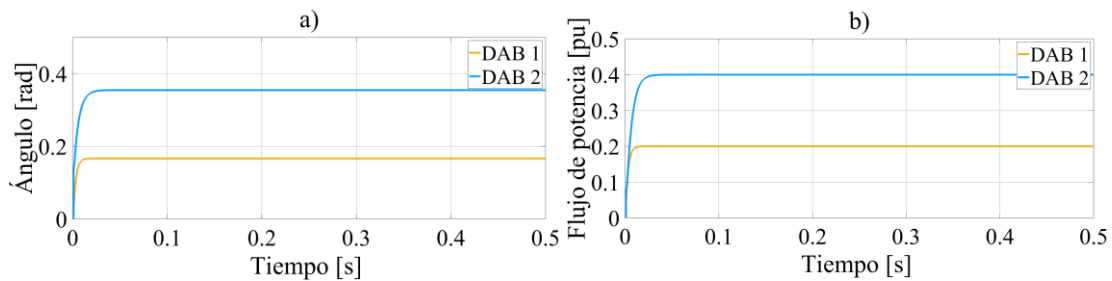
**Figura 4. 4** Flujos de potencia  $P_{km}$  obtenidos con Simscape Electrical™.

Los ángulos internos obtenidos de los convertidores DAB se reportan en la Tabla 4.11, los cuales coinciden con los calculados en la simulación dinámica. Es importante resaltar que ambos convertidores operan por debajo de límite máximo de transferencia de potencia, el cual ocurren en  $\pi/2$ , lo que les permite tener un margen de operación.

**Tabla 4.11.** Punto de equilibrio calculado para los convertidores DAB.

Elemento	Nodos		Modelo Propuesto		Simscape Electrical™	
	Desde	Hacia	$P_{km}$ [rad]	$\phi_D$ [pu]	$P_{km}$ [rad]	$\phi_D$ [pu]
DAB 1	3	8	0.2000	0.1662	0.2000	0.1662
DAB 2	5	6	0.4000	0.3546	0.4000	0.3546

El comportamiento dinámico del ángulo y flujo de potencia de los DAB, obtenidos con Simscape Electrical™, se muestran gráficamente en la Figura 4.5. Es importante resaltar la respuesta de primer orden, característica del modelo de los convertidores implementados, tanto para el ángulo interno como para el flujo de potencia. Ciertamente, la respuesta de ambos DAB es relativamente rápida, tardando aproximadamente 0.04 [s] en alcanzar su punto de equilibrio final. También, se observa de manera clara la relación entre el ángulo interno del convertidor  $\phi_D$  y el flujo de potencia. Para el convertidor DAB 1, que regula el flujo en  $P_{3-8} = 0.2$  [pu], el ángulo del convertidor se establece en  $\phi_D \approx 0.17$  [rad] aproximadamente, mientras que para el DAB 2 es necesario un ángulo de  $\phi_D \approx 0.35$  [rad] para que fluya el doble de potencia.



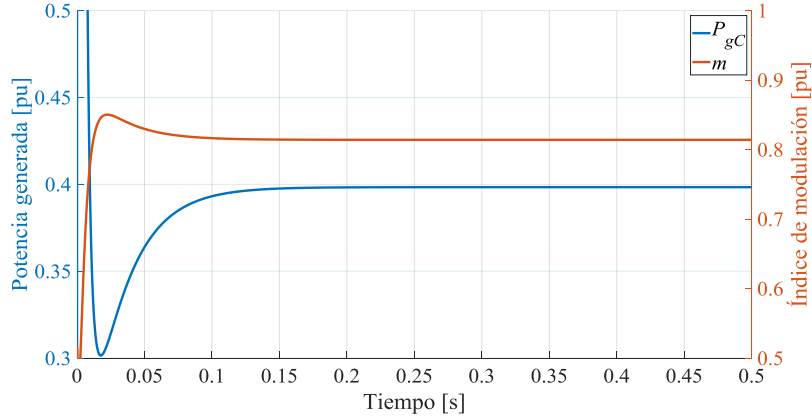
**Figura 4.5.** a) Ángulo  $\phi_D$  de los convertidores DAB, b) Potencia de los convertidores DAB.

Los resultados obtenidos del análisis de flujos de carga para la operación del sistema de cogeneración se muestran en la Tabla 4.12. El valor de referencia de potencia activa de la planta se asume de 0.4 [pu] mientras que el de la potencia reactiva es de 0 [pu].

**Tabla 4.12.** Punto de equilibrio obtenido para el sistema de cogeneración.

	Nodo	$P_{gC}$ [pu]	$Q_{gC}$ [pu]	$\phi_V$ [rad]	$m$	$B_{eq}$ [pu]
<b>Modelo Propuesto</b>	9	0.3984	0.0000	-0.0407	0.8140	0.0653
<b>Simscape Electrical</b>	9	0.3984	0.0000	-0.0411	0.8140	-

El comportamiento dinámico de la potencia generada por la unidad de cogeneración y el índice de modulación del VSC, obtenidos con Simscape Electrical™, se muestran en la Figura 4.6. Se puede observar que la potencia que inyecta el sistema a la red no alcanza el valor especificado de 0.4 [pu], debido a las pérdidas de potencia en el convertidor VSC que lo acopla a la red de CD. El tiempo de respuesta de este sistema es más lento que el del convertidor DAB, tardando aproximadamente 0.15 [s] en alcanzar su valor final.



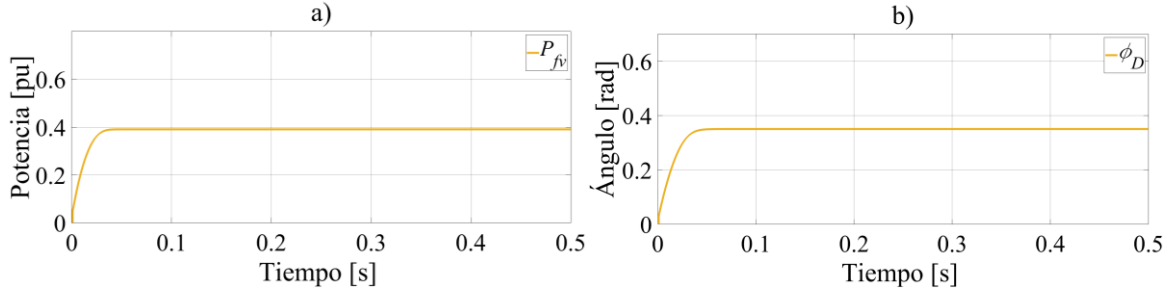
**Figura 4.6.** Potencia generada por la planta de cogeneración e índice de modulación del VSC.

La Tabla 4.13 muestra el estado estacionario del sistema FV para el análisis de flujos de carga realizado, con respecto a lo obtenido con el Simscape Electrical™. Cabe destacar que la ligera diferencia observada entre las potencias generadas por ambos modelos se debe a la simplificación del modelo propuesto del sistema FV, donde se desprecia la resistencia en paralelo de cada módulo fotovoltaico. La diferencia entre ambas potencias generadas es de apenas 6.2 [kW].

**Tabla 4.13.** Punto de equilibrio obtenido para el sistema fotovoltaico.

	Nodo	$P_{fv}$ [pu]	$E_{MPPT}$ [pu]	$I_{MPPT}$ [pu]	$\phi_D$ [rad]
<b>Modelo Propuesto</b>	12	0.3970	0.9836	0.4037	0.3581
<b>Simscape Electrical</b>	12	0.3908	0.9868	0.4028	0.3573

Por otro lado, el comportamiento dinámico de la potencia inyectada por el sistema FV y el ángulo de su convertidor DAB asociado, necesario para garantizar la operación MPPT, se muestran en la Figura 4.7. Como era de esperarse, su comportamiento dinámico corresponde a una respuesta de primer orden, similar a la que se obtuvo con el convertidor DAB 2 en la Figura 4.5, ya que ambos convertidores se diseñaron con las mismas características para efectuar un control de voltaje. En conclusión, el error en estado estacionario entre ambas soluciones es inferior al 0.5 % para el ángulo  $\phi_D$ , siendo este un valor razonable. El tiempo de respuesta del sistema FV es de 0.04 [s] aproximadamente.



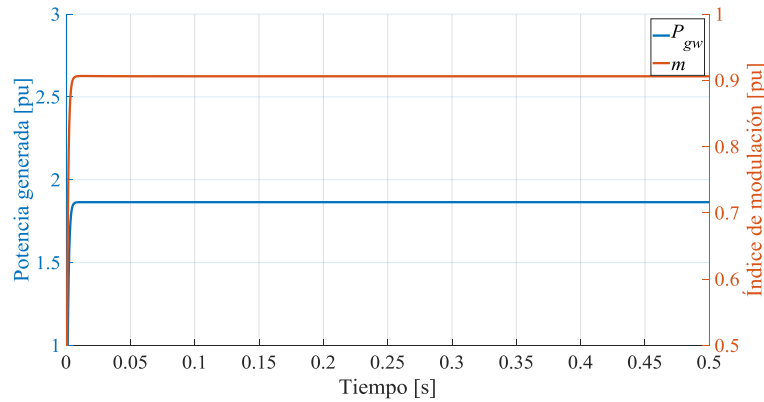
**Figura 4.7.** a) Potencia generada por el sistema FV,  
 b) Ángulo del convertidor DAB del sistema fotovoltaico.

Para el caso del punto de equilibrio de flujos de potencia del sistema de generación eólico, la Tabla 4.14 muestra las variables calculadas y la potencia generada. El estado del generador PMSG se obtuvo considerando condiciones nominales de operación, es decir, para un par de referencia de  $T_{ref} = 0.7266$  [pu] y una velocidad angular de referencia del rotor de  $\omega_{ref} = 1.266$  [pu]; estos puntos operativos fueron determinadas a partir de la curva MPT de la turbina de viento, para una velocidad de 12 [m/s], ver Figura 2.15. Al margen de este aspecto de operación, observe que los puntos de equilibrio obtenidos con la herramienta de flujos de carga desarrollada coinciden adecuadamente con los calculados en Simscape Electrical™.

El comportamiento dinámico de la potencia generada por el sistema eólico y el índice de modulación del VSC, obtenidos en Simscape Electrical™, se muestran en la Figura 4.8. De manera similar al sistema de cogeneración, la potencia inyectada presenta un pico al inicio de la simulación y se estabiliza después de 0.01 [s] en el valor de potencia establecido por la tabla de búsqueda y la curva MPT, tomando en consideración las pérdidas de potencia del convertidor VSC.

**Tabla 4.14.** Punto de equilibrio obtenido para el sistema eólico.

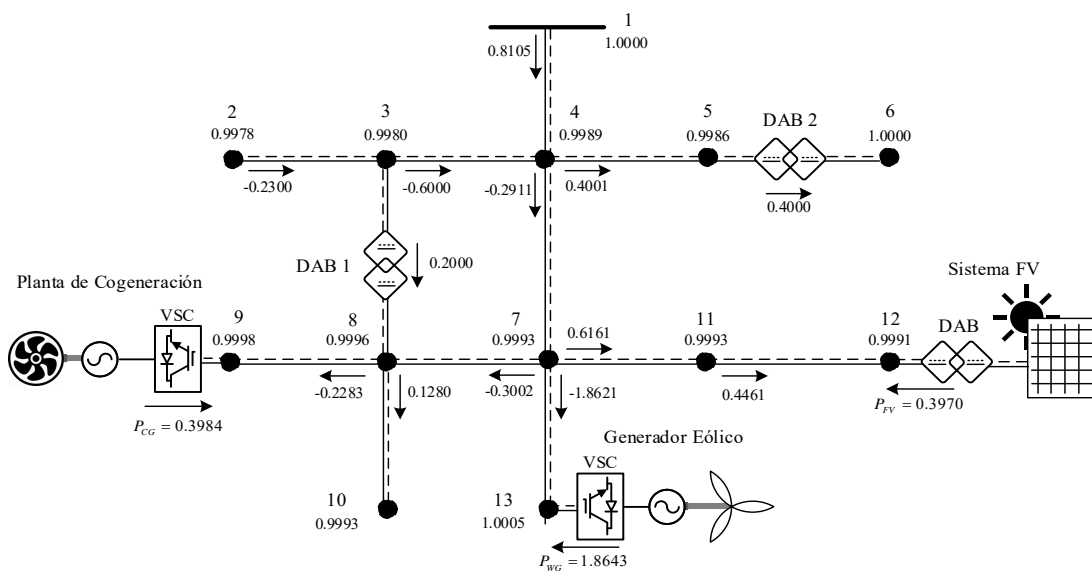
	Nodo	$P_{gw}$ [pu]	$Q_{gw}$ [pu]	$V_{ds}$ [pu]	$V_{qs}$ [pu]	$I_{ds}$ [pu]	$I_{qs}$ [pu]	$\phi_v$ [rad]	$m$	$B_{eq}$ [pu]
<b>Modelo Propuesto</b>	13	1.8643	0.0	0.5198	0.2021	1.4944	0.5810	0.2985	0.9060	0.4380
<b>Simscape Electrical</b>	13	1.864	0.0	0.5198	0.2021	1.4944	0.5810	0.325	0.9046	-



**Figura 4.8.** Potencia generada por el sistema eólico e índice de modulación del VSC.

- *Resumen final del estudio de flujos de carga de la red de 13 nodos de CD*

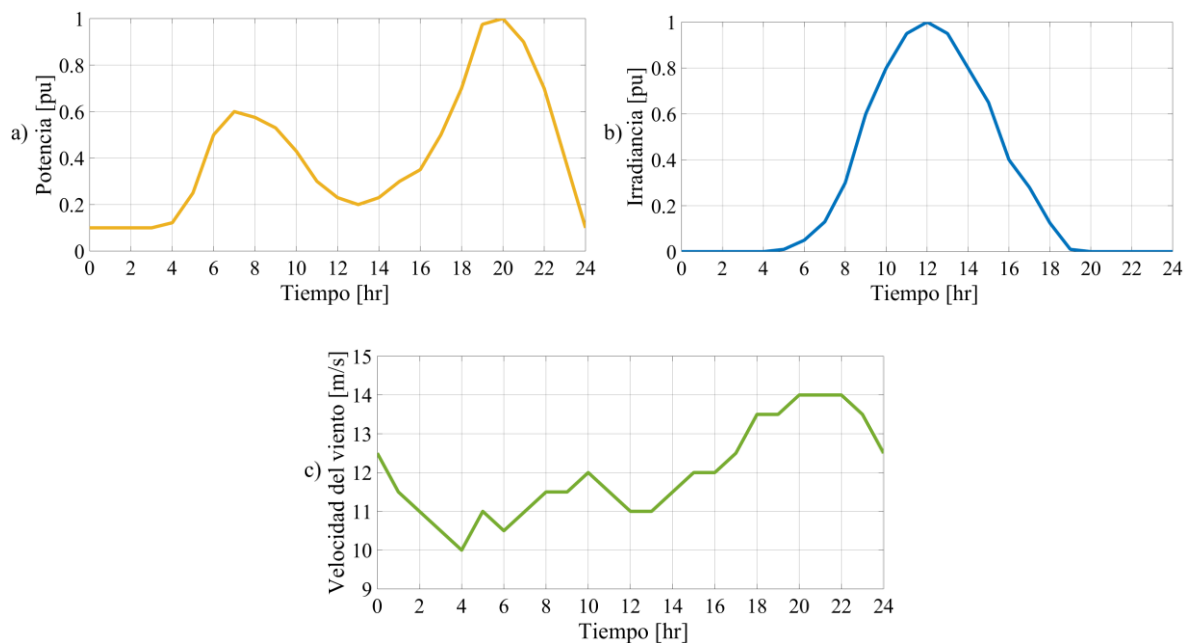
Los voltajes nodales y flujos de potencia de la red de 13 nodos de CD con GD y transformadores de CD/CD, se muestran esquemáticamente en la Figura 4.9. Las flechas indican el sentido del flujo de la potencia del nodo  $k$  al nodo  $m$ . Se puede notar que prácticamente en todos los nodos el nivel de voltaje ronda los 0.999 [pu], con la excepción del nodo 13 en donde se tiene el mayor voltaje debido a la potencia inyectada por el sistema eólico. Por esta misma razón, la línea de distribución con mayor flujo de potencia es la línea que conecta los nodos 7 y al 13. Además, se puede observar que el control en el DAB 1 permite el flujo de potencia de  $P_{3-8} = 0.2$  [pu] y el control en el DAB 2 mantiene el voltaje  $E_6 = 1.0$  [pu], de acuerdo con lo establecido por sus estrategias de control.



**Figura 4.9.** Voltajes nodales y flujos de potencia obtenidos con el método propuesto.

### 4.3. Análisis del sistema de 13 nodos con variación de la demanda, radiación solar y velocidad del viento.

En este caso de estudio se realiza una simulación pseudo dinámica del alimentador de 13 nodos para evaluar el desempeño de la herramienta de análisis de flujos de potencia desarrollada en Matlab en función de variaciones en: la demanda nodal de la red, la radiación solar para el sistema FV y la velocidad de viento para el generador eólico. Este caso consiste en la realización de 24 estudios de flujos de potencia que corresponden con las condiciones de operación dadas por las curvas, mostradas en la Figura 4.10, que representan variaciones horarias para un día de operación; note que los valores de potencia de la curva a), están normalizados en [pu] considerando como base la potencia nodal de la Tabla 4.2. Similarmente, esto aplica para el sistema FV y el generador eólico.

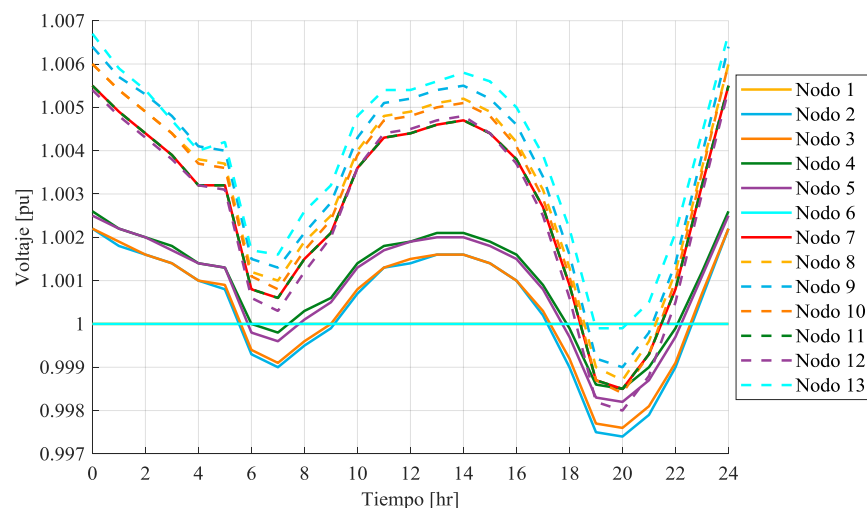


**Figura 4.10.** a) Curva de demanda horaria, b) Curva de radiación,  
 c) Curva de velocidad del viento

Los efectos de la variación horaria de la demanda del sistema, la radiación solar y la velocidad de viento, sobre los voltajes nodales del alimentador de 13 nodos, obtenidos con el método propuesto en este trabajo de tesis, se muestran en la Figura 4.11. De acuerdo con estos perfiles de voltaje, se observa que estos oscilan entre los 0.9974 [pu] y los 1.0067 [pu]. De manera general, los voltajes se elevan cuando la demanda en el sistema es baja y la

generación es alta. La demanda de potencia más baja ocurre en el periodo 0 a 5 [hr] y de 10 a 16 [hr] como se muestra en la curva a), lo cual coincide claramente con los valores más altos de voltaje en la Figura 4.11. La generación del sistema FV y del sistema eólico también repercute directamente en la magnitud de los voltajes. Particularmente entre el periodo de 9 a 13 [hr] que es cuando se tiene una radiación solar más elevada y por tanto el sistema FV inyecta una mayor potencia a la red. De manera similar, de las 17 a las 23 [hr], la curva de viento presenta las velocidades más elevadas, y en consecuencia el sistema eólico inyecta más potencia a la red, ayudando a mejorar los perfiles de voltaje de los nodos cercanos. Observe que las 19 [hr] y 20 [hr] son los escenarios donde se producen los voltajes más bajos del día, lo cual coincide con la demanda máxima de la red de distribución y con el hecho de que se tiene una baja disponibilidad del potencial solar.

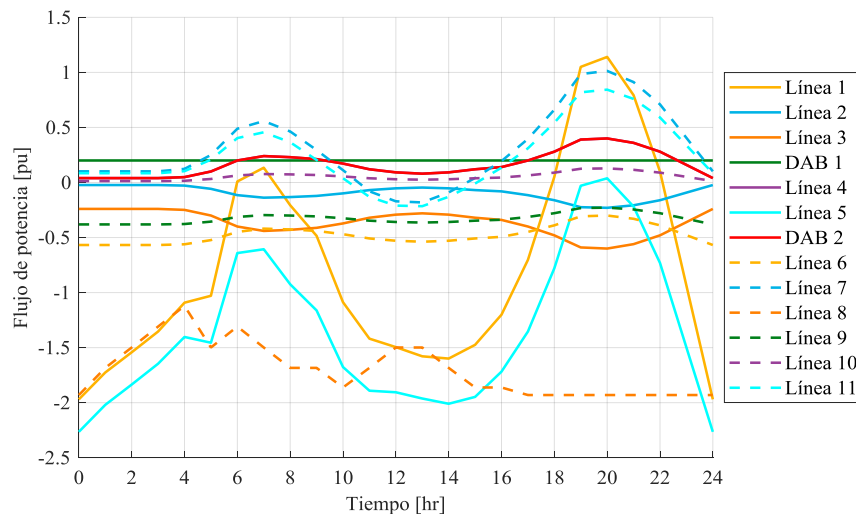
Tomando como referencia 1 [pu] de voltaje, se pueden destacar dos periodos en la Figura 4.11 en los cuales la mayoría de los voltajes presentan magnitudes por debajo de ese valor. Esto se debe al incremento de la demanda en los periodos de 6 a 9 [hr] y de 17 a 22 [hr], como se puede observar en la curva a) de la Figura 4.10. También es importante destacar que mientras un nodo esté más alejado eléctricamente de las fuentes de generación, su perfil de voltaje se verá más afectado, tal como ocurre con los Nodos 2, 3 y 5. En contraste, es de destacar que el perfil de voltaje en los nodos 1 y 6 se mantiene constante, debido a que se trata de un nodo Slack y un nodo de voltaje controlado por el convertidor DAB 2, respectivamente.



**Figura 4.11.** Voltajes nodales del sistema.



En la Figura 4.12 se muestra el comportamiento de los flujos de potencia para las condiciones de operación establecidas por las variaciones consideradas para la demanda, radiación solar y velocidad de viento mostradas en la Figura 4.10. En esta figura se muestran los flujos de potencia del nodo  $k$  al nodo  $m$ , es decir, en el sentido que se muestra en la Figura 4.9. Note que los flujos de potencia oscilan en un rango de  $-2.65$  [pu] a  $1.14$  [pu]. Las mayores variaciones de flujo de potencia se observan en la Línea 1 (asociada con el nodo Slack) y la Línea 5, debido a que corresponden a las ramas principales del alimentador, transportando una mayor potencia. Debido a esto y al hecho de que se encuentran alejadas de las fuentes de GD y son cercanas al Nodo 7 con mayor carga en el sistema, se ve reflejada claramente la forma de la curva de demanda en el flujo de potencia a través de estas líneas.



**Figura 4.12.** Flujos de potencia  $P_{km}$  en el sistema de 13 nodos.

Como se esperaba, el flujo de potencia en el convertidor DAB 1 se mantiene constante en un valor de 0.2 pu debido su control de potencia asociado. En contraste, el flujo de potencia a través del DAB 2 se ve modificado en función de la variación de la potencia demanda en el Nodo 6, dado que este convertidor tiene como estrategia de control la regulación de voltaje. Otro aspecto importante que vale la pena destacar es la inyección de potencia de las fuentes de GD, en particular las del sistema FV y del sistema eólico. En la Línea 11 (que conecta los Nodos 11 - 12), que es la rama que interconecta al sistema FV con el resto de la red, se observa cómo el flujo de potencia varía en función de la disponibilidad de radiación solar y la variación de la demanda en el Nodo 12. Algo similar ocurren en la Línea 8 cuya rama de distribución interconecta al sistema eólico con la red.

#### 4.4. Sistema de distribución de 118 nodos.

Con el objetivo de mostrar la practicidad de la formulación de flujos de carga desarrollada en esta tesis, se emplea el sistema de distribución de 118 nodos de la Figura 4.13. Esta es una red que opera con un nivel de tensión de 11 [kV] y posee una carga total aproximada de 23 [MW]. Los datos de carga nodal de esta red y las características de las líneas de distribución que conforman la topología original del sistema se toman directamente de [70], asumiendo que la red opera en CD. Estos datos también se replican en la Tabla H.1 del Anexo H. Como se observa en esta figura, el sistema de distribución también se ha modificado para incorporar tres unidades de cogeneración (CG 1 – CG 3), cinco plantas eólicas (WG 1 – WG 5), siete sistemas fotovoltaicos (FV 1 – FV 7), y cinco transformadores de CD/CD conectados en serie (DAB 1 – DAB 5). Los parámetros nominales de cada sistema de generación distribuida y de los convertidores DAB son los mismos que se describen en el caso de estudio anterior, de la Tabla 4.3 a la Tabla 4.8. En estas condiciones, la capacidad total de las fuentes de generación renovable corresponde a aproximadamente el 58% de la demanda de la red.

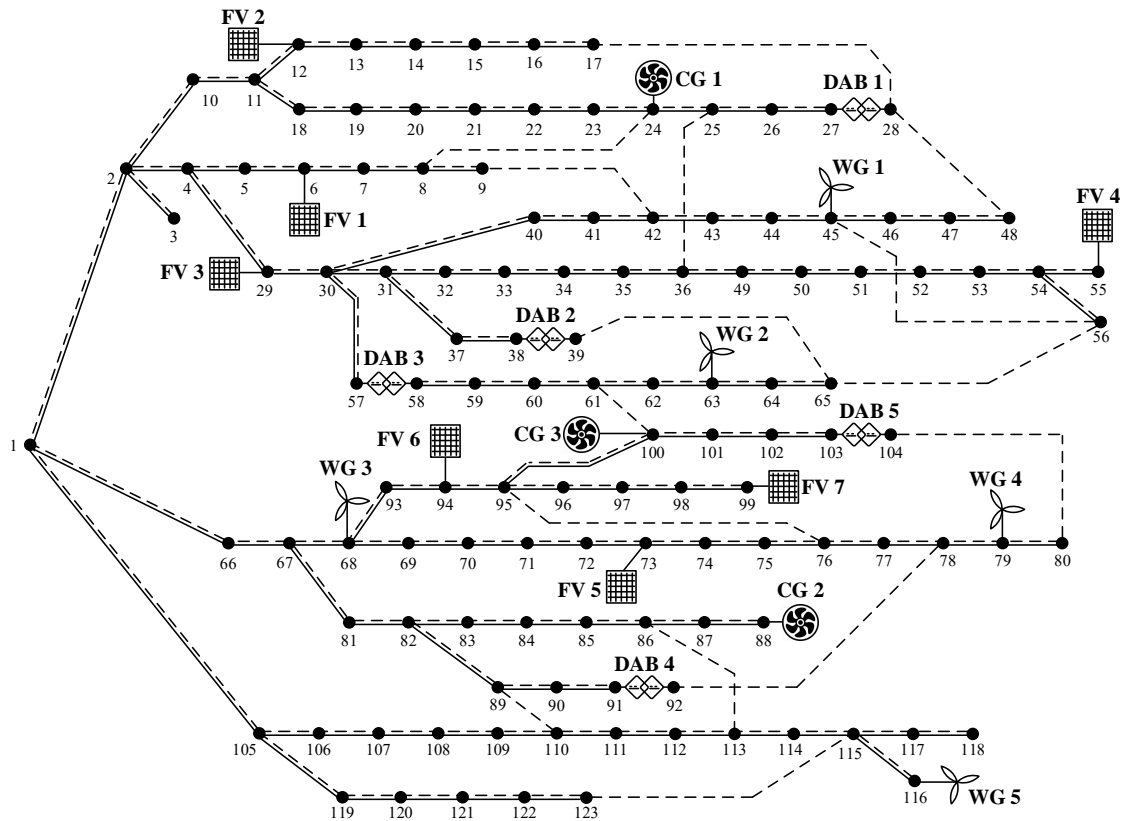


Figura 4.13. Sistema de distribución en CD de 118 nodos con 15 generadores distribuidos.

En este sistema se considera que el nodo 1 es el nodo Slack y controla el voltaje a 1 [pu]. Los convertidores DAB 1 y DAB 3 proveen control de voltaje a un valor especificado de 1 [pu] en los Nodos 28 y 58 mientras que los convertidores DAB 2, DAB 4 y DAB 5 poseen controles de potencia con valores especificados en  $P_{38-39} = -1$  [pu],  $P_{91-92} = -0.8$  [pu] y  $P_{103-104} = -0.2$  [pu], respectivamente.

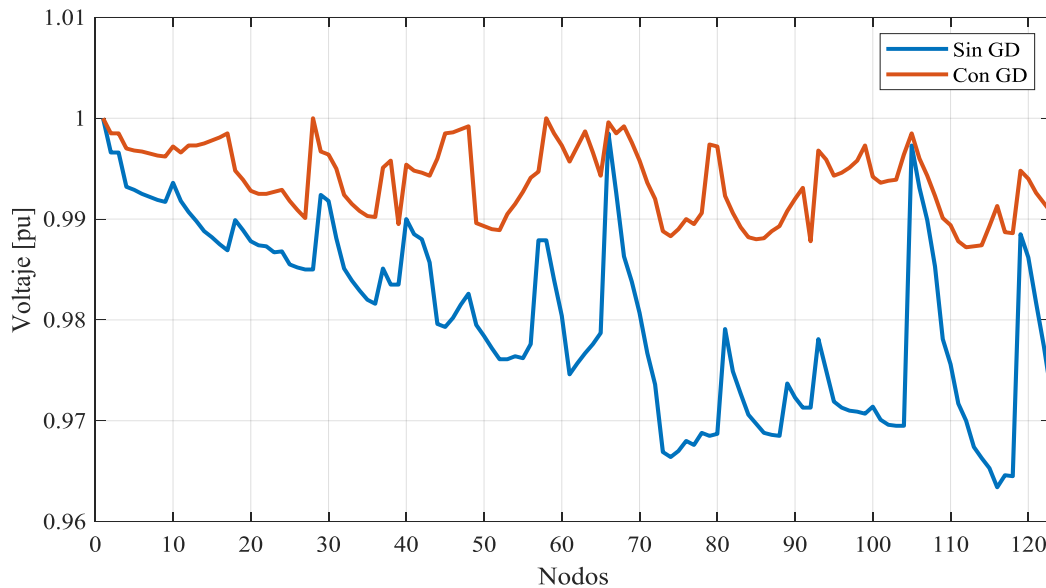
La Tabla H.2 del Anexo H contiene los voltajes nodales obtenidos con la herramienta desarrollada en Matlab, considerando una tolerancia de  $\epsilon \leq 1 \times 10^{-4}$ , solución que se obtiene en cuatro iteraciones. Con los resultados obtenidos del análisis de flujo de carga se realiza una comparación de perfiles de voltaje considerando los escenarios siguientes:

- **Sin GD:** caso base, red de distribución original operando sin generación distribuida y sin convertidores DAB.
- **Con GD:** red de distribución que incorpora todos los GD y convertidores DAB mostrados en la Figura 4.13.

La Figura 4.14 muestra los perfiles de voltaje para los dos escenarios anteriormente descritos, observándose que los perfiles son muy diferentes entre sí, particularmente a partir del Nodo 60 en adelante. Para el caso donde se considera la GD, el perfil de voltaje del sistema de 118 nodos se mantiene alrededor de los 0.99 [pu], es decir, con una caída de tensión aproximada del 1 %, respecto del nodo Slack. En contraste, para el caso sin GD, la desviación máxima excede 3.6 %. Los voltajes mínimos ocurren en el Nodo 112 y en el Nodo 116 para el sistema con GD y sin GD, respectivamente. Esto se debe a que estos nodos poseen cargas elevadas de 494 [kW] y 918 [kW], respectivamente, y se encuentran alejados de las fuentes de generación. Para el caso del sistema con GD, el voltaje en los Nodos 28 y 58 es de 1 [pu] debido a la acción del control de voltaje por parte de los convertidores DAB.

Es importante destacar el efecto de la integración de la GD sobre el perfil de voltaje en las redes de distribución que se observa claramente en la Figura 4.14. Como se discutió anteriormente, al implementar GD, las caídas de tensión en el sistema se redujeron hasta 1% aproximadamente. Particularmente, las mayores variaciones de voltaje entre los resultados del sistema sin GD y el sistema con GD se encuentran en los nodos en donde se interconectan los sistemas eólicos, es decir, los Nodos 45, 63, 68, 79 y 116 presentan

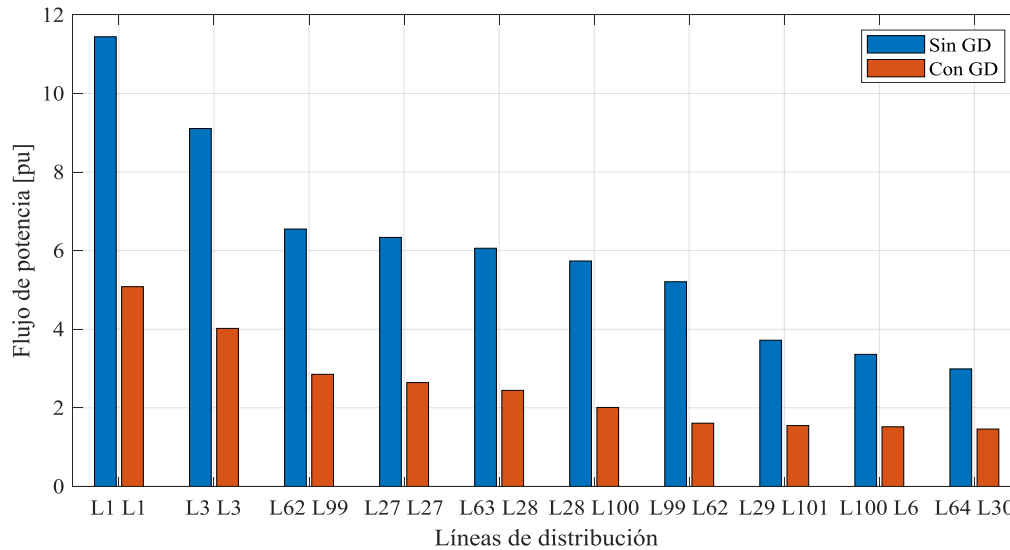
variaciones de voltaje aproximadas de 0.0192 [pu], 0.0221 [pu], 0.0129 [pu], 0.0290 [pu] y 0.0279 [pu], respectivamente. Efectivamente, el mejoramiento del perfil de voltaje en estos nodos, y sus nodos vecinos, se debe a la potencia inyectada por los sistemas eólicos, los cuales incrementan el nivel de voltaje en los nodos de conexión respectivos.



**Figura 4.14.** Perfil de voltaje del sistema de 118 nodos.

En la Tabla H.3 del Anexo H se muestran los flujos de potencia, calculados por la herramienta propuesta, en todas las ramas de distribución que conforman al sistema de 118 nodos. Los flujos de potencia en las líneas de distribución y en los convertidores DAB se muestran en el sentido de flujo del nodo  $k$  al nodo  $m$ , y viceversa. Las diez líneas con las mayores magnitudes de flujo de carga en el sistema de distribución, con y sin GD, se reportan en la Figura 4.15. De manera general, las líneas de distribución con mayor flujo de potencia corresponden a las ramas principales del sistema de distribución de 118 nodos. Sin embargo, estas no son exactamente las mismas sin y con GD, ya que la integración de fuentes de generación distribuida influye en la distribución de potencia en la red, como era de esperarse. En ambos escenarios la Línea 1 y 3 aparecen como la primera y segunda rama con mayor flujo de carga, respectivamente. Observe que los flujos de carga en el sistema de distribución, con GD distribuida y convertidores DAB, son mucho menores que los del sistema sin GD y sin convertidores DAB. Esto se debe a la redistribución de la potencia inyectada en la red ya que, con la integración de GD, el nodo Slack deja de ser el único

elemento que inyecta potencia, permitiendo reducir el flujo de potencia a través de las líneas de distribución. En este sentido, el mejoramiento en la redistribución de potencia es un factor benéfico que se adquiere con el uso de GD.



**Figura 4.15.** Diez líneas de distribución con mayor flujo de potencia [pu];  $P_{base} = 1$  MW.

Las pérdidas de potencia y las mayores desviaciones de voltaje en el sistema de distribución de 118 nodos, para ambos escenarios operativos, se muestran en la Tabla 4.15. Por razones similares a las previamente discutidas en función del beneficio en el uso de la GD para descargar las ramas principales de distribución, era de esperar el mejoramiento en el perfil de voltaje. Como resultado directo de este efecto, también se esperaba que las pérdidas por efecto Joule en la red de distribución fuesen menores, las cuales se reducen de 493.4 [kW] a 132.46 [kW] para este caso de estudio.

**Tabla 4.15.** Desviaciones de voltaje y pérdidas de potencia en el sistema de 118 nodos.

Sin GD y DAB		Con GD y DAB	
Nodo	Desviación de voltaje [pu]	Nodo	Desviación de voltaje [pu]
116	0.0366	112	0.0128
118	0.0355	113	0.0127
117	0.0354	114	0.0126
115	0.0347	92	0.0122
114	0.0337	111	0.0122
Pérdida total de potencia: 0.4934 [pu]		Pérdida total de potencia: 0.1325 [pu]	

De acuerdo con la información de la Tabla 4.15, es evidente que la integración de fuentes de GD contribuye directamente en la reducción de las desviaciones de voltaje y la reducción de las pérdidas de potencia por conducción, ya que de esta forma la energía no debe recorrer grandes distancias desde un punto específico de generación (nodo Slack) hasta todas las cargas del sistema. Por esta misma razón, las mayores desviaciones de voltaje, para ambos casos del sistema de 118 nodos, se presentan en los nodos que se encuentra alejados de las fuentes de generación. Con la integración de las fuentes de GD al sistema de 118 nodos se suministran 13.2957 [pu] de potencia, lo cual corresponde con más de la mitad de la carga total sistema y, a su vez, permite reducir aproximadamente 73% las pérdidas totales de potencia.

En función de los dos casos de estudio presentados en este capítulo, se puede concluir que la herramienta que se ha presentado en este trabajo de tesis es efectiva para el estudio de redes generales de CD que contienen transformadores de CD/CD conectados en serie y basados en convertidores DAB. Lo mismo es cierto para los modelos de GD desarrollados en el Capítulo 2, y que en conjunto con el modelado de la red y convertidores DAB, representan una herramienta útil para ingenieros en sistemas de potencia afines al estudio, diseño, planeación y operación de redes generales de CD futuras. Los alcances y funcionalidad de la formulación propuesta se han validado con dos redes prácticas, una de 13 nodos y otra de 118 nodos, permitiendo obtener conclusiones muy relevantes sobre la operación en estado estacionario de redes de CD con topología arbitraria y varios GD.

# Capítulo 5

## 5. Conclusiones y trabajos futuros

### - Conclusiones

Las redes de CD han incrementado su participación en los sistemas eléctricos de potencia en los últimos años, en gran medida debido a los avances en el área de electrónica de potencia. Esto está facilitando la integración de recursos energéticos renovables, dispositivos de control e interfaces con redes de CA de manera eficiente al utilizar menos etapas de conversión. Las fuentes de energía renovables se encuentran, usualmente, dispersas y alejadas de los centros de mayor demanda por lo que la GD está cobrando gran relevancia tanto en las redes eléctricas convencionales de CA como en las de CD. Una de las ventajas principales de estas tecnologías es poder satisfacer la creciente demanda energética de manera amigable con el medio ambiente, sin utilizar combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de carbono que generan efectos adversos. A pesar de las ventajas y la versatilidad de los recursos energéticos distribuidos, su implementación e integración a las redes eléctricas aún presenta retos debido a su naturaleza intermitente y estocástica. Por este motivo, es importante desarrollar herramientas que permitan realizar análisis de forma integral de los sistemas eléctricos de CD con GD, fundamentales para su adecuado diseño, planeación y operación.

El trabajo que se presenta en esta tesis se realizó con el objetivo principal de desarrollar un modelo para estudios de flujo de carga con énfasis en redes generales de distribución de CD que integren de manera distribuida, distintos tipos de fuentes de generación renovable, a través de convertidores de electrónica de potencia. Con los modelos de flujos de carga de estos componentes, presentados en el **Capítulo 2**, es posible representar redes arbitrarias de CD con sistemas FV, sistemas eólicos, plantas de cogeneración y transformadores de CD/CD con control de voltaje y potencia. De manera

natural, los modelos de los GD se combinan con equipos de acondicionamiento de potencia basados en convertidores de CA/CD y CD/CD, es decir, estaciones VSC y convertidores DAB, respectivamente.

Los modelos matemáticos desarrollados para cada uno de estos componentes, se formulan para ser resueltos mediante el algoritmo de Newton-Raphson, algo que se aborda en el **Capítulo 3**. Con esta plataforma de simulación, la cual implica una solución simultánea de todas las variables de estados de la red de CD, los sistemas de GD, y transformadores de CD/CD, es factible llevar a cabo, de manera eficiente y efectiva, estudios de flujo de carga. Cabe resaltar que, para el estudio de sistemas de gran escala, las herramientas computacionales juegan un papel clave ya que invariablemente estos sistemas poseen niveles de complejidad elevados. Por esta razón, el desarrollo de una herramienta de análisis en Matlab fue fundamental para resolver los modelos de redes de CD propuestos en los casos de estudio.

En el **Capítulo 4** de la tesis se abordaron dos casos de estudio con la herramienta desarrollada en Matlab. En el primero, se llevó a cabo la validación de la formulación propuesta en la tesis, usando una red equivalente en CD del alimentador de pruebas de 13 nodos de IEEE, con respecto a los resultados obtenidos de la implementación de esta red en la plataforma de simulaciones Simscape Electrical™ de Simulink. Se mostró que los puntos de equilibrio, calculados con ambas herramientas de simulación fundamentalmente diferentes, fueron muy similares entre sí, con un error relativo máximo del 0.01% para los voltajes nodales. Para los flujos de potencia en las ramas de distribución, se observó que el mayor error entre ambas soluciones apenas fue del 0.82 %, demostrando con ello la viabilidad de la herramienta desarrollada respecto de los modelos matemáticos derivados en el **Capítulo 2** y la metodología de análisis de flujo de carga abordada en el **Capítulo 3**. De manera particular, con este primer caso de estudio también se demostró la capacidad de los convertidores de electrónica de potencia DAB y VSC para integrar generación renovable de forma distribuida en redes de CD. Además, queda demostrada la capacidad que los DAB conectados en serie tienen para regular el voltaje en un nodo o fijar el flujo de potencia en un enlace de distribución, lo cual permite flexibilizar el desempeño de las redes.



En cuanto al segundo caso de estudio, este sirvió para demostrar la capacidad y la efectividad de la herramienta desarrollada en Matlab para realizar estudios de flujo de carga en redes de CD de mayores dimensiones, en este caso, con una red de 118 nodos, 15 sistemas de GD y 5 convertidores DAB conectados en serie para controlar voltaje y/o flujo de potencia. Adicionalmente, en este caso de estudio se destacan las ventajas que trae consigo la inclusión de GD y transformadores DAB en la red, por ejemplo, el mejoramiento del perfil de voltaje de la red y la reducción de los flujos de potencia en varias ramas de distribución. Por estas razones, se observó que, para este sistema de CD, la integración de las fuentes de GD y el control de potencia y voltaje de los convertidores DAB, se logró reducir las pérdidas de potencia en el sistema hasta en un 75%.

El modelo generalizado de redes de CD desarrollado en esta tesis, que incluye fuentes de GD y transformadores de CD/CD, junto con la metodología implementada para el análisis de flujo de carga, son de gran importancia para realizar estudios en estado estacionario necesarios para el desarrollo de redes eléctricas prácticas, así como para su planeación y operación efectiva.

### - **Trabajos futuros**

Una de las características más importantes de la formulación desarrollada en este trabajo de tesis es la representación de redes generales de distribución en CD para el estudio de flujo de carga en estado estacionario. Ciertamente es que los sistemas eléctricos actuales abarcan una gran cantidad de componentes y tecnologías. Por lo tanto, con el fin de obtener un modelo de red más completo, es posible extender los alcances de esta tesis al considerar los siguientes trabajos futuros:

- Con el fin de generalizar aún más el modelo de redes de CD propuesto, se pueden integrar modelos de otras fuentes de generación distribuida, como plantas de ciclo combinado o inclusive vehículos eléctricos, así como también incluir el modelo de sistemas de almacenamiento de baterías (BESS) ya que son dispositivos de gran relevancia dentro de las redes de CD.

- Incluir otro tipo de modelos de transformadores de CD/CD, con el objetivo de evaluar diferentes tecnologías que permitan flexibilizar la operación de las redes de distribución.
- Agregar una etapa de conversión CD/CD adicional a los sistemas de generación en CA, en serie con el VSC, de modo que se pueda acondicionar la energía de CD para poder proporcionar control de voltaje en el punto de acoplamiento a la red de CD.
- De manera natural, y de conformidad con el primer punto vertido, validar la herramienta propuesta en un contexto de micro redes de CD que incluyan GD, transformadores DAB, y BESS.

# Anexos

## Anexo A

Derivadas parciales del Jacobiano de una línea de distribución en CD.

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} = -\frac{P_k^{cal}}{E_k} - G_{kk} E_k \quad (A.1)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_m} = -E_k G_{km} \quad (A.2)$$

## Anexo B

Derivadas parciales del Jacobiano de un DAB con control de potencia.

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} = -\frac{P_k^{cal}}{E_k} - G_{kk} E_k - \frac{E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.1)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_m} = -E_k G_{km} + \frac{E_k}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.2)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_D} = -\frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (B.3)$$

$$\frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_k} = -E_m G_{mk} + \frac{E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_f} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.4)$$

$$\frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_m} = -\frac{P_m^{cal}}{E_m} - G_{mm} E_m - \frac{E_k}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.5)$$

$$\frac{\partial \Delta P_m}{\partial \phi_D} = \frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (B.6)$$

$$\frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial E_k} = -\frac{E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_f} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.7)$$

$$\frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial E_m} = -\frac{E_k}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (B.8)$$

$$\frac{\partial \Delta P_p^{DAB}}{\partial \phi_D} = -\frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (B.9)$$

## Anexo C

Derivadas parciales del Jacobiano un DAB con control de voltaje.

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_k} = -\frac{P_k^{cal}}{E_k} - G_{kk} E_k - \frac{E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi \phi_D - \phi_D^2) \quad (C.1)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_D} = -\frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (C.2)$$

$$\frac{\partial \Delta P_m}{\partial E_k} = -E_m G_{mk} + \frac{E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_f} (\pi \phi_D - \phi_D^2) \quad (C.3)$$

$$\frac{\partial \Delta P_m}{\partial \phi_D} = \frac{E_k \cdot E_m}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (C.4)$$

## Anexo D

Derivadas parciales del Jacobiano de un convertidor VSC.

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \phi_V} = kmV_k E_{cd} [G \sin(\theta_k - \phi_V) - B \cos(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.1)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial m} = kV_k E_{cd} [G \cos(\theta_k - \phi_V) + B \sin(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.2)$$

$$\frac{\partial \Delta P_k}{\partial E_{cd}} = kmV_k [G \cos(\theta_k - \phi_V) + B \sin(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.3)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \phi_V} = kmV_k E_{cd} [-G \cos(\theta_k - \phi_V) - B \sin(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.4)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial m} = kV_k E_{cd} [G \sin(\theta_k - \phi_V) - B \cos(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.5)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_k}{\partial E_{cd}} = kmV_k [G \sin(\theta_k - \phi_V) - B \cos(\theta_k - \phi_V)] \quad (D.6)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} = kmV_k E_{cd} [G \cos(\phi_V - \theta_k) + B \sin(\phi_V - \theta_k)] \quad (D.7)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} = 2m(kE_{cd})^2 B + kV_k E_{cd} [G \sin(\phi_V - \theta_k) - B \cos(\phi_V - \theta_k)] + 2m(kE_{cd})^2 B_{eq} \quad (D.8)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} = (kmE_{cd})^2 \quad (D.9)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} = 2E_{cd} (km)^2 B + kmV_k [G \sin(\phi_V - \theta_k) - B \cos(\phi_V - \theta_k)] + 2E_{cd} (km)^2 B_{eq} \quad (D.10)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_V} = kmV_k E_{cd} [-G \sin(\phi_V - \theta_k) + B \cos(\phi_V - \theta_k)] \quad (D.11)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} = -2m(kE_{cd})^2 G + kV_k E_{cd} [G \cos(\phi_V - \theta_k) + B \sin(\phi_V - \theta_k)] \quad (D.12)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} &= -\frac{P_{cd}^{cal}}{E_{cd}} - G_{cdcd} E_{cd} - 2E_{cd} (km)^2 G \\ &+ kmV_k [G \cos(\phi_V - \theta_k) + B \sin(\phi_V - \theta_k)] - 2E_{cd} G_s \end{aligned} \quad (D.13)$$

## Anexo E

Derivadas parciales del Jacobiano de una planta de cogeneración.

$$\frac{\partial \Delta P_C}{\partial \phi_V} = kmV_C E_{cd} [G \sin(\theta_C - \phi_V) - B \cos(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.1)$$

$$\frac{\partial \Delta P_C}{\partial m} = kV_C E_{cd} [G \cos(\theta_C - \phi_V) + B \sin(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.2)$$

$$\frac{\partial \Delta P_C}{\partial E_{cd}} = kmV_C [G \cos(\theta_C - \phi_V) + B \sin(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.3)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_C}{\partial \phi_V} = kmV_C E_{cd} [-G \cos(\theta_C - \phi_V) - B \sin(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.4)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_C}{\partial m} = kV_C E_{cd} [G \sin(\theta_C - \phi_V) - B \cos(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.5)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_C}{\partial E_{cd}} = kmV_C [G \sin(\theta_C - \phi_V) - B \cos(\theta_C - \phi_V)] \quad (E.6)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} = kmV_C E_{cd} [G \cos(\phi_V - \theta_C) + B \sin(\phi_V - \theta_C)] \quad (E.7)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} = 2m(kE_{cd})^2 B + kV_C E_{cd} [G \sin(\phi_V - \theta_C) - B \cos(\phi_V - \theta_C)] \quad (E.8)$$

$$+ 2m(kE_{cd})^2 B_{eq}$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} = (kmE_{cd})^2 \quad (E.9)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} = 2E_{cd} (km)^2 B + kmV_C [G \sin(\phi_V - \theta_C) - B \cos(\phi_V - \theta_C)] + 2E_{cd} (km)^2 B_{eq} \quad (E.10)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_V} = kmV_C E_{cd} [-G \sin(\phi_V - \theta_C) + B \cos(\phi_V - \theta_C)] \quad (E.11)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} = -2m(kE_{cd})^2 G + kV_C E_{cd} [G \cos(\phi_V - \theta_C) + B \sin(\phi_V - \theta_C)] \quad (E.12)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} &= -\frac{P_{cd}^{cal}}{E_{cd}} - G_{cdcd} E_{cd} - 2E_{cd} (km)^2 G \\ &+ kmV_c [G \cos(\phi_v - \theta_c) + B \sin(\phi_v - \theta_c)] - 2E_{cd} G_s \end{aligned} \quad (E.13)$$

## Anexo F

Derivadas parciales del Jacobiano de un sistema fotovoltaico.

$$\frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial I_{MPPT}} = 1 + \left( \frac{R_s \cdot N_{ss} \cdot I_{Dnom}}{V_y} \right) e^{-\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s \cdot I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{V_y} \right]} \quad (F.1)$$

$$\frac{\partial \Delta I_{opt}}{\partial E_{MPPT}} = \left( \frac{N_{pp} \cdot I_{Dnom}}{V_y} \right) e^{-\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s \cdot I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{V_y} \right]} \quad (F.2)$$

$$\frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial I_{MPPT}} = \left( \frac{E_{MPPT}}{V_y} + 1 \right) \left( \frac{R_s \cdot N_{ss}}{V_y \cdot N_{pp}} \right) e^{-\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s \cdot I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{V_y} \right]} \quad (F.3)$$

$$\frac{\partial \Delta E_{opt}}{\partial E_{MPPT}} = \left( \frac{1}{V_y} \right) e^{-\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s \cdot I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{V_y} \right]} + \left( \frac{E_{MPPT}}{V_y} + 1 \right) \left( \frac{1}{V_y} \right) e^{-\left[ \frac{E_{MPPT} + R_s \cdot I_{MPPT} \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}{V_y} \right]} \quad (F.4)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial I_{MPPT}} = E_{MPPT} \quad (F.5)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial E_{MPPT}} = I_{MPPT} + \frac{E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (F.6)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial \phi_D} = \frac{E_{MPPT} \cdot E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (F.7)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{fv}}{\partial E_{dc}} = \frac{E_{MPPT}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (F.8)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{MPPT}} = -\frac{E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (F.9)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_D} = -\frac{E_{MPPT} \cdot E_{cd}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi - 2\phi_D) \quad (F.10)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} = -\frac{P_{cd}^{cal}}{E_{cd}} - G_{cdcd} E_{cd} - \frac{E_{MPPT}}{2\pi^2 \cdot f_c \cdot L_d} (\pi\phi_D - \phi_D^2) \quad (F.11)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_k} = -E_{cd} \cdot G_{cdk} \quad (\text{F.12})$$

## Anexo G

Derivadas parciales del Jacobiano de un sistema eólico.

$$\begin{array}{l} \frac{\partial \Delta T_s}{\partial I_{ds}} = (L_{dm} - L_{qm}) I_{qs} \quad (\text{G.1}) \\ \frac{\partial \Delta T_s}{\partial I_{qs}} = (L_{dm} - L_{qm}) I_{ds} - \psi_{pm} \quad (\text{G.2}) \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial I_{ds}} = -U_{qs} \quad (\text{G.3}) \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial I_{qs}} = U_{ds} \quad (\text{G.4}) \end{array} \left| \begin{array}{l} \frac{\partial \Delta Q}{\partial U_{ds}} = I_{qs} \quad (\text{G.5}) \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial U_{qs}} = -I_{ds} \quad (\text{G.6}) \\ \frac{\partial \Delta U_d}{\partial I_{ds}} = R_s \quad (\text{G.7}) \\ \frac{\partial \Delta U_d}{\partial I_{qs}} = -\omega_m (L_{qm} + L_{s\sigma}) \quad (\text{G.8}) \end{array} \right. \begin{array}{l} \frac{\partial \Delta U_d}{\partial U_{ds}} = 1 \quad (\text{G.9}) \\ \frac{\partial \Delta U_q}{\partial I_{ds}} = \omega_m (L_{dm} + L_{s\sigma}) \quad (\text{G.10}) \\ \frac{\partial \Delta U_q}{\partial I_{qs}} = R_s \quad (\text{G.11}) \\ \frac{\partial \Delta U_q}{\partial U_{qs}} = 1 \quad (\text{G.12}) \end{array}$$

$$\frac{\partial \Delta P_{gw}}{\partial \phi_V} = kmV_w E_{cd} [G \sin(\theta_w - \phi_V) - B \cos(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.13})$$

$$\frac{\partial \Delta P_{gw}}{\partial m} = kV_w E_{cd} [G \cos(\theta_w - \phi_V) + B \sin(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.14})$$

$$\frac{\partial \Delta P_{gw}}{\partial E_{cd}} = kmV_w [G \cos(\theta_w - \phi_V) + B \sin(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.15})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{gw}}{\partial \phi_V} = kmV_w E_{cd} [-G \cos(\theta_w - \phi_V) - B \sin(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.16})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{gw}}{\partial m} = kV_w E_{cd} [G \sin(\theta_w - \phi_V) - B \cos(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.17})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{gw}}{\partial E_{cd}} = kmV_w [G \sin(\theta_w - \phi_V) - B \cos(\theta_w - \phi_V)] \quad (\text{G.18})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial \phi_V} = kmV_w E_{cd} [G \cos(\phi_V - \theta_w) + B \sin(\phi_V - \theta_w)] \quad (\text{G.19})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial m} = 2m(kE_{cd})^2 B + kV_w E_{cd} [G \sin(\phi_V - \theta_w) - B \cos(\phi_V - \theta_w)] + 2m(kE_{cd})^2 B_{eq} \quad (\text{G.20})$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial B_{eq}} = (kmE_{cd})^2 \quad (G.21)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_{cd}}{\partial E_{cd}} = 2E_{cd} (km)^2 B + kmV_w [G \sin(\phi_v - \theta_w) - B \cos(\phi_v - \theta_w)] + 2E_{cd} (km)^2 B_{eq} \quad (G.22)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial \phi_v} = kmV_w E_{cd} [-G \sin(\phi_v - \theta_w) + B \cos(\phi_v - \theta_w)] \quad (G.23)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial m} = -2m(kE_{cd})^2 G + kV_w E_{cd} [G \cos(\phi_v - \theta_w) + B \sin(\phi_v - \theta_w)] \quad (G.24)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_{cd}}{\partial E_{cd}} = & -\frac{P_{cd}^{cal}}{E_{cd}} - G_{cdcd} E_{cd} - 2E_{cd} (km)^2 G \\ & + kmV_w [G \cos(\phi_v - \theta_w) + B \sin(\phi_v - \theta_w)] - 2E_{cd} G_s \end{aligned} \quad (G.25)$$

## Anexo H

Datos del sistema de distribución de 118 nodos y resultados de voltajes nodales y flujos de potencia.

**Tabla H.1.** Características de las líneas de distribución del sistema de 118 nodos.

Elemento	Nodo		Resistencia	Nodo	Carga
	Desde	Hasta	$r_{km}$ [pu]		$P$ [pu]
Línea 1	1	2	0.0003	2	0.1338
Línea 2	2	3	0.0003	3	0.0162
Línea 3	2	4	0.0004	4	0.0343
Línea 4	4	5	0.0001	5	0.0730
Línea 5	5	6	0.0001	6	0.1442
Línea 6	6	7	0.0001	7	0.1045
Línea 7	7	8	0.0001	8	0.0285
Línea 8	8	9	0.0002	9	0.0876
Línea 9	2	10	0.0014	10	0.1982
Línea 10	10	11	0.0009	11	0.1468
Línea 11	11	12	0.0015	12	0.0260
Línea 12	12	13	0.0012	13	0.0521
Línea 13	13	14	0.0015	14	0.1419
Línea 14	14	15	0.0012	15	0.0219
Línea 15	15	16	0.0013	16	0.0334
Línea 16	16	17	0.0013	17	0.0334
Línea 17	11	18	0.0018	18	0.0202
Línea 18	18	19	0.0010	19	0.1569



Línea 19	19	20	0.0013	20	0.5463
Línea 20	20	21	0.0010	21	0.1803
Línea 21	21	22	0.0010	22	0.0932
Línea 22	22	23	0.0117	23	0.0852
Línea 23	23	24	0.0024	24	0.1681
Línea 24	24	25	0.0011	25	0.1251
Línea 25	25	26	0.0015	26	0.0160
Línea 26	26	27	0.0015	27	0.0260
DAB 1	27	28	0.0000	28	0.0000
Línea 27	4	29	0.0001	29	0.5946
Línea 28	29	30	0.0001	30	0.1206
Línea 29	30	31	0.0010	31	0.1024
Línea 30	31	32	0.0017	32	0.5134
Línea 31	32	33	0.0010	33	0.4753
Línea 32	33	34	0.0015	34	0.1514
Línea 33	34	35	0.0015	35	0.2054
Línea 34	35	36	0.0013	36	0.1316
Línea 35	31	37	0.0015	37	0.4484
Línea 36	37	38	0.0011	38	0.4405
DAB 2	38	39	0.0000	39	0.0000
Línea 37	30	40	0.0027	40	0.1125
Línea 38	40	41	0.0026	41	0.0540
Línea 39	41	42	0.0011	42	0.3931
Línea 40	42	43	0.0023	43	0.3267
Línea 41	43	44	0.0098	44	0.5363
Línea 42	44	45	0.0035	45	0.0762
Línea 43	45	46	0.0022	46	0.0535
Línea 44	46	47	0.0028	47	0.0403
Línea 45	47	48	0.0022	48	0.0397
Línea 46	36	49	0.0017	49	0.0662
Línea 47	49	50	0.0010	50	0.0739
Línea 48	50	51	0.0012	51	0.1148
Línea 49	51	52	0.0012	52	0.9184
Línea 50	52	53	0.0020	53	0.2103
Línea 51	53	54	0.0010	54	0.0667
Línea 52	54	55	0.0033	55	0.0422
Línea 53	54	56	0.0033	56	0.4337
Línea 54	30	57	0.0032	57	0.0000
DAB 3	57	58	0.0000	58	0.0621

Línea 55	58	59	0.0034	59	0.0925
Línea 56	59	60	0.0034	60	0.0852
Línea 57	60	61	0.0058	61	0.3453
Línea 58	61	62	0.0028	62	0.0225
Línea 59	62	63	0.0028	63	0.0806
Línea 60	63	64	0.0017	64	0.0959
Línea 61	64	65	0.0020	65	0.0629
Línea 62	1	66	0.0002	66	0.4788
Línea 63	66	67	0.0010	67	0.1209
Línea 64	67	68	0.0021	68	0.1391
Línea 65	68	69	0.0017	69	0.3918
Línea 66	69	70	0.0032	70	0.0277
Línea 67	70	71	0.0042	71	0.0528
Línea 68	71	72	0.0034	72	0.0669
Línea 69	72	73	0.0080	73	0.4675
Línea 70	73	74	0.0014	74	0.5948
Línea 71	74	75	0.0025	75	0.1325
Línea 72	75	76	0.0025	76	0.0527
Línea 73	76	77	0.0017	77	0.8698
Línea 74	77	78	0.0019	78	0.0313
Línea 75	78	79	0.0049	79	0.1924
Línea 76	79	80	0.0010	80	0.0658
Línea 77	67	81	0.0046	81	0.2382
Línea 78	81	82	0.0015	82	0.2945
Línea 79	82	83	0.0015	83	0.4856
Línea 80	83	84	0.0021	84	0.2435
Línea 81	84	85	0.0013	85	0.2435
Línea 82	85	86	0.0019	86	0.1343
Línea 83	86	87	0.0021	87	0.0227
Línea 84	87	88	0.0015	88	0.0495
Línea 85	82	89	0.0013	89	0.3838
Línea 86	89	90	0.0017	90	0.0496
Línea 87	90	91	0.0013	91	0.0225
DAB 4	91	92	0.0000	92	0.0000
Línea 88	68	93	0.0055	93	0.0629
Línea 89	93	94	0.0022	94	0.0307
Línea 90	94	95	0.0022	95	0.0625
Línea 91	95	96	0.0022	96	0.1146
Línea 92	96	97	0.0022	97	0.0813

Línea 93	97	98	0.0019	98	0.0317
Línea 94	98	99	0.0041	99	0.0333
Línea 95	95	100	0.0016	100	0.5313
Línea 96	100	101	0.0016	101	0.5070
Línea 97	101	102	0.0015	102	0.0264
Línea 98	102	103	0.0006	103	0.0460
DAB 5	103	104	0.0000	104	0.0000
Línea 99	1	105	0.0005	105	0.1007
Línea 100	105	106	0.0012	106	0.4565
Línea 101	106	107	0.0011	107	0.5226
Línea 102	107	108	0.0019	108	0.4084
Línea 103	108	109	0.0037	109	0.1415
Línea 104	109	110	0.0013	110	0.1044
Línea 105	110	111	0.0027	111	0.0968
Línea 106	111	112	0.0013	112	0.4939
Línea 107	112	113	0.0032	113	0.2254
Línea 108	113	114	0.0013	114	0.5092
Línea 109	114	115	0.0032	115	0.1885
Línea 110	115	116	0.0020	116	0.9180
Línea 111	115	117	0.0017	117	0.3051
Línea 112	117	118	0.0019	118	0.0544
Línea 113	105	119	0.0050	119	0.2111
Línea 114	119	120	0.0015	120	0.0670
Línea 115	120	121	0.0031	121	0.1621
Línea 116	121	122	0.0033	122	0.0488
Línea 117	122	123	0.0040	123	0.0339

Líneas de interconexión

Línea 118	48	28	0.0043	-	-
Línea 119	17	28	0.0043	-	-
Línea 120	8	24	0.0035	-	-
Línea 121	56	45	0.0040	-	-
Línea 122	65	56	0.0030	-	-
Línea 123	39	65	0.0047	-	-
Línea 124	9	42	0.0044	-	-
Línea 125	61	100	0.0033	-	-
Línea 126	76	95	0.0056	-	-
Línea 127	92	78	0.0034	-	-
Línea 128	104	80	0.0038	-	-

Línea 129	113	86	0.0054	-	-
Línea 130	110	89	0.0067	-	-
Línea 131	115	123	0.0059	-	-
Línea 132	25	36	0.0041	-	-

**Tabla H.2.** Voltajes del sistema de 118 nodos.

<b>Nodo</b>	<b>Voltaje [pu] Modelo propuesto</b>	<b>Nodo</b>	<b>Voltaje [pu] Modelo propuesto</b>	<b>Nodo</b>	<b>Voltaje [pu] Modelo propuesto</b>
1	1.0000	42	0.9946	83	0.9892
2	0.9985	43	0.9943	84	0.9882
3	0.9985	44	0.9960	85	0.9880
4	0.9970	45	0.9985	86	0.9881
5	0.9968	46	0.9986	87	0.9888
6	0.9967	47	0.9989	88	0.9893
7	0.9965	48	0.9992	89	0.9908
8	0.9963	49	0.9896	90	0.9920
9	0.9962	50	0.9893	91	0.9931
10	0.9972	51	0.9890	92	0.9878
11	0.9966	52	0.9889	93	0.9968
12	0.9973	53	0.9905	94	0.9959
13	0.9973	54	0.9915	95	0.9943
14	0.9975	55	0.9927	96	0.9946
15	0.9978	56	0.9941	97	0.9951
16	0.9981	57	0.9947	98	0.9958
17	0.9985	58	1.0000	99	0.9973
18	0.9948	59	0.9985	100	0.9942
19	0.9939	60	0.9973	101	0.9936
20	0.9928	61	0.9957	102	0.9938
21	0.9925	62	0.9972	103	0.9939
22	0.9925	63	0.9987	104	0.9964
23	0.9927	64	0.9966	105	0.9985
24	0.9929	65	0.9943	106	0.9960
25	0.9918	66	0.9996	107	0.9943
26	0.9909	67	0.9985	108	0.9923
27	0.9901	68	0.9992	109	0.9901
28	1.0000	69	0.9976	110	0.9894
29	0.9967	70	0.9958	111	0.9878
30	0.9964	71	0.9936	112	0.9872
31	0.9950	72	0.9920	113	0.9873

32	0.9924	73	0.9888	114	0.9874
33	0.9915	74	0.9883	115	0.9893
34	0.9908	75	0.9890	116	0.9913
35	0.9903	76	0.9900	117	0.9887
36	0.9902	77	0.9895	118	0.9886
37	0.9951	78	0.9906	119	0.9948
38	0.9958	79	0.9974	120	0.9940
39	0.9895	80	0.9972	121	0.9926
40	0.9954	81	0.9923	122	0.9916
41	0.9948	82	0.9906	123	0.9906

**Tabla H.3.** Flujos de potencia en [pu] del sistema de 118 nodos.

Elemento	Nodo		Modelo Propuesto		Elemento	Nodo		Modelo Propuesto	
	De	A	$P_{km}$	$P_{mk}$		De	A	$P_{km}$	$P_{mk}$
Línea 1	1	2	5.0836	-5.0759	Línea 67	70	71	0.5263	-0.5251
Línea 2	2	3	0.0162	-0.0162	Línea 68	71	72	0.4723	-0.4715
Línea 3	2	4	4.0217	-4.0156	Línea 69	72	73	0.4047	-0.4033
Línea 4	4	5	1.3383	-1.3381	Línea 70	73	74	0.3329	-0.3327
Línea 5	5	6	1.2651	-1.2649	Línea 71	74	75	-0.2621	0.2623
Línea 6	6	7	1.5177	-1.5175	Línea 72	75	76	-0.3948	0.3952
Línea 7	7	8	1.4130	-1.4127	Línea 73	76	77	0.3079	-0.3077
Línea 8	8	9	0.4433	-0.4433	Línea 74	77	78	-0.5621	0.5627
Línea 9	2	10	0.9042	-0.9031	Línea 75	78	79	-1.3962	1.4059
Línea 10	10	11	0.7049	-0.7044	Línea 76	79	80	0.2660	-0.2659
Línea 11	11	12	-0.4252	0.4255	Línea 77	67	81	1.3393	-1.3310
Línea 12	12	13	-0.0545	0.0545	Línea 78	81	82	1.0928	-1.0909
Línea 13	13	14	-0.1066	0.1066	Línea 79	82	83	0.9302	-0.9289
Línea 14	14	15	-0.2485	0.2486	Línea 80	83	84	0.4433	-0.4429
Línea 15	15	16	-0.2705	0.2706	Línea 81	84	85	0.1993	-0.1993
Línea 16	16	17	-0.3039	0.3040	Línea 82	85	86	-0.0442	0.0442
Línea 17	11	18	0.9828	-0.9811	Línea 83	86	87	-0.3257	0.3260
Línea 18	18	19	0.9608	-0.9599	Línea 84	87	88	-0.3487	0.3489
Línea 19	19	20	0.8030	-0.8021	Línea 85	82	89	-0.1338	0.1339
Línea 20	20	21	0.2558	-0.2558	Línea 86	89	90	-0.7262	0.7271
Línea 21	21	22	0.0755	-0.0755	Línea 87	90	91	-0.7767	0.7775
Línea 22	22	23	-0.0177	0.0177	DAB 4	91	92	-0.8000	0.8000
Línea 23	23	24	-0.1029	0.1029	Línea 88	68	93	0.4451	-0.4440
Línea 24	24	25	1.0650	-1.0638	Línea 89	93	94	0.3811	-0.3807
Línea 25	25	26	0.5611	-0.5607	Línea 90	94	95	0.7471	-0.7459
Línea 26	26	27	0.5446	-0.5442	Línea 91	95	96	-0.1352	0.1352
DAB 1	27	28	0.5182	-0.5182	Línea 92	96	97	-0.2498	0.2499

Línea 27	4	29	2.6430	-2.6421	Línea 93	97	98	-0.3312	0.3314
Línea 28	29	30	2.4446	-2.4440	Línea 94	98	99	-0.3632	0.3637
Línea 29	30	31	1.4539	-1.4518	Línea 95	95	100	0.0594	-0.0594
Línea 30	31	32	1.4602	-1.4564	Línea 96	100	101	0.3797	-0.3795
Línea 31	32	33	0.9430	-0.9421	Línea 97	101	102	-0.1276	-0.1276
Línea 32	33	34	0.4669	-0.4665	Línea98	102	103	-0.1540	0.1540
Línea 33	34	35	0.3151	-0.3150	DAB 5	103	104	-0.2000	0.2000
Línea 34	35	36	0.1096	-0.1096	Línea 99	1	105	2.8533	-2.8491
Línea 35	31	37	-0.1107	0.1107	Línea 100	105	106	2.0104	-2.0054
Línea 36	37	38	-0.5591	-0.5595	Línea 101	106	107	1.5489	-1.5462
DAB 2	38	39	-1.0000	1.0000	Línea 102	107	108	1.0237	-1.0216
Línea 37	30	40	0.3542	-0.3539	Línea 103	108	109	0.6132	-0.6118
Línea 38	40	41	0.2413	-0.2412	Línea 104	109	110	0.4703	-0.4700
Línea 39	41	42	0.1872	-0.1872	Línea 105	110	111	0.5738	-0.5729
Línea 40	42	43	0.1493	-0.1492	Línea 106	111	112	0.4761	-0.4758
Línea 41	43	44	-0.1775	0.1778	Línea 107	112	113	-0.0181	0.0181
Línea 42	44	45	-0.7141	0.7159	Línea 108	113	114	-0.0964	0.0964
Línea 43	45	46	0.0475	-0.0475	Línea 109	114	115	-0.6056	0.6068
Línea 44	46	47	-0.1010	0.1010	Línea 110	115	116	-0.9444	0.9463
Línea 45	47	48	-0.1413	0.1414	Línea 111	115	117	0.3597	-0.3595
Línea 46	36	49	0.3549	-0.3547	Línea 112	117	118	0.0544	-0.0544
Línea 47	49	50	0.2885	-0.2884	Línea 113	105	119	0.7381	-0.7353
Línea 48	50	51	0.2145	-0.2144	Línea 114	119	120	0.5242	-0.5237
Línea 49	51	52	0.0997	-0.0997	Línea 115	120	121	0.4567	-0.4561
Línea 50	52	53	-0.8187	0.8201	Línea 116	121	122	0.2940	-0.2937
Línea 51	53	54	-1.0304	1.0314	Línea 117	122	123	0.2449	-0.2447
Línea 52	54	55	-0.3544	0.3548	Línea 118	48	28	-0.1810	0.1812
Línea 53	54	56	-0.7437	0.7456	Línea 119	17	28	-0.3365	0.3370
Línea 54	30	57	0.5152	-0.5143	Línea 120	8	24	0.9408	-0.9377
DAB 3	57	58	0.5143	-0.5143	Línea 121	56	45	-1.1147	1.1197
Línea 55	58	59	0.4522	-0.4516	Línea 122	65	56	0.0647	-0.0647
Línea 56	59	60	0.3591	-0.3587	Línea 123	39	65	-1.0000	1.0048
Línea 57	60	61	0.2735	-0.2730	Línea 124	9	42	0.3557	-0.3551
Línea 58	61	62	-0.5261	0.5269	Línea 125	61	100	0.4538	-0.4532
Línea 59	62	63	-0.5494	0.5502	Línea 126	76	95	-0.7558	0.7591
Línea 60	63	64	1.2335	-1.2309	Línea 127	92	78	-0.8000	0.8022
Línea 61	64	65	1.1351	-1.1324	Línea 128	104	80	-0.2000	0.2002
Línea 62	1	66	1.6093	-1.6087	Línea 129	113	86	-0.1471	0.1473
Línea 63	66	67	1.1299	-1.1287	Línea 130	110	89	-0.2082	0.2085
Línea 64	67	68	-0.3315	0.3318	Línea 131	115	123	-0.2105	0.2108
Línea 65	68	69	0.9483	-0.9468	Línea 132	25	36	0.3775	-0.3769
Línea 66	69	70	0.5550	-0.5540					

# Referencias

- [1] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, "Economic dispatch of energy storage systems in DC microgrids employing a semidefinite programming model," *J. Energy Stor.*, vol. 21, pp. 1-8, Feb. 2019.
- [2] Justo JJ, Mwasilu F, Lee J, Jung JW. "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: a review," *Renew Sustain Energy Reviews*, vol. 24, pp. 387-405, 2013.
- [3] A. Q. Huang, M. L. Crow, G. T. Heydt, J. P. Zheng and S. J. Dale, "The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 133-148, Jan. 2011.
- [4] D.Z. Jiang and Huan Zheng, "Research Status and Developing Prospect of DC Distribution Network", in *Automation of Electric Power Systems*, vol. 36, no. 8, pp. 98-104, 2012.
- [5] P. Bresesti, W. Kling, R. Hendriks, and R. Vailati, "Hvdc connection of offshore wind farms to the transmission system," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 1, pp. 37-43, Mar. 2007.
- [6] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt, K. Syngellakis, The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors, *Energy Policy*, vol. 39, pp. 6280-6290, 2011.
- [7] A. Bellini, G. Franceschini, E. Lorenzani and C. Tassoni, "Distributed cogeneration plants," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 15, no. 6, pp. 61-68, Nov/Dec 2009.
- [8] K. R. Voorspools and W. D. D'haeseleer, "The impact of the implementation of cogeneration in a given energetic context," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 135-141, March 2003.
- [9] Bao Wei, He Guoqing, Shi Wenhui, Feng Kaihui and Zhao Weiran, "Distributed Wind Generation siting and sizing considering fluctuate wind resources," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China, pp. 1-7, 2012.
- [10] N. Haghdam, A. Bruce, I. MacGill and R. Passey, "Impact of Distributed Photovoltaic Systems on Zone Substation Peak Demand," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 621-629, April 2018.
- [11] P. Wang, L. Goel, X. Liu, and F. H. Choo, "Harmonizing AC and DC: A hybrid AC/DC future grid solution," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 3, pp. 76-83, May/Jun. 2013.
- [12] A. T. Elsayed, A. A. Mohamed, and O. A. Mohammed, "DC microgrids and distribution systems: An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 407-417, Feb. 2015.
- [13] Petter Johansson, Martin Vendel, Cali Nuur, "Integrating distributed energy resources in electricity distribution systems: An explorative study of challenges facing DSOs in Sweden," *Utilities Policy*, vol. 67, 2020.

- [14] T. Dragicevic, X. Lu, J. Vasquez, and J. Guerrero, "DC microgrids— Part II: A review of power architectures, applications, and standardization issues," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 5, pp. 3528-3549, May 2016.
- [15] A. Kwasinski, "Quantitative evaluation of DC microgrids availability: Effects of system architecture and converter topology design choices," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 835-851, Mar. 2011.
- [16] M. R. Nouni, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, "Providing electricity access to remote areas in India: An approach towards identifying potential areas for decentralized electricity supply," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1187-1220, 2008.
- [17] K. Zhou, Q. Jin, Z. Lan, C. Tu, M. Guo and G. Liu, "The study of power electronic transformer on power flow control and voltage regulation in DC micro-grid," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, pp. 2166-2172, 2015.
- [18] A. Werth, N. Kitamura, and K. Tanaka, "Conceptual study for open energy systems: Distributed energy network using interconnected DC nanogrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1621-1630, Jul. 2015.
- [19] V. M. da Costa, N. Martins and J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320-1326, Nov. 1999.
- [20] A. Kumar, B. K. Jha, D. Singh and R. K. Misra, "Current injection-based Newton–Raphson power-flow algorithm for droop-based islanded microgrids," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 23, pp. 5271-5283, 2019.
- [21] A. Herbig, G. Andersson, C. R. Fuerte-Esquirel, E. Acha and H. Ambriz-Perez, "Discussion of "A comprehensive Newton-Raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks"," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 948-949, Nov. 2001.
- [22] A. Garcés, "On the convergence of Newton's method in power flow studies for DC microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5770-5777, Sep. 2018.
- [23] O. D. Montoya, V. M. Garrido, W. Gil-González and L. F. Grisales-Noreña, "Power Flow Analysis in DC Grids: Two Alternative Numerical Methods," in *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 66, no. 11, pp. 1865-1869, Nov. 2019.
- [24] S. P. Engel, M. Stieneker, N. Soltau, S. Rabiee, H. Stagge and R. W. De Doncker, "Comparison of the Modular Multilevel DC Converter and the Dual-Active Bridge Converter for Power Conversion in HVDC and MVDC Grids," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 1, pp. 124-137, Jan. 2015.
- [25] X. Zhang and T. C. Green, "The Modular Multilevel Converter for High Step-Up Ratio DC–DC Conversion," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 4925-4936, Aug. 2015.
- [26] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications," *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -*, Sapporo, Japan, pp. 502-507, 2010.



- [27] R. P. Twiname, D. J. Thrimawithana, U. K. Madawala and C. A. Baguley, "A Dual-Active Bridge Topology With a Tuned CLC Network," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 6543-6550, Dec. 2015.
- [28] D. Boillat, S. Roy, A. Tripathi and S. Bhattacharya, "Design considerations of a three phase dual active bridge based on reactive power flow," *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Raleigh, NC, USA, pp. 424-430, 2012.
- [29] N. Soltau, H. Stagge, R. W. De Doncker and O. Apeldoorn, "Development and demonstration of a medium-voltage high-power DC-DC converter for DC distribution systems," *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Galway, pp. 1-8, 2014.
- [30] G. Tang, Z. He, H. Pang, X. Huang and X. Zhang, "Basic topology and key devices of the five-terminal DC grid," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 22-35, June 2015.
- [31] "Solar photovoltaics deployment," 27 April 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/K0jy34>. [Acceso 09 Nov 2020]
- [32] National Grid, "Future Energy Scenarios," 2017. [Online]. Available: <http://fes.nationalgrid.com/>. [Acceso 09 Nov 2020]
- [33] L. Hunter, C. Booth, A. J. Ferre and S. Finney, "MVDC for enhanced utility scale distribution power delivery and control," *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, pp. 1-6, 2017.
- [34] S. Du and B. Wu, "A Transformerless Bipolar Modular Multilevel DC-DC Converter with Wide Voltage Ratios," *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 32, no. 11, pp. 8312-8321, 2017.
- [35] G. P. Adam, I. A. Gowaid, S. J. Finney, D. Holliday, and B. W. Williams, "Review of dc-dc converters for multi-terminal HVDC transmission networks," *IET Power Electronics*, vol. 9, no. 2, pp. 281-296, 2016.
- [36] A. Raza et al., "Power Dispatch and Voltage Control in Multiterminal HVDC Systems: A Flexible Approach," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 24608-24616, 2017.
- [37] Z. W. Khan, H. Minxiao, C. Kai, L. Yang and A. u. Rehman, "State of the Art DC-DC Converter Topologies for the Multi-Terminal DC Grid Applications: A Review," *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, Cochin, India, pp. 1-7, 2020.
- [38] G. Álvarez-Romero, Luis M. Castro, P. Roncero-Sánchez, "Effective sensitivity-based method for N-1 contingency analysis of VSC-based MTDC power grids considering power generation droop speed controls," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 122, 2020.
- [39] K. Rouzbehi, J. I. Candela, A. Luna, G. B. Gharehpetian and P. Rodriguez, "Flexible Control of Power Flow in Multiterminal DC Grids Using DC-DC Converter," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, no. 3, pp. 1135-1144, Sept. 2016.
- [40] R. W. De Doncker, D. M. Divan, and M. H. Kheraluwala, "A three-phase soft-switched high-power-density dc/dc converter for high-power applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 27, no. 1, pp. 63-73, Jan./Feb. 1991.

- [41] S. P. Engel, N. Soltau, H. Stage, and R. W. De Doncker, "Dynamic and balanced control of three-phase high-power dual-active bridge dc-dc converters in dc-grid applications," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 4, pp. 1880-1889, Apr. 2013.
- [42] G. Barone et al., "A dual active bridge dc-dc converter for application in a smart user network," *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Perth, WA, pp. 1-5, 2014.
- [43] A. Rodríguez, A. Vázquez, D. G. Lamar, M. M. Hernando and J. Sebastián, "Different Purpose Design Strategies and Techniques to Improve the Performance of a Dual Active Bridge With Phase-Shift Control," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 2, pp. 790-804, Feb. 2015.
- [44] B. Zhao, Q. Song, W. Liu, Y. Sun, "Overview of Dual-Active-Bridge Isolated Bidirectional DC-DC Converter for High-Frequency-Link Power-Conversion System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, n. 8, pp.4091-4106, Aug. 2014.
- [45] Juan Ramón Rodríguez-Rodríguez, Edgar L. Moreno-Goytia, Vicente Venegas-Rebollar, Luis E. Ugalde-Caballero, G.A. Anaya-Ruiz, "The Proportional-Values Modulation (PVM), a technique for improving efficiency and power density of bidirectional DAB converters," *Electric Power Systems Research*, vol. 144, pp. 280-289, 2017.
- [46] Amirnaser Yazdani; Reza Iravani, "Two-Level, Three-Phase Voltage-Sourced Converter," in *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*, IEEE, pp.115-126, 2010.
- [47] Mircea Eremia; Chen-Ching Liu; Abdel-Aty Edris, "FACTS Technologies," in *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, IEEE, pp.269-270, 2016.
- [48] H. Nikkhajoei and R. Iravani, "Dynamic Model and Control of AC-DC-AC Voltage-Sourced Converter System for Distributed Resources," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1169-1178, April 2007.
- [49] Luis M. Castro, "Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks", *Tampere University of Technology*, Publication; vol. 1445, ISBN 978-952-15-3866-7, ISSN 1459-2045, pp. 130, December 2016.
- [50] E. Acha, P. Roncero-Sanchez, A. Villa-Jaén A., L. M. Castro, B. Kazemtabrizi, VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids, Hoboken, NJ: *John Wiley & Sons Ltd*, ISBN: 978-1-119-97398-0, pp. 112-120, May 2019.
- [51] Renewables 2020, Global Status Report: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf)
- [52] B. Wagner, C. Hauer, A. Schoder BA, H. Habersack, Hydropower Technologies, *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, Elsevier, pp. 63-72, 2017.
- [53] A. Chittum, G. Relf, "Valuing distributed energy resources: Combined heat and power and the modern grid", *The Electricity Journal*, vol. 32, no. 1, pp. 52-57, 2019.
- [54] P. Breeze, Combined Heat and Power, *Power Generation Technologies*, 3<sup>rd</sup> edition, Newnes, pp. 121-143, 2019.

- [55] S. Nababan, E. Muljadi and F. Blaabjerg, "An overview of power topologies for micro-hydro turbines," *3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Aalborg, pp. 737-744, 2012.
- [56] U. K. Madawala, T. Geyer, J. B. Bradshaw, D. M. Vilathgamuwa, "Modeling and Analysis of a Novel Variable-Speed Cage Induction Generator", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 2, pp. 1020-1028, Feb. 2012.
- [57] B. Parida, S. Iniyar, R. Goic, "A review of solar photovoltaic technologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 3, pp. 1625-1636, 2011.
- [58] R. B. Bollipo, S. Mikkili and P. K. Bonthagorla, "Critical Review on PV MPPT Techniques: Classical, Intelligent and Optimisation," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 9, pp. 1433-1452, 2020.
- [59] Luis M. Castro, J.R. Rodríguez-Rodríguez, Cecilia Martín-del-Campo, "Modelling of PV systems as distributed energy resources for steady-state power flow studies", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, 2020.
- [60] X. Zhou, Z. Wang, Y. Ma and Z. Gao, "An Overview on Development of Wind Power Generation," *2018 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, Changchun, China, pp. 2042-2046, 2018.
- [61] C. J. Mozina, "Wind-Power Generation," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 3, pp. 37-43, May-June 2011.
- [62] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123-138, June 2008.
- [63] P. Kundur, "Synchronous Machine Theory and Modelling," in *Power system stability and control*, New York: McGraw-Hill, pp. 75-87, 1994.
- [64] T. Ackermann, "Reduced-order Modelling of Wind Turbines," in *Wind power in power systems*, 2nd ed. Chichester, West Sussex, England: John Wiley, pp. 555-585, 2005.
- [65] P. W. Sauer and M. A. Pai, "Steady-state stability and load flow," *Proceedings of the 27th IEEE Conference on Decision and Control*, Austin, TX, USA, vol. 3, pp. 2110-2113, 1988.
- [66] J. J. Grainger y W. D. S. Jr., "Power-Flow Solutions," in *Power System Analysis*, McGraw Hill, pp. 309-352, 1996.
- [67] H. Sadaat., "Power Flow Analysis," in *Power System Analysis*, McGraw Hill, pp. 189-240, 1999.
- [68] E. Acha y C. R. Fuerte-Esquivel, "Conventional Power Flow," in *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons, pp. 93-115, 2005.
- [69] IEEE Distribution Planning Working Group Report, "Radial distribution test feeders", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975-985, August 1991.
- [70] D. Zhang, Z. Fu, L. Zhang, "An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 685-694, 2007.