

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MODELACIÓN, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y CARGAS ESPECIALES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES UTILIZANDO EL SOFTWARE OPENDSS

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA

VIVIANA MARIBEL BAZURTO LEONES

DIRECTOR: Dr.- Ing. Paúl Fabricio Vásquez Miranda

Quito, noviembre 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Viviana Maribel Bazurto Leones, bajo mi supervisión.

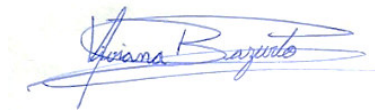
A handwritten signature in blue ink, reading "Paúl Fabricio Vásquez Miranda", enclosed within a large, stylized oval flourish.

Dr.- Ing. Paúl Fabricio Vásquez Miranda
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Viviana Maribel Bazurto Leones, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



Viviana Maribel Bazurto Leones

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico de todo corazón al motor de mi vida, mi Mamá, la persona que ha creído en mí más que yo misma, nunca dejó de apoyarme y darme ánimos cada vez que quería rendirme, nunca juzgó mis caídas, por el contrario, siempre me brindó su hombro con amor incondicional y paciencia. A ella le debo todo lo que soy.

Te amo mamá.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por permitirme vivir esta vida y alcanzar mi meta, por darme la familia que me dio y por poner a personas grandiosas en mi camino.

A mi mamá, por su sacrificio de estar lejos de casa para apoyarme a mí y a mis hermanos, por su amor, consejos y lucha incondicional. Nada hubiera sido posible sin ella.

A mi papá, por siempre darme un buen ejemplo y por hacerme reír con sus chistes y ocurrencias. Su presencia y apoyo como padre nunca me ha faltado.

A mis hermanitos, David y Eddy, porque siempre han deseado lo mejor para mí, por ser un pilar fundamental en el transcurso de mi vida y mi carrera. Sus logros y esfuerzos siempre han sido mi inspiración para no rendirme.

A mi abuelita, Mamichilia, por haberme brindado su gran alegría y amor genuino desde que era una niña, por haberme dado una familia muy linda. Siempre estará en mi corazón su último abrazo.

A mi novio, Darío, por su incondicional apoyo en el transcurso de la carrera, por ser mi compañero de vida y por demostrarme su amor en cada paso que damos.

A mis amigos, Andrés, Bryan, Stefy, Adrián y Marcelo, por haber sido parte de esta meta, gracias a su amistad la universidad se hizo más llevadera y divertida. No sé qué hubiera sido de mí sin su amistad. En medio de tantas personas logré coincidir con ustedes. Siempre los tengo y los tendré en mi corazón.

Al ingeniero Germán Casillas, de manera muy especial y sincera por brindarme su amistad, su tiempo, su apoyo y su ayuda desinteresada en el desarrollo de este trabajo. Sin su supervisión, conocimientos e información brindada este trabajo no hubiera sido posible.

Al doctor Paúl Vásquez, por haber sido un gran maestro en el transcurso de la carrera, por supervisar este trabajo, que gracias a su experiencia y aportes han permitido enriquecer el contenido.

A todos los ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional que han sido mis maestros, cada uno de ellos aportó grandemente a mi crecimiento académico, a mis valores y mi ética.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
LISTA DE ABREVIATURAS.....	VIII
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE	3
1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO	4
2 MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	6
2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	8
2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE	8
2.3.1 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y CARGAS ESPECIALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	10
2.4 VALOR DE LAS SIMULACIONES EN TIEMPO SECUENCIAL.....	19
3 ESTADO DEL ARTE	21
4 SOFTWARE DE SIMULACIÓN OPENDSS	30
4.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE OPENDSS.....	30
4.2 ESTRUCTURA DEL SOFTWARE OPENDSS	31
4.3 MODELOS BÁSICOS DEL SOFTWARE OPENDSS	31
4.3.1 BARRA.....	31
4.3.2 TERMINAL	32
4.3.3 ELEMENTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA.....	32
4.3.4 ELEMENTOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA	33
4.3.5 ELEMENTOS DE SOPORTE	33
4.4 FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE OPENDSS	34

4.4.1	MATRIZ DE ADMITANCIA NODAL	35
4.4.2	ALGORITMO DEL FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE OPENDSS.....	44
4.5	LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE OPENDSS.....	49
4.5.1	SINTAXIS DEL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN	49
4.6	MODOS DE SOLUCIÓN DEL SOFTWARE OPENDSS	50
4.6.1	MODO DIARIO	51
4.6.2	MODO ESTUDIO DE FALLAS	51
4.7	CONTROL DEL OPENDSS A TRAVÉS DE COM.....	53
4.7.1	CONTROL DE OPENDSS DESDE MATLAB.....	54
5	MODELACIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SOFTWARE OPENDSS	57
5.1	EQUIVALENTE DE THÉVENIN	57
5.1.1	CARACTERIZACIÓN DEL ELEMENTO CIRCUIT	57
5.2	GENERADOR.....	59
5.2.1	CARACTERIZACIÓN DEL GENERADOR.....	59
5.3	TRANSFORMADOR.....	60
5.3.1	CARACTERIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR	61
5.4	REGULADOR DE VOLTAJE.....	63
5.4.1	CARACTERIZACIÓN DEL REGULADOR	63
5.5	LÍNEAS.....	64
5.5.1	CARACTERIZACIÓN DE LAS LÍNEAS	64
5.6	CARGAS.....	67
5.6.1	CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA.....	69
5.6.2	LOADSHAPE.....	70
5.7	CAPACITOR.....	72
5.7.1	CARACTERIZACIÓN DEL CAPACITOR	72
5.8	ELEMENTOS DE MEDICIÓN	73
5.8.1	ENERGYMETER.....	73
5.8.2	MONITOR	74
6	MODELACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y CARGAS ESPECIALES EN EL SOFTWARE OPENDSS	76
6.1	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	76
6.1.1	MODELACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	76
6.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO	78

6.2.1	MODELO PVSYSTEM.....	79
6.3	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	85
6.3.1	CARACTERIZACIÓN DEL ELEMENTO STORAGE.....	87
6.3.2	MODELACIÓN DEL ELEMENTO STORAGE	87
6.4	SISTEMA EÓLICO.....	88
6.4.1	CARACTERIZACIÓN DEL GENERADOR EÓLICO.....	89
6.4.2	MODELADO DEL GENERADOR EÓLICO	89
7	IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	91
7.1	ESTUDIO DE UNA RED INTELIGENTE AL INCORPORAR DER	91
7.1.1	MODELACIÓN DE LA RED DE 12 BARRAS	92
7.1.2	SIMULACIÓN DE LA RED DE 12 BARRAS	95
7.2	ESTUDIO DE UNA RED DE TAMAÑO REAL EPRI CKT5 AL INCORPORAR DER.....	131
7.2.1	INCLUSIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA RED CKT5.....	132
7.2.2	SIMULACIÓN DE LA RED DE PORTE REAL CKT5	134
7.2.3	SIMULACIÓN DE FALLAS EN LA RED DE PORTE REAL CKT5 ..	140
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
8.1	CONCLUSIONES	146
8.2	RECOMENDACIONES	149
9	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	150
	ANEXOS.....	157
	ANEXO A: CARACTERIZACIÓN DE LOS VE Y LOS DER QUE SON CONECTADOS EN LA RED CKT5.....	158

LISTA DE ABREVIATURAS

AE	Almacenamiento de energía
AMI	Infraestructura de medición automatizada
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
COM	Component Object Model
DER	Recursos energéticos distribuidos
DSS	Distribution System Simulator
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
EO	Sistemas eólicos
EPRI	Electric Power Research Institute
FSTW	Fixed-speed Wind Turbine
FV	Sistemas fotovoltaicos
GD	Generación distribuida
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MPP	punto de máxima potencia
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PC	Power Conversion
PD	Power Delivery
QSTS	Quasi-static time series
S/E	Subestación
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEP	Sistema eléctrico de potencia
TLB	Type Object Browser
VE	Vehículos eléctricos

RESUMEN

En este trabajo, se describe inicialmente el sistema de distribución convencional y el advenimiento de las redes inteligentes por la incorporación de nuevas tecnologías, tales como sistemas fotovoltaicos (FV), eólicos (EO), de almacenamiento de energía (AE), considerados en este trabajo como recursos energéticos distribuidos (DER) y vehículos eléctricos (VE) como cargas especiales. Esta transición hace indispensable contar con software de simulación que se adapten al sistema de distribución cambiante. Para esto, se presenta al OpenDSS como una herramienta computacional indicada para simular este tipo de sistemas. Con el fin de comprender la funcionalidad del software, se detalla el algoritmo estándar que utiliza el OpenDSS para resolver flujos de potencia, además sus principales modos de solución y la modelación de los principales elementos eléctricos. Se utiliza el modo de solución diario para simular la red de 12 barras y la red de EPRI denominada CKT5 en un periodo de siete días. Se modela e incorpora DER y VE para analizar diferentes parámetros eléctricos como voltaje en las barras, corriente en los conductores, pérdidas por la incorporación de estos recursos en la red. Además, se utilizan curvas de carga y perfiles de generación reales obtenidos por empresas distribuidoras para así conseguir resultados cercanos a la realidad. Por último, se realizan simulaciones de fallas, siendo estas importantes a considerar en un análisis de protecciones.

PALABRAS CLAVE: OpenDSS, Redes inteligentes, Sistema eólico, Sistema fotovoltaico, Almacenamiento de energía, Vehículos eléctricos.

ABSTRACT

This work initially describes the conventional distribution system and the advent of smart grids due to the incorporation of new technologies, such as photovoltaic (FV), wind (EO), energy storage (AE) systems, considered in this paper as distributed energy resources (DER) and electric vehicles (VE) as special loads. This transition makes it essential to have simulation software that adapts to the changing distribution system. For this purpose, OpenDSS is presented as a computational tool suitable for simulating this type of systems. In order to understand the functionality of the software, the standard algorithm used by OpenDSS to solve power flows is detailed, as well as its main solution modes and the modeling of the main electrical elements. The daily solution mode is used to simulate the 12-bus network and the EPRI network called CKT5 over a seven-day period. DER and VE are modeled and incorporated to analyze different electrical parameters such as bus voltage, current in conductors, losses due to the incorporation of these resources in the network. In addition, load curves and real generation profiles obtained by distribution companies are used to obtain results close to reality. Finally, fault simulations are carried out, being these important to consider in a protection analysis.

KEYWORDS: OpenDSS, Smart grids, Wind system, Photovoltaic system, Energy storage, Electric vehicles.

1 INTRODUCCIÓN

El análisis y la planificación clásica de sistemas de distribución de energía basados en instantes estáticos de carga como demanda máxima, media y mínima, es una práctica insuficiente para programar futuras inversiones en sistemas que están cambiando significativamente. Este análisis se ha utilizado durante décadas para mantener los sistemas de distribución de energía convencionales a lo largo del tiempo. La inserción de las redes inteligentes está evolucionando los sistemas de distribución debido a la modernización de la red e incorporación de nuevas tecnologías, lo cual hace indispensable contar con herramientas de análisis que contemplen esta evolución y sean un aporte en el diseño y operación de dichos sistemas. Las necesidades de los sistemas futuros requieren la integración de interfaces y tecnologías informáticas modernas con análisis de sistemas de distribución avanzados que incluyan además el comportamiento variable en el tiempo [1], [2].

El simulador de código abierto del Electric Power Research Institute (EPRI), Open Distribution System Simulator (OpenDSS), es una herramienta de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica. Proporciona simulaciones rápidas y, además, admite muchos tipos de análisis diseñados para satisfacer las necesidades futuras relacionadas con la red inteligente, la modernización de la red, modelos flexibles de generación distribuida y las características de carga, incluyendo diferentes modos de simulación [3]. Este software ha sido ampliamente utilizado para realizar estudios de planificación y proyectos de investigación de redes inteligentes, que incluyen automatización avanzada, inclusión de vehículos eléctricos (VE) y recursos energéticos distribuidos (DER). Además, OpenDSS, ha podido respaldar el desarrollo de estándares a través de la evaluación comparativa de las soluciones de alimentador de pruebas radiales IEEE [4]. Después de su lanzamiento en 2008 como software de código abierto, se ha vuelto ampliamente utilizado por universidades para proyectos de investigación de maestría y doctorado, investigadores y empresas de servicios públicos y privados en todo el mundo [4].

Es importante estar en línea de desarrollo de las redes inteligentes, las cuales están orientadas a utilizar herramientas computacionales de software libre para facilitar importantes avances en numerosas áreas del análisis de sistemas de distribución. Por esto, este trabajo está centrado especialmente en la simulación de redes con DER y VE, con el fin de evaluar el comportamiento de redes de distribución que involucran diferentes tecnologías para demostrar así la potencialidad del software OpenDSS y dar un aporte a planificadores, investigadores y estudiantes de pregrado y posgrado.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Modelar, simular y analizar la incorporación de recursos energéticos distribuidos en sistemas de distribución utilizando el software libre OpenDSS para visualizar la potencialidad de la herramienta computacional, con perfiles de generación y curvas de carga reales.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Investigar acerca de la utilización del software OpenDSS, los scripts y comandos necesarios para correr flujos de potencia utilizando curvas de carga y perfiles de generación de recursos distribuidos.
- Modelar e incorporar los sistemas fotovoltaico, eólico, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en redes de distribución con el uso del software OpenDSS, para analizar el comportamiento de estas redes en periodos de tiempo, mediante curvas de carga y perfiles de generación en diversos puntos de la red.
- Analizar el impacto, respecto de voltaje en las barras, corriente en los conductores y pérdidas, al incluir recursos energéticos distribuidos y cargas especiales en redes eléctricas de distribución convencionales.
- Realizar simulaciones de fallas en una red de prueba que permitan llevar a cabo estudios de protecciones para salvaguardar la vida de las personas y mejorar la calidad de servicio suministrado por las empresas distribuidoras a sus usuarios.
- Aplicar la interfaz COM para correr flujos de potencia en OpenDSS mediante Matlab, con la finalidad de validar la potencialidad del software para interactuar con programas externos.

1.2 ALCANCE

En el trabajo propuesto se resaltar  la importancia de utilizar softwares capaces de simular y modelar nuevas redes. Para dicho propósito se presentar  el software libre OpenDSS como una herramienta poderosa que considera el comportamiento en tiempo real de diferentes elementos que conforman una red inteligente, que, para este trabajo serán consideradas cargas especiales como vehículos eléctricos y recursos energéticos distribuidos, como sistema de generación fotovoltaica, sistema de generación eólica y almacenamiento de energía. En el trabajo se describir  el método de solución de flujo de potencia estándar realizado por el software OpenDSS.

Para el estudio, se escoge una red de distribución de 12 barras. Se modelar  e incorporar  cargas especiales y recursos energéticos con el fin de correr flujos de potencia y analizar el comportamiento de la red por la inclusión de las nuevas tecnologías, conectadas individualmente y se demostrar  la importancia de considerar periodos de análisis para el estudio de redes inteligentes. Adicionalmente, para realizar simulaciones y obtener resultados cercanos a la realidad, se escoge una red de distribución de porte real, denominada CKT5, se incorporar  cargas especiales y los recursos energéticos en diferentes puntos de la red con el fin de verificar la influencia de aumento de penetración de generación distribuida, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, analizar su impacto y beneficios de voltaje en las barras, corriente en los conductores y pérdidas. Se utilizará la interfaz COM para correr flujos de potencia desde Matlab, para demostrar que el software puede interactuar con programas de simulación avanzados.

Con el propósito de conseguir soluciones de acuerdo con la realidad, las simulaciones se las realizará utilizando curvas de carga y perfiles de generación reales para periodos de tiempo de una semana, aprovechando la información de empresas distribuidoras. Para culminar con el propósito de mostrar la capacidad de la herramienta computacional se presentar  la manera de cómo realizar cálculo de corrientes de cortocircuito y se aplicará en redes con recursos energéticos distribuidos

1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

En el Capítulo 2 se explica brevemente la estructura del sistema eléctrico de potencia, sus distintos niveles de voltaje en las etapas de generación, transmisión y distribución. Se describe principalmente el sistema de distribución convencional y su evolución debido a la incorporación de nuevas tecnologías, llegando así a abordar el concepto de sistemas de distribución inteligentes. Posteriormente se presenta una breve descripción de los recursos energéticos distribuidos y cargas especiales que se modelan en este trabajo y la adquisición de estas tecnologías a nivel mundial a través de los años. Por último, se resalta la importancia de las simulaciones en tiempo secuencial para tener en cuenta el impacto dependiente del tiempo de estas tecnologías.

El Capítulo 3 describe las publicaciones de la investigación bibliográfica realizada, asociadas a la modelación, simulación y análisis de redes de distribución inteligentes con recursos energéticos distribuidos y que enriquecieron el desarrollo de este trabajo.

El Capítulo 4 presenta una breve introducción y la estructura del software OpenDSS. Muestra la utilidad del software para el análisis de redes de distribución y se dan a conocer diversas aplicaciones en las que se ha sido utilizado. Se expone acerca de los modelos y elementos básicos de soporte, transporte y conversión de energía disponibles en el software. Además, se discute la diferencia de los métodos tradicionales para resolver flujos de potencia que utilizan los softwares de simulación (como el de Gauss-Seidel y Newton Raphson) y el método estándar que utiliza el OpenDSS. Posteriormente se muestra el algoritmo estándar que el OpenDSS utiliza para resolver flujos de potencia. Finalmente se muestran los modos de solución que dispone el software y la manera de controlar al OpenDSS por medio de un programa externo.

El Capítulo 5 expone los parámetros básicos para caracterizar en el software OpenDSS los principales elementos que conforman una red de distribución de energía y un ejemplo de modelación para los elementos expuestos.

El Capítulo 6 muestra la caracterización y modelación del sistema fotovoltaico, eólico, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos en el OpenDSS, utilizando curvas de carga y perfiles de generación reales obtenidos por empresas distribuidoras, con el fin de obtener valores cercanos a la realidad cuando estas tecnologías son incorporadas a las redes de prueba.

El Capítulo 7 presenta la modelación de un sistema de prueba balanceado de 12 barras en el software OpenDSS. Se realizan simulaciones para el periodo de tiempo de una semana y se analizan los resultados obtenidos de potencia, corriente, voltaje en diferentes puntos

del sistema además de la energía generada por la subestación para condiciones de la red sin y con recursos energéticos distribuidos. Por otro lado, se utiliza el sistema de prueba de porte real CKT5 de EPRI, esta es una red desbalanceada de tamaño real que cuenta originalmente con 2998 barras. Se incorpora recursos energéticos distribuidos y estaciones de vehículos eléctricos en diferentes puntos de la red y se discute la diferencia que se obtiene en los resultados por la incorporación de estas tecnologías. Por último, se simulan diferentes tipos de fallas en la red de prueba CKT5, para analizar el aporte de las fuentes existentes en la red a la corriente de falla y los voltajes en cada fase de la barra donde se aplica la falla.

El Capítulo 8 muestra las conclusiones y recomendaciones obtenidas tras utilizar el software OpenDSS para la modelación, simulación y el análisis de las redes de distribución y sus efectos al incorporar nuevas tecnologías.

Finalmente se presenta la bibliografía y los anexos utilizados en este trabajo.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El sistema eléctrico de potencia (SEP), tiene como finalidad proporcionar energía eléctrica a los consumidores en el momento que es solicitada. Puede ser dividido en tres partes: generación, transmisión y distribución. La generación tiene como función convertir alguna forma de energía (hidráulica, eólica, térmica u otra) en energía eléctrica. La transmisión es la responsable de transportar la energía eléctrica generada a los centros de consumo. Y posteriormente, en la distribución, se proporciona a los consumidores la cantidad de energía eléctrica demandada [5], [6]. En la Figura 2.1 se presenta un esquema de un sistema eléctrico convencional desde la generación hasta el usuario final.

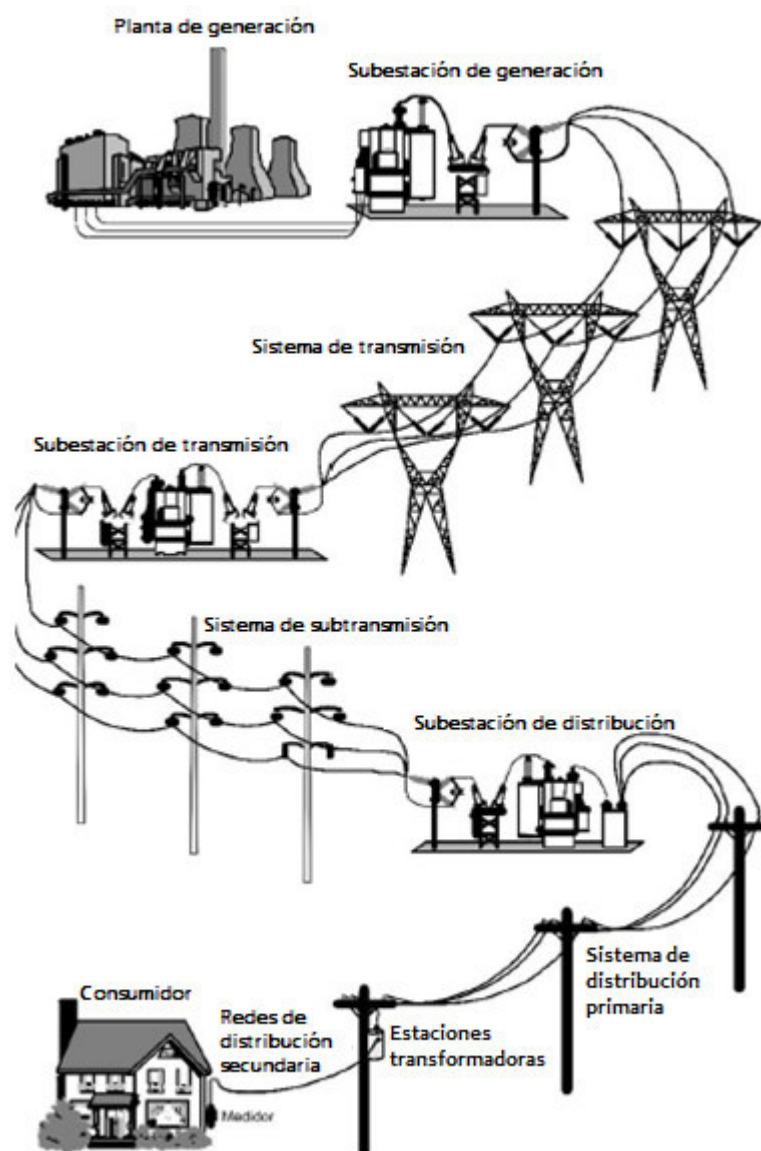


Figura 2.1. Esquema del sistema eléctrico de potencia [7]

En la Figura 2.2 se presenta un diagrama de bloques de un SEP. En el primer bloque se encuentra el sistema de generación que, generalmente tiene voltajes entre 11 kV y 30kV. El voltaje de generación es elevado al voltaje de transmisión a través de transformadores elevadores [5], [7].

El voltaje del sistema de transmisión es establecido en función a la distancia a ser recorrida y la cantidad de energía a ser transportada. Los niveles típicos de voltaje de los sistemas de transmisión son 69 kV, 138 kV, 230 kV, 500 kV, 765 kV y 1100 kV. El sistema de transmisión transporta la energía desde la subestación elevadora hasta las subestaciones de transmisión donde a través de transformadores se realiza una reducción de voltaje a niveles de subtransmisión (alto voltaje) [5], [7].

El sistema de subtransmisión suministra a las subestaciones de distribución que son encargadas de reducir el voltaje a niveles medio voltaje del sistema primario con valores generalmente de 13.2 kV, 13.9 kV, 22kV y 34.5 kV. Finalmente, la red de distribución primaria suministra a los transformadores de distribución, lo cuales derivan a redes de distribución secundaria para conectar a los usuarios en niveles de bajo voltaje típicos de 120/240V monofásico, 127/220V trifásico, o 220/380V trifásico [5], [7].

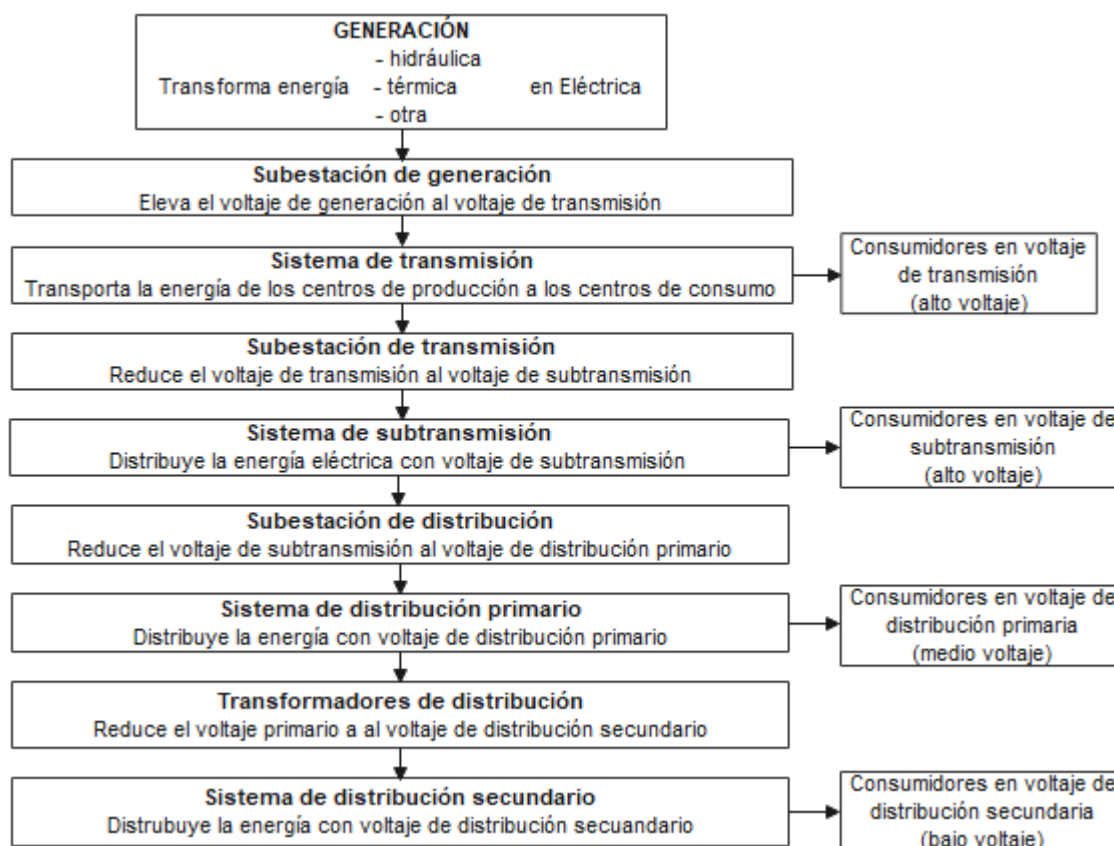


Figura 2.2. Diagrama de bloques del sistema eléctrico, adaptado de [5].

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Conforme a lo tratado anteriormente, el sistema de distribución está compuesto por el sistema de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los sistemas de distribución primaria, las estaciones transformadoras (formadas por los transformadores de distribución) y las redes de distribución secundaria [7] (ver Figura 2.3).

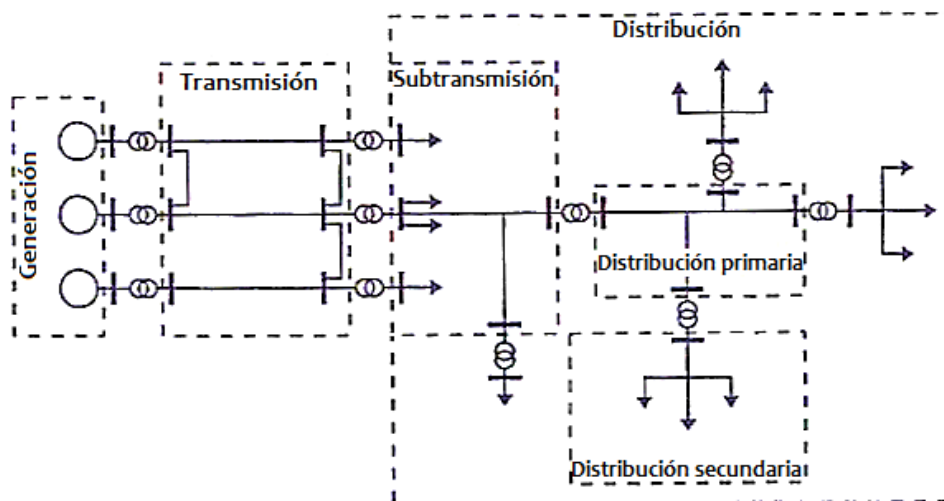


Figura 2.3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia [5]

Los sistemas de distribución pueden tener decenas o cientos de subestaciones conectadas al punto de entrega del sistema de transmisión, para conectar a cientos o miles de alimentadores primarios. Dentro de cada alimentador hay decenas o cientos de transformadores de distribución, con características residenciales, comerciales, industriales, entre las más conocidas. Existen miles o millones de clientes ubicados al final de la red, con características de consumo, que manifiestan sus propias particularidades sobre los alimentadores y subestaciones, resultado de un territorio interconectado, diverso y distribuido a gran escala [7], [8]. La Figura 2.4 muestra la diversidad que existe en los sistemas de distribución.

2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE

La inserción de las redes inteligentes está evolucionando los sistemas de distribución de energía debido a la incorporación de nuevas tecnologías y modernización de las redes convencionales (ver Figura 2.5). Las redes de distribución convencionales se han diseñado tradicionalmente asumiendo que la subestación de transmisión es la única fuente de energía. Sin embargo, el aumento significativo del consumo de energía eléctrica y el rápido desarrollo de tecnologías para su generación con energías renovables, han traído enormes desafíos para la seguridad energética y el medio ambiente [1], [8].

La gran mayoría de la nueva generación que se conecta actualmente a la red es a través del sistema de distribución y es donde se está produciendo la mayor parte del cambio. Este cambio conlleva el desarrollo de redes inteligentes [9].

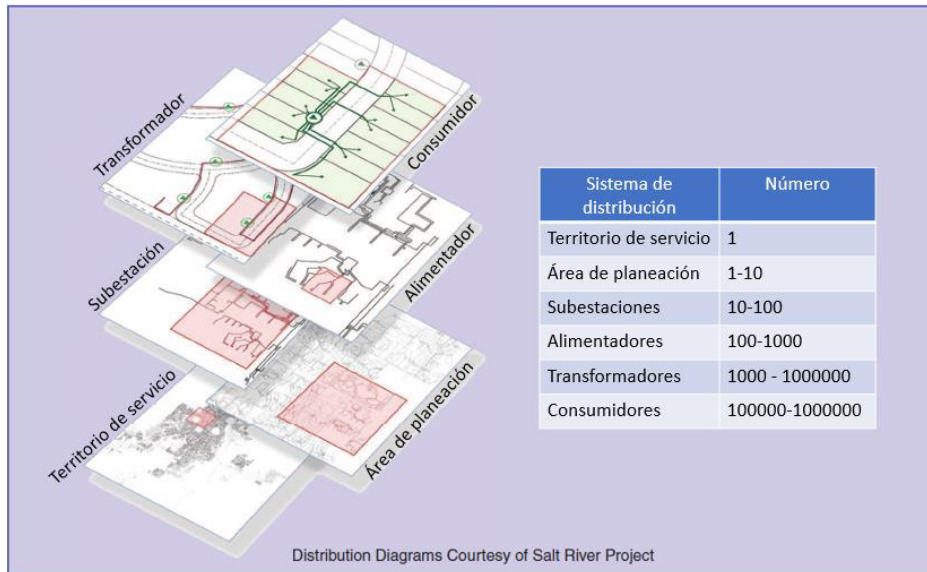


Figura 2.4. Sistema de distribución a gran escala [8]

El equipo tradicional de las redes eléctricas convencionales tiene una capacidad de control limitada. Muchos no se pueden controlar en absoluto o solo se pueden conectar o desconectar con interruptores mecánicos; otros tienen un alcance limitado, como los transformadores con cambiadores de tomas. Incluso con equipos totalmente controlables, como generadores, la dinámica de control es relativamente lenta debido a la naturaleza electromecánica o electromagnética del equipo [10]. Por otro lado, las redes inteligentes se basan en el uso de tecnología avanzada, provocando además un cambio en la relación entre productor, distribuidor y consumidor [8].

Según [10] las redes inteligentes se refieren a redes equipadas con sensores / medidores inteligentes, recopilación y procesamiento de datos en tiempo real, comunicaciones rápidas (por ejemplo, fibra óptica), herramientas de visualización y controladores inteligentes. Lo que conduce a una mejor economía, confiabilidad, calidad de la energía y, eventualmente, una mejor eficiencia energética y desempeño ambiental.

De acuerdo con [4] aunque el consenso claro sobre la constitución de las redes inteligentes puede tardar varios años en hacerse, existen características comunes de las redes inteligentes que impactan en la dirección del análisis del sistema eléctrico:

- Recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés): generación distribuida (GD), almacenamiento de energía, respuesta de demanda.

- Comunicaciones y control: infraestructura de medición automatizada (AMI, por sus siglas en inglés), comunicaciones de alta velocidad a medición y controles, estimación de estado, control volt-var integrado.
- Confiabilidad mejorada: localización de fallas automatizada, restauración automatizada, planificación de ubicación de reguladores.
- Eficiencia energética mejorada: reducción de pérdidas.

Un sistema de distribución convencional tiene una naturaleza pasiva con flujos de potencia unidireccionales ya que generalmente no hay una generación activa en este nivel. Por el contrario, como se ilustra en la Figura 2.5, una red inteligente incluye entradas de GD y otras características ya mencionadas, lo que hace que la red tenga una naturaleza activa debido a los flujos de potencia bidireccionales [11]. Existe una gran cantidad de nuevas tecnologías disponibles para aumentar el monitoreo, la comunicación y el control sobre los activos existentes y emergentes para formar una red de distribución inteligente [12].

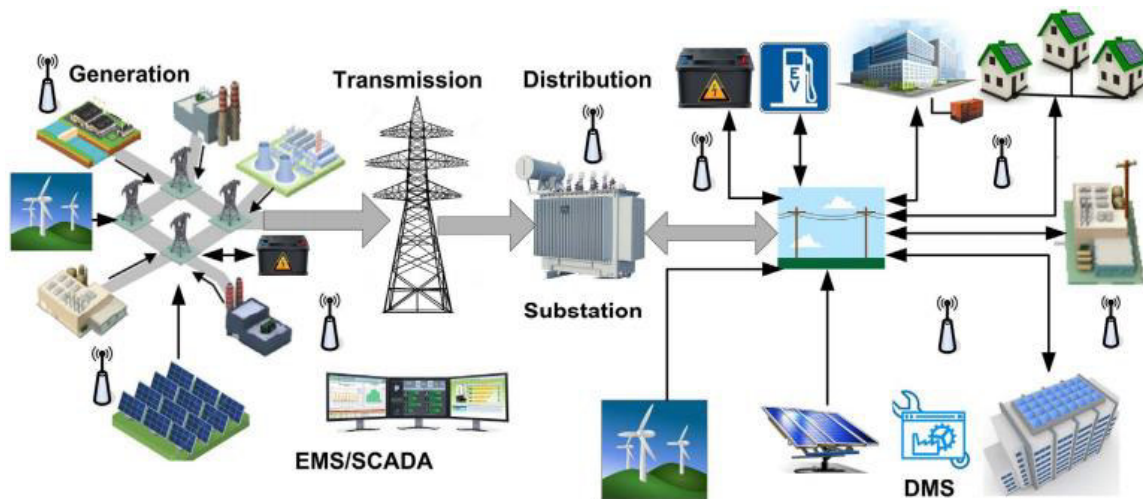


Figura 2.5. Red inteligente y sistema de distribución activo [11]

2.3.1 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y CARGAS ESPECIALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Dentro de las tecnologías derivadas de las redes de distribución inteligentes se encuentran los DER y cargas especiales como los vehículos eléctricos (VE). Los DER pueden relacionarse con varios tipos de recursos. Todo tipo de generación distribuida y de sistema de almacenamiento de energía entran en la categoría de los DER. El uso de estos recursos ha sido impulsado por iniciativas de bajas emisiones de carbono introducidas en todo el mundo [13], el aumento de la demanda en algunos países, la continua disminución de los precios de las tecnologías renovables [10], el aumento de precios de los combustibles fósiles y una mayor conciencia ambiental entre los consumidores [12] debido a los

problemas de contaminación ambiental causados por centrales eléctricas de combustibles fósiles y vehículos a gas [13].

La inserción creciente de DER y VE en los sistemas de distribución a nivel mundial hace que se presenten nuevos desafíos y oportunidades para que los ingenieros eléctricos desarrollen nuevas metodologías, modelos y aplicaciones computacionales, que abarquen sistemas de distribución con DER y cargas especiales como VE [7].

Para la realización de este trabajo se considera el análisis de la red de distribución con la penetración de vehículos eléctricos y diferentes tipos de DER: sistema fotovoltaico (FV), sistema eólico (EO) y almacenamiento de energía (AE). Los cuales son descritos a continuación.

2.3.1.1 Sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos generan electricidad a partir de la luz solar [14]. El uso directo de la energía solar es posible a través de paneles fotovoltaicos que permiten la conversión de la radiación solar en energía eléctrica. Los paneles solares fotovoltaicos (ver Figura 2.6) constan de 60 o 72 celdas pequeñas ($12,5 \text{ cm}^2$ o $15,6 \text{ cm}^2$) llamadas células fotovoltaicas que están hechas de un material capaz de convertir la energía de la luz en electricidad [10].



Figura 2.6. Paneles instalados en la Unidad Educativa Juan Pío Montúfar, en Quito [15]

El crecimiento de la integración de sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución está aumentando continuamente con el crecimiento de las energías renovables [16]. Esto se debe a que existen varios impulsores políticos, sociales y técnicos para la adopción de la energía solar. Además, el costo de los paneles fotovoltaicos está cayendo drásticamente con la tendencia actual de la investigación en todo el mundo [10].

El costo promedio global de la energía solar fotovoltaica se acercó a los 68 dólares por megavatio-hora (USD / MWh) [17]. En varios lugares del mundo se han registrado precios

extremadamente competitivos, alrededor de 20 USD / MWh en los lugares más soleados. Se han reportado ofertas ganadoras incluso por debajo de 20 USD / MWh en Medio Oriente y Portugal [18].

En la Figura 2.7 se muestra la capacidad global acumulada de energía fotovoltaica del 2009 al 2020. Según la International Energy Agency (IEA), la generación de energía fotovoltaica instalada alcanzó los 758.9 gigavatios (GW) a nivel mundial a fines del 2020, expandiéndose un 21% con respecto al 2019. En general, la pandemia del Covid-19 no afectó significativamente el desarrollo del mercado en el 2020. Si bien se produjeron algunos retrasos por las medidas de bloqueo durante el primer trimestre, el tiempo perdido se recuperó en gran medida durante el tercer y cuarto trimestre en la mayoría de los países [18].

El aumento exponencial de la capacidad instalada en todo el mundo muestra un futuro muy prometedor para el crecimiento de los recursos energéticos fotovoltaicos [10]. La participación de la energía solar fotovoltaica en la generación de electricidad mundial es del casi el 3% [17]. Con las tasas de crecimiento esperadas, el IEEE predice que, para el 2050, la energía fotovoltaica suministrará el 20% de la energía mundial [10].

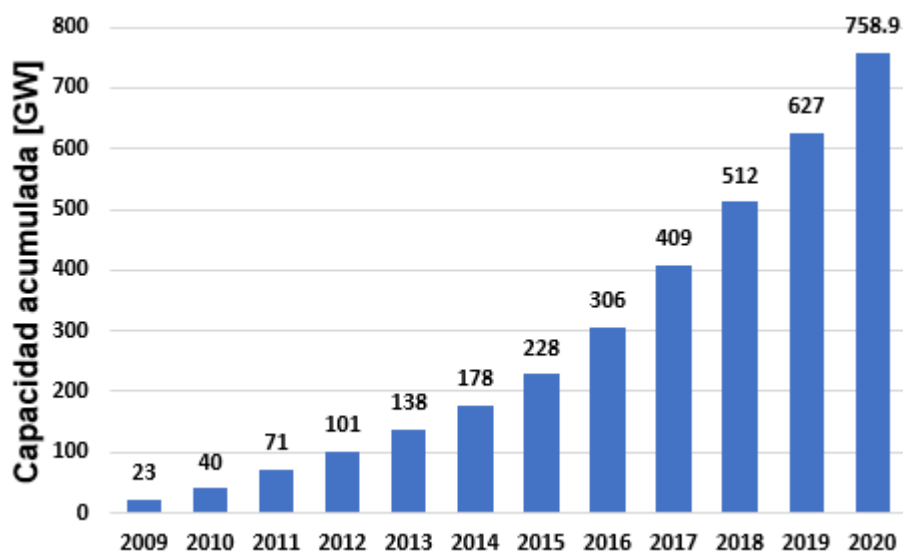


Figura 2.7. Capacidad global acumulada de energía fotovoltaica del 2009 al 2020 [18], [19]

La energía solar fotovoltaica ha recibido un gran interés por parte de los investigadores. Es la fuente renovable más atractiva del mundo debido a su proceso de conversión seguro, facilidad de transporte e instalación, buena visibilidad, larga vida útil con poco mantenimiento y precio asequible que está disminuyendo significativamente [10]. Además, su fuente de energía (el sol) no tiene costo, es abundante e inagotable [20]. Sin embargo,

en la mayoría de los lugares, la naturaleza intermitente de la energía solar ofrece un problema importante [21].

El comportamiento de los paneles fotovoltaicos depende en gran medida de la radiación solar y las condiciones de temperatura [10]. La radiación solar varía de una hora a otra durante el día, de un día a otro durante la temporada y de una temporada a otra durante el año. Lo que hace indispensable el requerimiento de energía de respaldo o almacenamiento de energía, cuyo costo depende del tipo de aplicación y duración de la operación [21].

Además, los paneles fotovoltaicos producen energía de corriente continua (CC) a bajo voltaje no regulado (alrededor de 60 V). Para cumplir con los requisitos de la red de frecuencia y voltaje de corriente alterna (CA) regulados, se necesita un convertidor de CC a CA que convierte la fuente de CC a varios niveles de voltaje de CA a una frecuencia fija [10].

2.3.1.2 Sistema eólico

Los sistemas de energía eólica (ver Figura 2.8) utilizan el viento para generar energía eléctrica. Estos sistemas poseen turbinas, que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual es transformada en energía eléctrica a través de generadores [14].

La energía eólica como recurso para generar electricidad es una de las tecnologías de energía renovable de más rápido crecimiento en todo el mundo [22]. Esto se debe a su rápida caída de precios. Actualmente, el costo de la energía eólica es casi igual al de los combustibles fósiles. El costo de energía eólica con un promedio global de 53 USD/MWh [23], es realmente competitivo en costos con el de la generación de energía a partir de combustibles fósiles (50-170 USD/MWh, dependiendo del combustible y país) [10].



Figura 2.8. Parque Eólico Villonaco [24]

En la Figura 2.9 se muestra la capacidad acumulada global de energía eólica del 2001 al 2020. Según el Global Wind Energy Council (GWEC), la generación de energía eólica instalada alcanzó los 743 GW a nivel mundial a fines del 2020, expandiéndose un 14.3% con respecto al 2019. Lo que hace del 2020 el mejor año de la historia para la industria eólica mundial a pesar de los impactos del Covid-19. La instalación de más de 93 GW de energía eólica en un año desafiante con interrupciones tanto en la cadena de suministro global como en la construcción de proyectos ha demostrado la increíble capacidad de recuperación de la industria eólica [25].

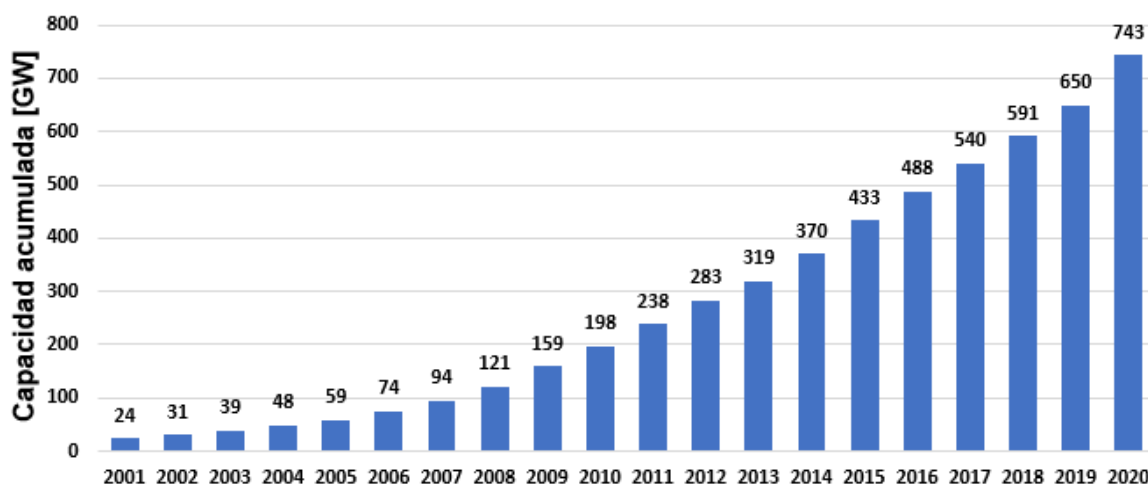


Figura 2.9. Capacidad global acumulada de energía eólica del 2001 al 2020 [25]

La turbina eólica a lo largo de los años se ha vuelto más avanzada, más grande y con mayor producción de energía (ver Figura 2.10). El tamaño máximo de la turbina se duplica aproximadamente cada cinco años [22]. Esta tendencia se debe principalmente a la necesidad de impulsar la producción y reducir el costo de la energía por MWh producido [10].

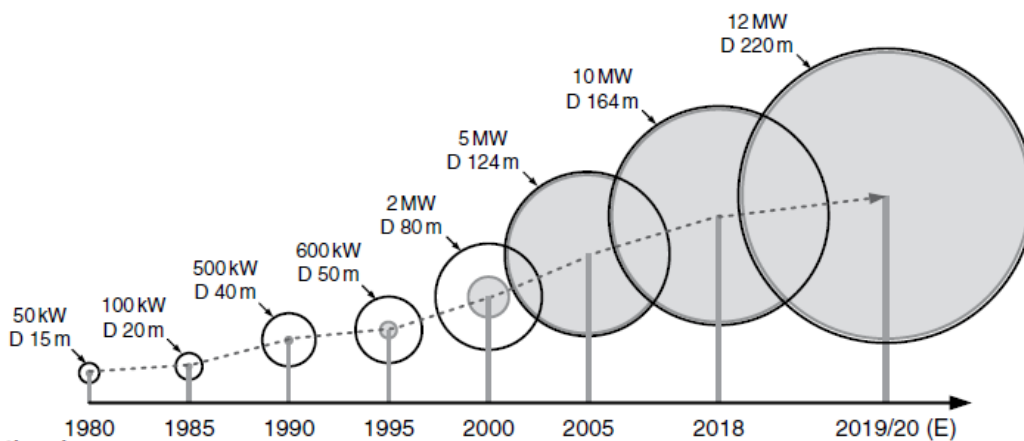


Figura 2.10. Desarrollo de turbinas eólicas entre 1980 y 2022 (E, Estimado) [10]

El uso de la energía eólica posee numerosas ventajas por ser una fuente de energía limpia, abundante, renovable y ampliamente distribuida [14]. Al igual que los sistemas fotovoltaicos, los sistemas eólicos no generan emisiones y no requieren costos de combustible [20].

Se caracterizan por su facilidad de montaje, que puede durar en torno a 6 meses y por la completa recuperación del terreno tras el desmantelamiento [26]. Sin embargo, debido a que la energía producida es directamente afectada y varía con la velocidad del viento [22], las turbinas eólicas tienen una producción impredecible e intermitente. Por lo tanto, se necesita energía de respaldo o almacenamiento de energía para proporcionar una salida estable independientemente del hecho de que el viento no esté disponible todo el tiempo. [10], [20].

Por otro lado, la velocidad variable de la turbina puede generar energía eléctrica de voltaje y frecuencia variables. Para cumplir con el requisito de la red de frecuencia fija de 50 o 60Hz a ciertos niveles de voltaje estándar, se requiere equipos de control y/o conversión eléctrica adicional, en este caso para convertir la frecuencia y voltaje variables a frecuencia y voltaje fijos [10].

2.3.1.3 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía va junto con el desarrollo y la implementación de energías renovables [26]. Como se mencionó anteriormente, los sistemas de energía renovable, como la eólica y la fotovoltaica, requieren almacenamiento de energía debido a que son fuentes de energía variables e inciertas [10], [27].

La inserción de grandes cantidades de esta energía impredecible a la red de distribución puede causar varios problemas. Esto puede incluir fluctuaciones en el voltaje y la frecuencia, problemas operativos, de confiabilidad, eficiencia, sustentabilidad, estabilidad y violaciones de las limitaciones de la capacidad de transferencia de energía de las líneas eléctricas existentes, entre otros, especialmente si están conectadas a sistemas de energía débiles [10], [20], [27]. Por lo tanto, para que el funcionamiento de la red de distribución sea estable, se requiere hacer coincidir los perfiles de consumo y generación en todo momento.

En un escenario tan complejo, las tecnologías de almacenamiento de energía han surgido como una solución tecnológica esencial para ayudar a acomodar un alto nivel de penetración de energía renovable intermitente y poder aprovechar todos los beneficios de la red inteligente [10], [20].

Existen muchas ventajas potenciales para el almacenamiento de energía en el sistema de distribución. A continuación, se menciona algunas de ellas [10]:

- Compensar la generación renovable variable.
- Extender la producción de energía de la energía solar fotovoltaica para satisfacer la demanda máxima de la tarde. En muchos sistemas de distribución, la carga máxima se produce después de la puesta del sol.
- Ampliar la capacidad de una subestación de distribución.
- Mejorar la calidad de la energía de la red eléctrica.
- Aumentar la eficiencia energética y reducir el costo de la electricidad para un comprador de energía dado, almacenando energía fuera de horas pico cuando la energía es más barata y descargándola para suministrar energía durante los periodos de demanda máxima cuando el precio es alto. Esto también tiene el objetivo de reducir la demanda en horas pico.
- Mejorar la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica. Los sistemas de almacenamiento sofisticados están diseñados para estabilizar la frecuencia después de contingencias como grandes perturbaciones de generación / carga y para regular el voltaje en una barra determinada mediante el intercambio de potencia reactiva.



Figura 2.11. Sistema de almacenamiento en Caravaca de la Cruz, España [28]

Sin embargo, el almacenamiento de energía en su proceso de carga-descarga presenta pérdidas, lo que puede desempeñar un papel importante en la economía. También hay pérdidas por inactividad durante los períodos en los que un dispositivo de almacenamiento no se descarga ni se carga. Estas pérdidas incluyen cosas como mantener las baterías frías o calientes dependiendo de la temperatura ambiente y pueden ser significativas [27].

Además, para aprovechar al máximo las ventajas del almacenamiento de energía en el contexto de las redes inteligentes, es fundamental contar con el apoyo de un sistema de acondicionamiento de energía electrónico de alta eficiencia y respuesta muy rápida para interconectar el dispositivo de almacenamiento con la red eléctrica [10].

2.3.1.4 Vehículos eléctricos

El sector del transporte es una de las principales fuentes de contaminación mundial. La contaminación de este sector corresponde al 25% de las emisiones de CO₂. Una de las medidas para disminuirlo es la sustitución del vehículo con motor de combustión interna por vehículos eléctricos [29] (ver Figura 2.12).

Las principales motivaciones para invertir en tecnología de vehículos eléctricos son el aumento constante del precio del barril del petróleo y la contaminación en ciudades, que ha provocado grandes daños al medio ambiente y a la salud de las personas, como el cambio climático, el calentamiento global y las enfermedades respiratorias [6], [30].



Figura 2.12. Puntos de recarga de vehículos eléctricos en Blackhall, Inglaterra [31]

Los vehículos eléctricos pueden ser de baja o nula emisión de CO₂. Los de baja emisión son los híbridos los cuales combinan el motor eléctrico con el de combustión interna y los de emisión nula que son los totalmente recargables [30].

Los vehículos eléctricos para su recarga utilizan la energía de la red eléctrica o de sistemas de generación independientes como sistemas eólicos o solares que a su vez pueden estar o no interconectado a la red eléctrica [30] (ver Figura 2.13).

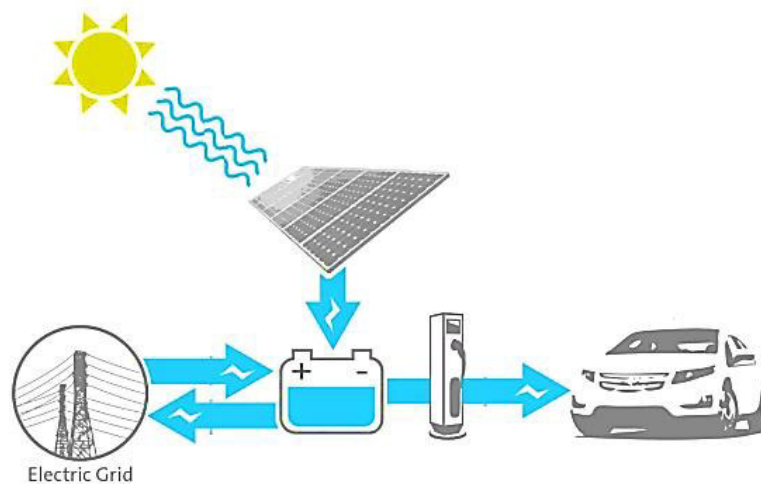


Figura 2.13. Punto de carga de vehículo eléctrico con sistema solar y de almacenamiento integrados [32]

La tecnología de vehículos eléctricos ha ido avanzando exponencial y significativamente año tras año por lo que el declive del motor de combustión puede estar presente en las próximas décadas o incluso años [6].

En la Figura 2.14 se muestra la cantidad de vehículos eléctricos a nivel mundial del 2010 al 2020. Según el Global EV Outlook, se vendieron más de 3.2 millones de VE en el 2020, expandiéndose un 40% con respecto al 2019; esto a pesar de que las ventas de automóviles a nivel mundial disminuyeron un 6% debido a la pandemia [33].

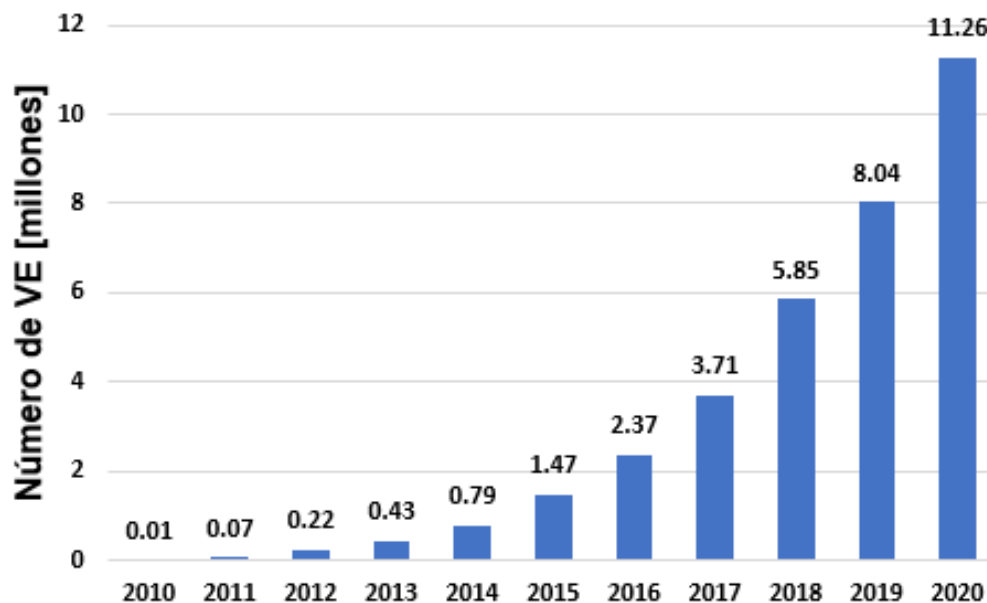


Figura 2.14. Número de vehículos eléctricos a nivel mundial del 2010 al 2020 [33]

La adopción potencial de vehículos eléctricos además de reducir los gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles [34], puede ser una solución

desde el punto de vista de equilibrio en una red con generación distribuida [22], aliviando así la intermitencia en la producción de energía renovable. También, puede ser útil para el soporte de la red, como la regulación de la frecuencia, la prestación de servicios auxiliares y la reducción de la carga máxima [35].

Dado que el sistema de almacenamiento de los vehículos eléctricos también puede ser utilizado como fuente de energía, es capaz de abastecer a la red en momento de alta demanda y cargarse en momento de poca demanda. Inclusive si son instalados puntos de recarga en las casas, el vehículo eléctrico puede abastecer la casa en horas pico con el fin de disminuir las facturas de energía [29]. Sin embargo, la penetración de VE representa una nueva carga en el sistema de distribución y su adopción masiva puede estresar significativamente a la red [34], [35].

Además, la demanda de los vehículos eléctricos es difícil de modelar dado que depende del comportamiento de los usuarios [34]. Por lo que, para su adopción a la red es fundamental comprender el comportamiento de carga de los usuarios de VE para poder determinar su demanda y evitar la sobrecarga de la red. Es importante tener un programa de carga óptimo para evitar que los coches se superpongan a la hora pico [35].

Por lo expuesto, se puede decir que si los VE se integran de manera eficiente, podrían utilizarse como un recurso crucial en el contexto de las redes inteligentes [34].

2.4 VALOR DE LAS SIMULACIONES EN TIEMPO SECUENCIAL

Los estudios de planificación y el análisis de los sistemas de distribución convencionales generalmente se han centrado en instantes estáticos de carga como demanda máxima, media y mínima. Este enfoque se ha utilizado durante décadas para mantener los sistemas de distribución de energía convencionales a lo largo del tiempo [1]. Sin embargo, la modernización de la red que conlleva la incorporación de GD y de varias tecnologías que son parte de las redes inteligentes hace indispensable la solución de flujos de potencia en tiempo secuencial para tener en cuenta el impacto dependiente del tiempo de estas tecnologías ya que pueden provocar cambios significativos en la forma de carga diaria [2].

Los perfiles de generación de las tecnologías de GD renovables, como la eólica y fotovoltaica, presentan generalmente muchos picos y valles a lo largo del día debido a las variables condiciones climáticas. Además de los cambios diarios, estos perfiles de generación también varían estacionalmente en el transcurso del año [2].

En el caso de incorporar vehículos eléctricos a la red, los perfiles de carga pueden llegar a variar significativamente debido a que dependen de los hábitos de consumo de cada usuario [1], [2].

Al realizar simulaciones diarias, anuales y otras basadas en el tiempo, es posible caracterizar el impacto de los equipos del sistema de energía que varían en el tiempo, como la GD, el AE, los VE, reguladores de voltaje y capacitores shunt, entre otros dispositivos de control dentro del sistema de distribución inteligente [1].

Los programas de análisis de sistemas de distribución tradicionales no son los adecuados para analizar el sistema de distribución cambiante debido a que son diseñados para estudiar condiciones de carga específica, por ende, solo se pueden analizar beneficios específicos de la ubicación de los DER, además al ignorar el tiempo asume que las fuentes de energía renovable siempre están o no disponibles, esto da como resultado la respuesta incorrecta de muchos análisis de GD, eficiencia energética y redes inteligentes [36].

No se puede analizar el sistema de manera correcta sin tener en cuenta la variación en el tiempo de la carga y generación de las nuevas tecnologías. Tener la capacidad de realizar simulaciones cronológicas permite resolver problemas de regulación de voltaje derivados de la generación y el almacenamiento renovables, modelar controles de inversor avanzado, modificar esquemas de regulación de voltaje para proporcionar espacio para GD, entre otros [8], [2].

Las simulaciones en tiempo secuencial son necesarias para respaldar la correcta operación de las redes inteligentes, identificar los beneficios y costos dependientes del tiempo de los DER y evitar problemas severos de confiabilidad, eficiencia y calidad de la energía [1].

3 ESTADO DEL ARTE

Para el análisis de la literatura científica asociada a la modelación, simulación y análisis de redes de distribución inteligentes con recursos energéticos distribuidos, se realizó una búsqueda bibliográfica de artículos y tesis relacionados con la temática, considerando los siguientes aspectos en cada publicación:

- Objetivo del trabajo;
- Metodología desarrollada;
- Periodo de simulación;
- Software utilizado;
- Aplicación de la metodología.

A continuación, se describen las publicaciones de la investigación bibliográfica realizada:

En [6] se realiza un estudio sobre el impacto por la inserción de vehículos eléctricos en una red inteligente y se compara el comportamiento de la red para tres situaciones de recarga diferentes, estos son: recargar los VE al llegar el dueño a la casa, sin incentivo de tarifa en la planilla eléctrica; si los VE se recargan con el incentivo de tarifa en la planilla eléctrica; y si los VE sirven como fuente de energía a la red durante las horas pico y se recargan después de la medianoche, con incentivo de tarifa en la planilla eléctrica. Las simulaciones son realizadas con el software OpenDSS en periodos de 24 horas. La metodología es aplicada en la red de la Subestación Batel en Curitiba, Brasil.

En [7] se presenta una metodología para proponer acciones de planificación operativa en un horizonte de corto plazo en sistemas de distribución, considerando la incorporación de VE y DER como sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento. Por medio de algoritmos de optimización se asigna reguladores de voltaje, banco de capacitores y DER con el fin de mantener el voltaje en cada barra y carga en cada línea en rangos adecuados. Se considera curvas de carga y perfiles de generación obtenidas de mediciones reales realizadas por empresas distribuidoras. El periodo de análisis es de una semana. Se utiliza el software OpenDSS junto con Matlab para ejecutar el algoritmo desarrollado. La metodología es aplicada en la red de 13 barras de la IEEE y en una red de tamaño real denominada CKT5.

En [1] se discute la necesidad de herramientas de análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica que respalden el diseño cambiante de las redes debido a la incorporación de tecnologías emergentes como dispositivos electrónicos inteligentes, inversores

inteligentes y recursos energéticos distribuidos. Además, se propone un marco flexible respaldado por un conjunto de herramientas de código abierto desarrolladas por EPRI para apoyar el desarrollo de análisis de sistemas de distribución.

En [9] se analiza varios problemas del sistema que pueden surgir cuando los DER penetran en los sistemas de distribución, como problemas operativos para la regulación de voltaje, problemas en la coordinación de protecciones, detección de fallas, vulnerabilidad de la red, etc. Con el fin de que el planificador o diseñador del sistema de distribución considere estos problemas y realice estudios detallados apropiados para eliminar de manera efectiva los impactos que la penetración de los DER puede generar en los sistemas de distribución.

En [4] se describen las características del programa de código abierto OpenDSS. Además, se explica la arquitectura del software, algoritmos de solución de flujo de potencia y ejemplos de proyectos realizados con el software con el fin de motivar al lector a utilizar el programa y contribuir con su desarrollo.

En [16] se hace un estudio acerca del impacto de la penetración de sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución en términos de rendimiento de voltaje y pérdidas del sistema mediante un estudio comparativo con y sin generación fotovoltaica y se discuten varios escenarios con diferentes niveles de penetración. Además, se proponen métodos para mejorar la calidad de la energía en la red. El periodo de análisis es de 24 horas. El sistema de distribución está modelado en OpenDSS y los resultados son obtenidos a través de Matlab. La metodología es aplicada en la red de 13 barras de la IEEE.

En [26] se analiza diferentes alternativas de sistemas de almacenamiento para la red de distribución en medio voltaje con el fin de encontrar la alternativa más eficiente y rentable para su implementación. Además, se crea un sistema de control para mejorar los niveles de voltajes del sistema de distribución. Se calcula flujos de potencia para un instante de tiempo y para un periodo de 24 horas. El algoritmo de control se realizó mediante la interfaz COM de OpenDSS utilizado Matlab. La red de distribución utilizada para el estudio es una red con generación distribuida similar a una red española.

En [27] se propone el almacenamiento de energía como solución a muchos problemas en la red de energía eléctrica, relacionados con la generación renovable, como la generación eólica y solar. Además, se demuestra la necesidad de simulaciones en tiempo secuencial para tener un análisis preciso del almacenamiento. Para esto se realizan varios tipos de simulaciones en sistemas de distribución para diferentes periodos e intervalos de tiempo. Estos dependen del tipo de análisis que se realiza, por ejemplo: el impacto en la capacidad y la regulación de voltaje generalmente se puede evaluar en simulaciones con intervalos

de 15 minutos a 1 hora; las evaluaciones de suavizado de variaciones de generación renovable pueden requerir simulaciones con intervalos de 1 minuto o menos; las evaluaciones como el control de frecuencia y el rendimiento durante perturbaciones transitorias requerirán un análisis dinámico en intervalos que van desde segundos hasta microsegundos. Las simulaciones son realizadas en el software OpenDSS.

En [29] se presenta un estudio para alimentar una residencia mediante vehículos eléctricos con modo V2H (vehículo a casa) considerando las tarifas brasileñas y patrones de movilidad, con el fin de que estos puedan ayudar a reducir la dependencia de la red y sus costos mensuales. El estudio se hace con diferentes escenarios de comportamiento de los usuarios para cargar los vehículos en diferentes horas. Para el análisis se considera una curva típica de demanda residencial brasilera. El vehículo se simula en OpenDSS como un almacenador de energía.

En [30] se analiza el impacto de componentes armónicos, derivados de la penetración de vehículos eléctricos enchufables, en un sistema de distribución real. Mediante simulaciones de diferentes escenarios, es posible verificar si características eléctricas básicas de la red, como corriente, voltaje y la distorsión armónica total cumplen con los requisitos legales de distribución de energía, con base a los límites establecidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil y la norma IEEE 519-1992. Los datos de armónicos de la red y la conexión del vehículo eléctrico enchufable se obtuvieron mediante medición de campo. El modelado de la red eléctrica es desarrollado en el software OpenDSS y los resultados de las simulaciones se obtienen a través de Matlab. El sistema analizado en este artículo corresponde a una parte red de distribución secundaria en la ciudad de Búzios, en el estado de Rio de Janeiro.

En [34] se enfatiza la importancia de comprender el comportamiento de carga de los usuarios de vehículos eléctricos para cuantificar verdaderamente el beneficio o el impacto de los VE en la red de distribución y sus posibles interacciones en el contexto de redes inteligentes. Además, proporciona un conjunto de resultados de un análisis estadístico exhaustivo de más de 200 Nissan LEAF utilizados por clientes residenciales del Reino Unido, que han sido monitoreados durante un año en el proyecto "My Electric Avenue". Presenta la metodología para crear perfiles estocásticos, realistas y detallados para modelar adecuadamente la demanda de vehículos eléctricos y analiza las implicaciones que la adopción de vehículos eléctricos puede tener en la demanda agregada en las redes del Reino Unido. El análisis contempla tanto días laborales como fines de semana.

En [35] se analiza el efecto de cargar y descargar vehículos eléctricos desde las siguientes perspectivas: una reducción en la carga máxima; variación de niveles de voltaje; e intermitencia en el voltaje y la generación de energía total. Para este propósito, este documento: propone una estrategia de cargar los vehículos eléctricos por la noche y descargarlos a la red en las horas pico de demanda, define un factor de carga que cuantifica el porcentaje de energía que se necesita para reducir la demanda pico y también se hace cambios en la generación total de energía de un intervalo a otro. Además, se modela un sistema de distribución que alberga estaciones de carga para vehículos eléctricos y sistemas fotovoltaicos. El flujo de potencia se realiza para el periodo de un día en intervalos de 15 minutos utilizando el software OpenDSS. La metodología se implementa en el sistema de 37 barras de la IEEE.

En [2] se analiza como máxima prioridad, la inclusión en el problema de planificación, el requisito de solución de flujo de energía en tiempo secuencial de los controles y las cargas para tener en cuenta adecuadamente el impacto dependiente del tiempo de la generación renovable, diversas tecnologías de redes inteligentes y cualquier otra tecnología que resulte en cambios significativos en la forma de carga diaria. Este artículo ilustra el valor de las simulaciones de tiempo secuencial a través de algunos ejemplos como: la generación variante en el tiempo en el sistema fotovoltaico, la simulación de tiempo secuencial utilizada para estudios de pérdidas y sistemas de almacenamiento.

En [37] se presenta un análisis de la regulación de voltaje para cuatro tecnologías de turbinas eólicas mediante los distintos métodos de control de potencia reactiva que tiene cada tecnología (control de factor de potencia constante, control de factor de potencia activo y control de voltaje activo). Se considera un periodo de análisis de 24 horas. La simulación y la modelación de la red de distribución y de la turbina eólica se realizan en el software OpenDSS. El sistema de prueba utilizado es una red de distribución radial con una turbina eólica conectada al final del alimentador.

En [38] se simula flujos de potencia para analizar el impacto por la incorporación de recursos energéticos distribuidos en redes de distribución. El cálculo del flujo de potencia se lo realiza para un instante en el tiempo y para un intervalo de 24 horas utilizando diferentes modelos y tamaños de generación distribuida con distintos escenarios de generación y consumo. Los modelos de GD utilizados y los flujos de potencia se los obtienen mediante el software OpenDSS que interactúa con Python para analizar distintos escenarios de generación fotovoltaica y eólica. El estudio se realiza en la red IEEE de 13 barras y en un alimentador real de Estado Unidos.

En [39] se desarrolla un algoritmo de localización óptima de un generador distribuido que inyecta únicamente potencia activa. El algoritmo se basa en el método de Monte Carlo y permite obtener valores óptimos de potencia y ubicación del generador. El periodo considerado para el estudio es de un año. Se utiliza el software OpenDSS junto con Matlab para ejecutar el algoritmo desarrollado. La metodología es implementada en un alimentador radial formado por tramos de línea uniformemente espaciado.

En [40] se presenta diferentes escenarios en una red para incorporar datos de medidores inteligentes en modelos de carga para estudios de flujo de potencia e investiga el impacto de sistemas fotovoltaicos en la estabilidad del voltaje. Los datos de carga y generación utilizados son datos reales de instalaciones residenciales y el periodo de análisis considerado es de 24 horas. Las simulaciones de flujo de potencia son realizadas en OpenDSS y los resultados se visualizan en Matlab. El estudio se implementa en la red de 13 barras de la IEEE.

En [41] se presenta un análisis de la regulación de voltaje en un alimentador real con GD. El alimentador original ya cuenta con un sistema eólico conectado y el estudio evalúa cómo se ve afectado el voltaje del alimentador cuando se incluye un nuevo sistema eólico y un sistema fotovoltaico en la red, para diferentes niveles de penetración. Las simulaciones se hacen para un instante en el tiempo y para un periodo de 24 horas. El sistema de distribución, las turbinas eólicas y el sistema fotovoltaico se modelaron utilizando OpenDSS. Los datos del alimentador son proporcionados por una empresa de servicios públicos de Estados Unidos.

En [3] se muestra el rendimiento de las funciones de control volt-watt y volt-var, presente en inversores fotovoltaicos inteligentes con el objetivo de analizar y mitigar los efectos causados por el alto nivel de penetración fotovoltaica en sistemas de distribución. Se considera un período de simulación de 24 horas con pasos de un segundo de tiempo. Las simulaciones son realizadas con OpenDSS y controladas a través de Matlab. Se escoge un sistema de prueba de dos barras con dos escenarios, bajo voltaje y medio voltaje, con alto nivel de penetración fotovoltaica.

En [42] se analiza el impacto que produce la adopción de paneles solares de manera masiva en las redes residenciales. Este análisis considera los efectos que tienen los niveles de penetración en variables tales como voltaje y corriente de la red. Se hace el uso del modelo CREST para obtener las curvas de demanda a utilizar. El periodo de análisis es de 24 horas. Se utiliza el software OpenDSS para correr flujos de potencia y el software Python para automatizar las operaciones utilizadas con OpenDSS. El estudio se realiza en redes

con aproximaciones realistas considerando parámetros similares de las redes de la Región Metropolitana en Chile.

En [43] se modela un sistema de distribución para analizar el comportamiento con sistemas fotovoltaicos y fuentes de armónicos. El flujo de potencia es realizado en un periodo de 24 horas. El sistema es modelado en el software OpenDSS y en el software ETAP, para contrastar los resultados obtenidos con los descritos por IEEE. El sistema eléctrico de elegido para modelar es el de 34 barras de la IEEE.

En [44] se desarrolla un tutorial para usar el software OpenDSS, implementando diferentes casos de estudio en una red: inserción de bancos de capacitores, inserción de baterías, elevación de carga, integración de generación distribuida, estudio y análisis de cortocircuitos. Se simula flujos de potencia para un instante de tiempo con el software OpenDSS. Además, se utiliza Matlab para mostrar los resultados de la simulación. El sistema de prueba es una red de distribución de medio voltaje.

En [45] se modela e incorpora sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, en la red de prueba de 37 barras de la IEEE. Además, se modela una microgrid doméstica real basada en hidrógeno y energías renovables. El periodo de análisis es de 24 horas. Se utiliza Matlab y OpenDSS para simular las redes.

En [46] se desarrolla un manual del software OpenDSS para la realización de simulaciones de sistemas de distribución en estado estable. Se plantean y se analizan 5 ejercicios que corresponden a la obtención de los parámetros de línea, circuitos ramales y banco de capacitores, generadores y reguladores de voltaje, fallas de cortocircuito y un ejemplo de uso de protecciones.

En [47] se realiza el modelamiento y simulación de redes de distribución monofásicas y trifásicas de bajo voltaje, para analizar la operación del sistema, estimar las pérdidas técnicas y evaluar el impacto por la incorporación de las cocinas de inducción de clientes residenciales en los transformadores de distribución. Se simulan flujos de potencia adicionando el perfil de carga de la cocina de inducción de los clientes residenciales de las redes secundarias. El cálculo de flujo de potencia se lo realiza un periodo de 24 horas. Se utiliza el programa Excel para la transferencia de información del GIS al OpenDSS. La modelación y simulación incluye las redes de bajo voltaje de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, Ecuador.

En [48] se realiza un estudio en estado estable sobre el impacto de la integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución bajo distintos niveles de penetración,

mediante la comparación de los perfiles de voltaje. Se analiza el impacto sobre la energía entregada por la red y las pérdidas mediante flujos de potencia en intervalos definidos de tiempo para los diferentes casos de estudio. Se realizan simulaciones de flujos de potencia continuos en el tiempo, realizados para periodos de 1 año (8760 horas) en el software OpenDSS. La metodología se la aplica en la red de 123 barras de la IEEE.

En [49] se modela y ubica de manera óptima sistemas eólicos, fotovoltaicos y bancos de capacitores en una red de distribución. Posteriormente se analiza escenarios semanales (semanas de invierno y verano), estimando la producción de la generación distribuida a partir de sus curvas características y los datos meteorológicos. Se utiliza el software OpenDSS para la simulación flujos de potencia en un periodo de 24 horas y también para simular fallas. La metodología es aplicada a una red de medio voltaje.

En [50] se analiza los efectos de la generación fotovoltaica residencial en la red de distribución, en relación con los problemas de voltaje y corriente que se crean en la red. Además, se incluye sistemas de almacenamiento para minimizar los impactos técnicos de la GD y aportar al autoconsumo. Los programas utilizados son: OpenDSS para la simulación e implementación del sistema de distribución; Matlab como controlador de OpenDSS para un mejor manejo de los datos de entrada y salida; y Excel para utilizar el modelo de demanda CREST. Para el estudio se simula una red de distribución europea desarrollada por Electricity North West Limited y The University of Manchester.

En [51] se investiga la influencia de una combinación de funciones de inversor inteligente de sistemas fotovoltaicos en un alimentador de distribución real. El análisis considera la conexión de tres sistemas fotovoltaicos y tres funciones de inversor inteligente a combinar: volt-var, volt-watt y factor de potencia fijo. Los beneficios e impactos de cada combinación de funciones de inversor inteligente se miden considerando diferentes condiciones de operación. Para este fin, se consideran tres niveles de penetración, dos niveles de carga y dos perfiles de irradiancia solar. Se utiliza OpenDSS para el estudio en el alimentador de distribución real.

En [52] se presenta el impacto eléctrico de conectar un sistema fotovoltaico sin almacenamiento a una red de distribución utilizando un vector de irradiancia fluctuante como entrada para el sistema fotovoltaico. La capacidad de la fuente primaria se reduce a un valor en el que el sistema requiere agregar módulos fotovoltaicos para proporcionar una fuente confiable de electricidad. Los módulos fotovoltaicos se colocan tanto en el nodo fuente como en los nodos afectados por caídas de voltaje. Posteriormente, la fuente fotovoltaica se incrementa progresivamente para evaluar las variaciones de voltaje al

combinar fuentes fotovoltaicas y convencionales. Los flujos de potencia se llevan a cabo mediante el software OpenDSS. Además, se establece un vínculo con Matlab para mostrar resultados y que el usuario pueda modificar parámetros de irradiancia y temperatura en tiempo real. El periodo analizado es de 24 horas. Esta metodología es aplicada a la red de 13 barras de la IEEE.

En [53] se describen tres funciones avanzadas del inversor de sistemas fotovoltaicos para minimizar los efectos de la naturaleza variable del FV: control de volt-watt, control de volt-var y control dinámico de corriente reactiva. Se describe cada modo de control del inversor y se da ejemplos del impacto en un alimentador de distribución. El periodo de análisis es de 10 minutos con intervalos de 1 segundo. Las simulaciones se realizan en el software OpenDSS.

En [54] se muestra herramientas para evaluar el impacto en la capacidad, confiabilidad y calidad de la energía de los sistemas de almacenamiento, describiendo tres tipos de simulaciones de almacenamiento en sistemas de distribución para tres marcos de tiempo diferentes: evaluaciones de capacidad en intervalos de 15 minutos; suavizado renovable en intervalos de 1 minuto; y análisis de dinámica electromecánica en intervalos que van desde segundos hasta microsegundos. Las ilustraciones provienen de investigaciones. Las simulaciones se realizan en el software OpenDSS.

En la Tabla 3.1 se presenta las publicaciones que tienen una contribución directa al desarrollo de este trabajo.

Tabla 3.1. Publicaciones base para el desarrollo de este trabajo

Año	Autor	Título	Objetivo principal	Particularidad	Contribución a este trabajo
2011	Roger Dugan, Thomas McDermott	An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research	Describir las características y funciones del OpenDSS	Ejemplos de aplicación	Bucle de solución de flujo de potencia del OpenDSS.
2012	Pisitpol Chirapongsananurak, Surya Santoso, Roger Dugan, Jeff Smith.	Voltage Regulation in Distribution Circuits with Wind Power.	Analizar la regulación de voltaje para cuatro tecnologías de turbinas eólicas.	Control de potencia reactiva de las turbinas para regular el voltaje.	Red de 12 barras para el estudio y modelación de la turbina de velocidad fija.
2014	Wes Sunderman, Roger Dugan, Jeff Smith.	Open Source Modeling of Advanced Inverter Functions for Solar Photovoltaic Installations	Describir funciones avanzadas del inversor del FV para minimizar los efectos de la naturaleza variable de la PV	Análisis de potencia activa y reactiva del PV en segundos	Modelado del inversor inteligente.
2015	Paulo Radatz.	Modelos avanzados de análisis de redes eléctricas inteligentes utilizando o software OpenDSS	Analizar el impacto por la presencia de DER en una red de distribución	Considera diferentes escenarios climáticos de generación FV y EO	Modelación de elementos eléctricos.
2016	Paulo Radatz, Nelson Kagan, Celso Rocha, Jeff Smith, Roger Dugan	Assessing Maximum DG Penetration levels in a Real Distribution Feeder by using OpenDSS	Analizar la regulación de voltaje en un alimentador con GD	FV con función de inversor inteligente volt-var	Formulación de la potencia de salida del FV.
2016	Roger Dugan, Jason Taylor, Davis Montenegro.	Energy Storage Modeling for Distribution Planning	Proponer AE como solución a problemas relacionados con la inserción de GD	Análisis para diferentes intervalos de tiempo	Interpretación de resultados sobre la reserva de energía.
2016	Jairo Quirós, Luis Ochoa, Becky Lees.	A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK.	Proporcionar y manejar resultados de un análisis estadístico de VE en Reino Unido	Perfiles estocásticos realistas para modelar la demanda de vehículos eléctricos	Curvas de demanda de VE.
2017	Germán Casillas.	Alocação de equipamentos de controle de tensão em redes de distribuição considerando recursos energéticos distribuídos	Proponer acciones de planificación operativa en un horizonte de corto plazo	Uso de algoritmos de optimización	Curvas de demanda residencial, comercial, industrial. Curvas de irradiancia y temperatura para el PV. Metodología para obtener la demanda máxima diversificada de VE.
2018	T. Wanzeler, J. Vieira, P. Radatz, V. Souza, D. Pinheiro	Assessing the Performance of Smart Inverter Volt- Watt and Volt-Var Functions in Distribution Systems with High PV Penetration	Mostrar el rendimiento de las funciones de control volt-watt y volt-var, presente en inversores fotovoltaicos inteligentes	Análisis en bajo y medio voltaje	Curva de control volt-var del inversor fotovoltaico.
2019	Davis Montenegro, Mobolaji Bello, Roger Dugan, Jason Taylor, Jeff Smith	Evolving the Next Generation of Distribution Analysis Tools	Discutir las características de futuras de herramientas análisis de sistemas de distribución	Aspectos técnicos y tecnológicos de herramientas de análisis del sistema de distribución	Importancia de simulaciones cuasi estáticas.

4 SOFTWARE DE SIMULACIÓN OPENDSS

4.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE OPENDSS

El OpenDSS es un software para la simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica. Fue desarrollado originalmente por Electrotek Concepts, Inc. Por Roger Dugan y Thomas McDemontt. en 1997 bajo el nombre de DSS (Distribution System Simulator). En 2004, el DSS fue adquirido por EPRI y, en 2008, EPRI presentó bajo licencia de código abierto el llamado software OpenDSS, con el fin de contribuir al desarrollo del área de redes inteligentes [55].

El factor motivador para el desarrollo del OpenDSS fue el análisis de redes con generación distribuida, por lo que cuenta con varias características para respaldar este tipo de estudios. Otras características apoyan el análisis de eficiencia energética del suministro de energía, las aplicaciones de redes inteligentes y el análisis de armónicos. Además, el OpenDSS está diseñado para que se pueda ampliar y modificar fácilmente con el fin de satisfacer futuros y/o específicos requerimientos de los usuarios [55], [56].

Es implementado en dos versiones: la primera es una versión autónoma con una interfaz de usuario que permite la descripción de circuitos, la solución y la visualización de resultados; la segunda corresponde a un servidor COM (Component Object Model) que permite controlar al OpenDSS desde una variedad de softwares externos existentes [4], [55].

El programa admite la mayoría de los análisis rms de estado estable (es decir, dominio de frecuencia) que se realizan comúnmente para análisis y planificación los sistemas de distribución [56]. Además de los análisis comunes, el OpenDSS admite muchos tipos nuevos de análisis que son necesarios para atender las necesidades futuras relacionadas a las redes inteligentes [1], [55].

Cuenta con modos de solución cuasi estáticos que permiten realizar simulaciones secuenciales a lo largo del tiempo. Así, es posible analizar cómo se comportan los sistemas durante un intervalo de tiempo definido [55].

El OpenDSS se ha utilizado para numerosas aplicaciones. A continuación, se mencionan algunas [36], [56]:

- Estudios de interconexión de DER y VE
- Estudios de capacidad de hospedaje

- Optimización de volt-var
- Análisis de impacto energético por la inserción de nuevas tecnologías
- Calidad de la energía (armónicos / flicker)
- Estudios de planificación
- Optimización en el control de inversor inteligente
- Simulación con datos de medida inteligente AMI

4.2 ESTRUCTURA DEL SOFTWARE OPENDSS

El software OpenDSS es un programa basado en líneas de comando y, en general, está configurado como se muestra en la Figura 4.1. Los scripts pueden provenir directamente del usuario, de otros programas o del disco. Tiene una interfaz COM para acceder a sus funciones a través de otros programas. Los usuarios que son desarrolladores de software pueden escribir bibliotecas de vínculos dinámicos (DLL, por sus siglas en inglés de dynamic-link library) que se conectan a varias partes del programa [4].

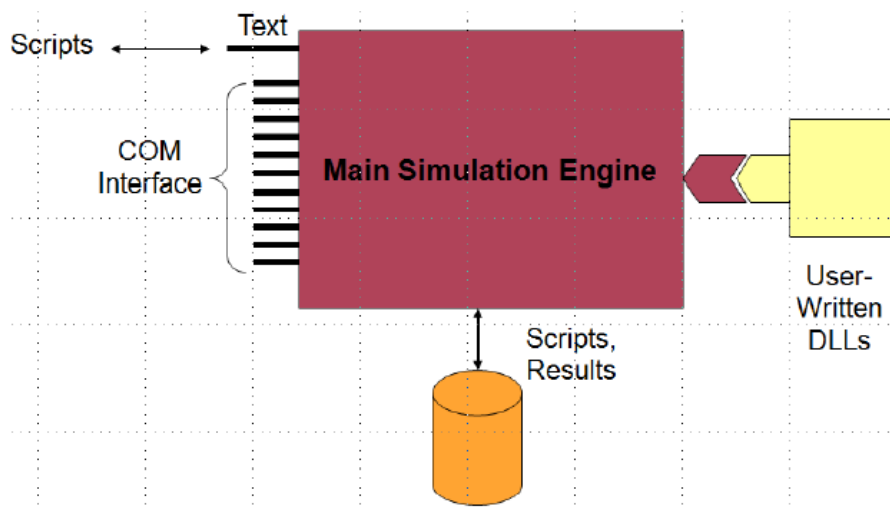


Figura 4.1. Estructura del OpenDSS [4]

4.3 MODELOS BÁSICOS DEL SOFTWARE OPENDSS

La información de esta sección es adaptada de la documentación de EPRI [55].

4.3.1 BARRA

La barra es un elemento de circuito que contiene nodos, como se muestra en la Figura 4.2. Los terminales de los demás elementos del circuito se conectan en sus nodos. Cada barra tiene un nodo de referencia de voltaje cero (nodo 0).

En los programas tradicionales de flujo de potencia, las barras son elementos centrales y los primeros en crearse. Sin embargo, en el OpenDSS las barras se crean como consecuencia de la creación de un elemento.

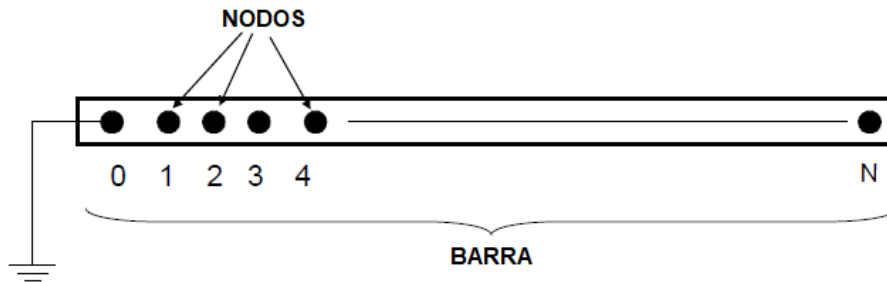


Figura 4.2. Barra con N nodos [57]

4.3.2 TERMINAL

Los elementos eléctricos del circuito tienen uno o más terminales. Cada terminal puede tener uno o varios conectores, como se muestra en la Figura 4.3. Los conectores deben estar conectados a una sola barra.

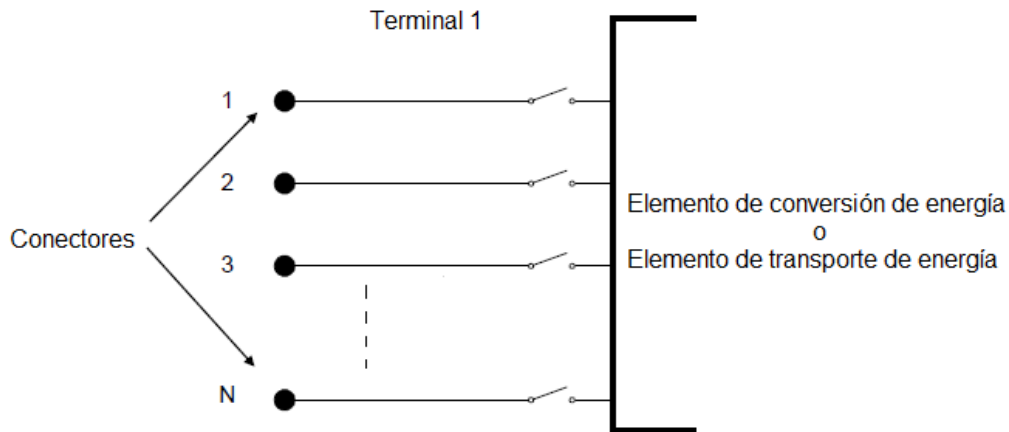


Figura 4.3. Terminal de un elemento eléctrico con N conectores [57]

4.3.3 ELEMENTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Los elementos de transporte de energía (Power Delivery - PD) son los encargados de llevar la energía eléctrica de un punto a otro. Estos elementos son caracterizados por su matriz de admitancia nodal. Generalmente tienen más de un terminal con uno o más conectores (ver Figura 4.4). Los más comunes son líneas y transformadores. Los capacitores y los reactores también son considerados elementos PD, aunque no cumplan con la característica de transportar energía de un punto a otro cuando son conectados en paralelo a la red [56]. En este caso estos elementos solo tienen un terminal.

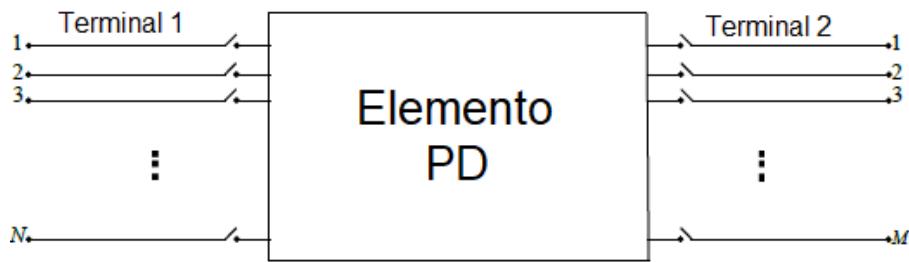


Figura 4.4. Elemento de transporte de potencia con dos terminales, el primero con N conectores y el segundo con M conectores [55]

4.3.4 ELEMENTOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA

Los elementos de conversión de energía (Power Conversion - PC) transforman la energía eléctrica en otro tipo de energía o viceversa. En este grupo entran por ejemplo las cargas, los generadores, acumuladores de energía, entre otros. Generalmente presentan un terminal con uno o varios conectores (ver Figura 4.5).

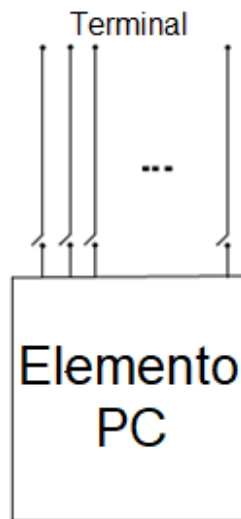


Figura 4.5. Elemento de conversión de energía [55]

4.3.5 ELEMENTOS DE SOPORTE

El OpenDSS dispone de una amplia variedad de elementos de soporte, que pueden asociarse con los elementos PD y PC.

A continuación, se mencionan algunos de ellos:

- *Loadshape, Linecode*: Facilitan la definición de parámetros.
- *RegControl, CapControl, InvControl*: Asocian la funcionalidad de control a algunos elementos.
- *Monitor, Energymeter*: Monitorean o proporcionan datos y resultados para el análisis del sistema.

Los elementos de soporte mencionados son expuestos a lo largo de este trabajo.

4.4 FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE OPENDSS

El cálculo del flujo de potencia es fundamental para la planeación de sistemas eléctricos futuros, expansión y determinación del estado y condiciones de operación de los sistemas existentes [58]. Consiste en determinar, en régimen permanente a la frecuencia fundamental, las tensiones nodales, corrientes inyectadas y potencias en los elementos de la red [38].

Los softwares de flujo de potencia en su gran mayoría basan la formulación de la solución del flujo de potencia en la construcción de una matriz de admitancia nodal que normalmente se utiliza en la formulación de un sistema de ecuaciones para ser resuelto por diferentes métodos.

Los métodos tradicionales utilizados para el cálculo de flujo de potencia como el de Gauss-Seidel y el Newton Raphson, son comúnmente utilizados para resolver sistemas de transmisión [59]. Sin embargo, estos métodos no son los más recomendados para resolver sistemas de distribución [38]. Esto es porque para la solución de flujo de potencia de redes de transmisión existen algunos supuestos que quedan inválidos cuando se trata de redes de distribución, como por ejemplo [38], [42]:

- En transmisión se tiene una baja relación R/X (red mayormente reactiva) en el modelo de las líneas, por lo que se puede despreciar su parte resistiva en la solución. En distribución la relación R/X es alta (red mayormente resistiva), lo que hace que las pérdidas sean proporcionalmente mayores, por ese motivo, su parte resistiva no se puede despreciar.
- En transmisión se asume que las redes están equilibradas y que sus cargas están balanceadas, por lo que generalmente para representar una red trifásica se utiliza su equivalente monofásico. En distribución esto no es posible en la mayoría de los casos, por ejemplo, en las redes residenciales, se tienen cargas monofásicas conectadas a líneas trifásicas y cada usuario comportándose de diferente forma. Además, con la incorporación de nuevas tecnologías de generación y carga como GD y VE, la red está cada vez es más lejana a ser considerada balanceada.

Por esto, el OpenDSS siendo un programa especializado en sistemas de distribución es capaz de considerar adecuadamente las características de estos sistemas y cuenta con su propio modelo de solución de flujo de potencia, que, además, tiene algunas diferencias con los modelos de solución tradicionales: no utiliza valores en por unidad de voltaje y corriente

en el proceso de solución. Los valores en por unidad y los componentes simétricos solo se pueden utilizar como datos de entrada y salida del programa; mientras los métodos tradicionales utilizan datos de la potencia inyectada en el sistema, el OpenDSS trabaja encima de la matriz de admitancia nodal [59].

A continuación, se presentan conceptos fundamentales para comprender el funcionamiento del algoritmo de flujo de potencia del OpenDSS.

4.4.1 MATRIZ DE ADMITANCIA NODAL

La información de esta sección es adaptada mayormente de la nota técnica del grupo de usuarios del OpenDSS de Brasil, referente al algoritmo de flujo de potencia del OpenDSS [59].

Como se dijo anteriormente, el OpenDSS formula el flujo de potencia encima de una matriz de admitancia nodal. La matriz de admitancia nodal es parte de una formulación sistemática de ecuaciones. Estas ecuaciones asocian los elementos eléctricos representados como admitancias, las corrientes inyectadas y los voltajes nodales de un sistema eléctrico.

El voltaje nodal es un voltaje medido entre una barra o nodo cualquiera y una barra o nodo de referencia (usualmente tierra). Una corriente inyectada proviene de elementos externos conectados a un nodo o barra de la red. En general los elementos externos a la red son fuentes externas (voltaje y corriente), cargas y generadores.

En la Figura 4.6 se muestra las corrientes inyectadas y las tensiones nodales de un sistema eléctrico ficticio de n barras. En la barra 1 está conectada una fuente de voltaje. En las barras n , $n-1$ y $n-2$, están conectadas las cargas 1, 2 y 3 respectivamente, modeladas como fuentes de corriente, \dot{I}_{carga1} , \dot{I}_{carga2} e \dot{I}_{carga3} .

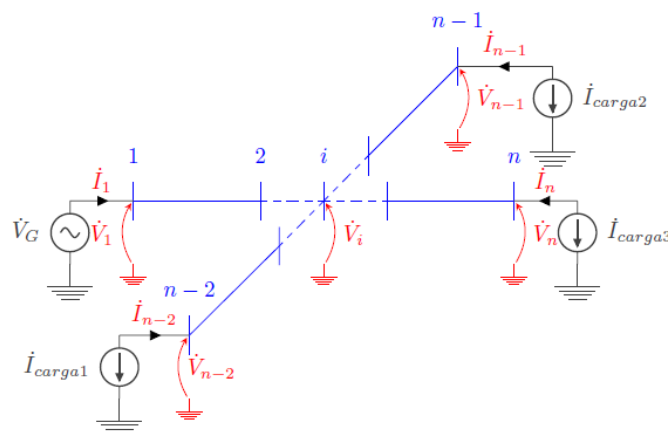


Figura 4.6. Voltajes nodales y corrientes inyectadas en un sistema eléctrico ficticio de n barras [59]

En la Ecuación (4.1) se representa la relación entre la matriz de admitancia nodal, voltajes nodales y corrientes inyectadas. Donde todo elemento de la diagonal es llamado admitancia de entrada y todo elemento fuera de la diagonal es llamado admitancia de transferencia.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{in} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \cdots & \bar{Y}_{ni} & \cdots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_i \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Es importante mencionar que, si no existen fuentes externas conectadas de forma directa en una barra, la corriente inyectada en esa barra es nula. En la Ecuación (4.2) se muestra las corrientes inyectadas en el sistema ficticio de la Figura 4.6.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_{n-2} \\ \dot{I}_{n-1} \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ -\dot{I}_{carga1} \\ -\dot{I}_{carga2} \\ -\dot{I}_{carga3} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Existen diversos métodos para obtener la matriz de admitancias nodales de una red. El método realizado en el OpenDSS consiste en construir una matriz de admitancia nodal para cada elemento que conforma la red, llamada matriz de admitancia nodal primitiva y reunir las para crear una matriz de admitancia nodal del sistema completo (ver Figura 4.7).

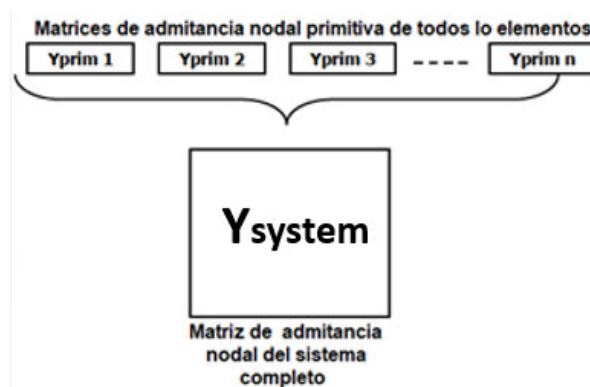


Figura 4.7. Matriz de admitancia nodal del sistema completo, adaptada de [59].

4.4.1.1 Matriz de admitancia nodal primitiva

El método utilizado en OpenDSS para construir la matriz de admitancia nodal primitiva depende del tipo de elemento. A manera de ejemplo se presenta la construcción de la

matriz de admitancia nodal primitiva de una línea trifásica de cuatro hilos. Consta de conductores trifásicos, A , B y C , y un conductor neutro, N . Su representación a través del modelo π se muestra en la Figura 4.8. Donde se puede observar 4 impedancias propias, 6 impedancias mutuas, 8 capacitancias propias y 12 capacitancias mutuas.

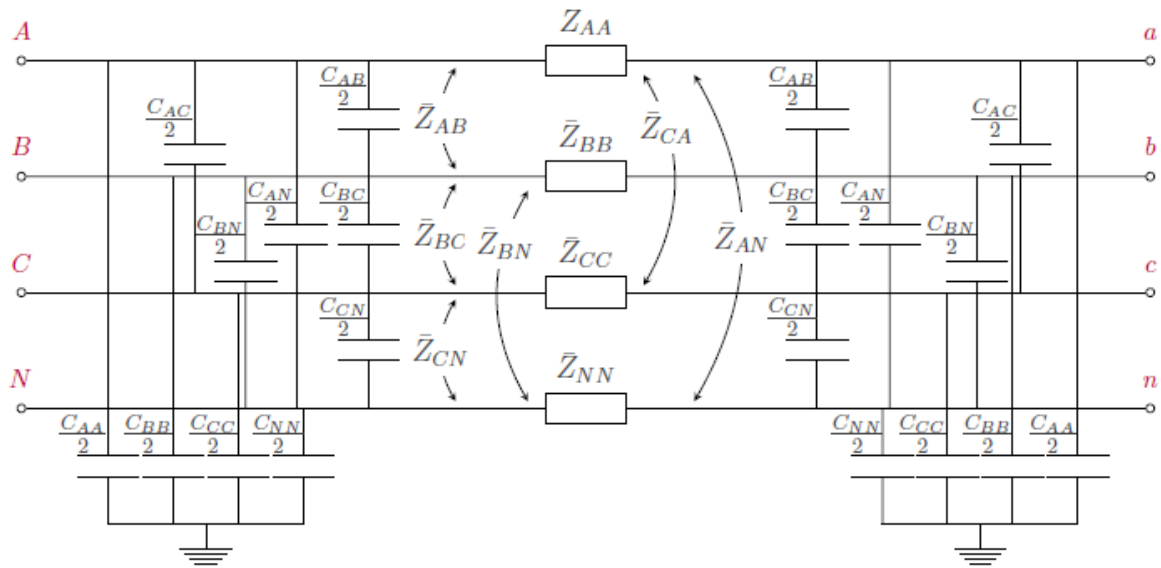


Figura 4.8. Modelo π de una línea trifásica de 4 hilos [59]

Como primer paso se considera únicamente los elementos en serie, es decir, se desconsidera la presencia de capacitancias propias y mutuas, como se puede observar en la Figura 4.9.

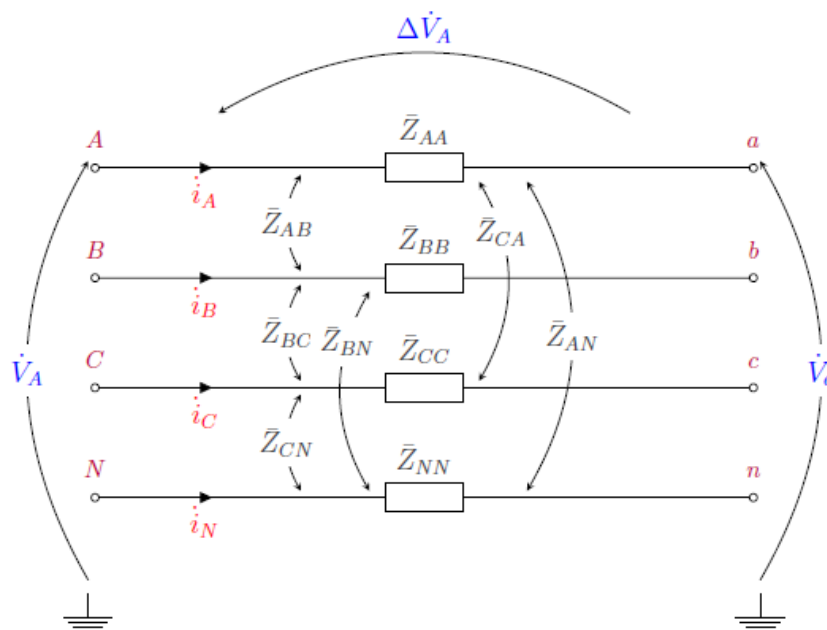


Figura 4.9. Impedancias serie de la línea [59]

A partir de la Figura 4.9 es posible escribir la ecuación de la segunda ley de Kirchoff para cada uno de los conductores de la línea. Por lo tanto, se obtiene en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_A \\ \Delta \dot{V}_B \\ \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{AN} \\ \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{BN} \\ \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{CC} & \bar{Z}_{CN} \\ \bar{Z}_{AN} & \bar{Z}_{BN} & \bar{Z}_{CN} & \bar{Z}_{NN} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_N \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

La Ecuación (4.4 y la Ecuación (4.5 describe la matriz de impedancia de la línea y la matriz de admitancia de la línea respectivamente.

$$\bar{z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{AN} \\ \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{BN} \\ \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{CC} & \bar{Z}_{CN} \\ \bar{Z}_{AN} & \bar{Z}_{BN} & \bar{Z}_{CN} & \bar{Z}_{NN} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\bar{Y} = \bar{z}^{-1} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{AA} & \bar{Y}_{AB} & \bar{Y}_{AC} & \bar{Y}_{AN} \\ \bar{Y}_{AB} & \bar{Y}_{BB} & \bar{Y}_{BC} & \bar{Y}_{BN} \\ \bar{Y}_{AC} & \bar{Y}_{BC} & \bar{Y}_{CC} & \bar{Y}_{CN} \\ \bar{Y}_{AN} & \bar{Y}_{BN} & \bar{Y}_{CN} & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Entonces, resumiendo la Ecuación (4.3):

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \bar{z} \times \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_N \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Despejando el vector de corrientes:

$$\begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_N \end{bmatrix} = \bar{z}^{-1} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \bar{z}^{-1} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Se sabe que la matriz de admitancia nodal primitiva debe relacionar los voltajes nodales del elemento con sus corrientes inyectadas, conforme la Ecuación (4.8).

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \bar{Y}_{prim} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Las corrientes inyectadas se relacionan con las corrientes en las ramas del elemento conforme la Ecuación (4.9).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_A \\ \dot{i}_B \\ \dot{i}_C \\ \dot{i}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

De las Ecuaciones (4.7, (4.8 y (4.9 se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} & -\bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} \\ -\bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} & \bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} \end{bmatrix}_{8 \times 8} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Finalmente, la Ecuación (4.11) presenta la matriz de admitancia nodal de línea de 4 hilos sin capacitores shunt.

$$\bar{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} & -\bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} \\ -\bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} & \bar{Z}_{4 \times 4}^{-1} \end{bmatrix}_{8 \times 8} \quad (4.11)$$

Para incluir las capacitancias shunt en la matriz primitiva se utiliza el método de inspección, en el cual todos los elementos conectados a un nodo i cualquiera entran sumando en la admitancia de entrada \bar{Y}_{ii} y todo elemento conectado entre un nodo i y un nodo j entra restando en la admitancia de transferencia \bar{Y}_{ij} . La matriz de capacitancia nodal de la línea está representada en la Ecuación (4.12).

$$C = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Donde:

$$C_{11} = C_{AA} + C_{AB} + C_{AC} + C_{AN} \quad (4.13)$$

$$C_{22} = C_{BB} + C_{AB} + C_{BC} + C_{BN} \quad (4.14)$$

$$C_{33} = C_{CC} + C_{AC} + C_{BC} + C_{CN} \quad (4.15)$$

$$C_{44} = C_{NN} + C_{AN} + C_{BN} + C_{CN} \quad (4.16)$$

$$C_{12} = C_{21} = -C_{AB} \quad (4.17)$$

$$C_{13} = C_{31} = -C_{AC} \quad (4.18)$$

$$C_{14} = C_{41} = -C_{AN} \quad (4.19)$$

$$C_{23} = C_{32} = -C_{BC} \quad (4.20)$$

$$C_{24} = C_{42} = -C_{BN} \quad (4.21)$$

$$C_{34} = C_{43} = -C_{CN} \quad (4.22)$$

Como se observa en la Figura 4.8, la línea está representada por su modelo π , donde las capacitancias son divididas por la mitad y cada mitad es colocada a un extremo. Además, al no tener acoplamiento capacitivo entre los nodos de los terminales $ABCN$ y $abcn$, la matriz de capacitancia nodal se puede solo agregar a las submatrices 4×4 de la diagonal principal de la matriz \bar{Y}_{prim} . Por lo tanto, se tiene que:

$$\bar{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{4 \times 4}^{-1} + j \frac{\omega}{2} \times C_{4 \times 4} & -\bar{z}_{4 \times 4}^{-1} \\ -\bar{z}_{4 \times 4}^{-1} & \bar{z}_{4 \times 4}^{-1} + j \frac{\omega}{2} \times C_{4 \times 4} \end{bmatrix}_{8 \times 8} \quad (4.23)$$

Donde $\omega = 2 \times \pi \times f$, siendo f la frecuencia de operación del sistema.

4.4.1.2 Matriz de admitancia nodal del sistema completo

Para construir la matriz de admitancia nodal del sistema completo, \bar{Y}_{system} , es necesario contar con las matrices de admitancia nodal primitiva de cada elemento, \bar{Y}_{prim} , y la información de conexión de sus terminales con las barras. A manera de ejemplo se considera la conexión de tres elementos A , B y C como se muestra en la Figura 4.10.

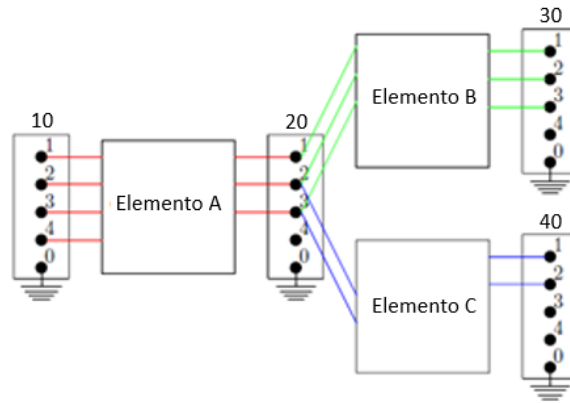


Figura 4.10. Conexión genérica con tres elementos eléctricos [59]

A continuación, se muestran las matrices de admitancia nodal primitiva de cada elemento con su respectiva información de conexión.

- *Elemento A*

El primer terminal se conecta a los nodos 1,2,3,4 de la barra 10. El segundo terminal se conecta a los nodos 1,2 y 3 de la barra 20. Lo que da como resultado una matriz de 7 x 7 como se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Matriz de admitancia nodal primitiva del *Elemento A*

		Terminal 1				Terminal 2		
		10.1	10.2	10.3	10.4	20.1	20.2	20.3
Terminal 1	10.1	\bar{Y}_{a11}	\bar{Y}_{a12}	\bar{Y}_{a13}	\bar{Y}_{a14}	\bar{Y}_{a15}	\bar{Y}_{a16}	\bar{Y}_{a17}
	10.2	\bar{Y}_{a21}	\bar{Y}_{a22}	\bar{Y}_{a23}	\bar{Y}_{a24}	\bar{Y}_{a25}	\bar{Y}_{a26}	\bar{Y}_{a27}
	10.3	\bar{Y}_{a31}	\bar{Y}_{a32}	\bar{Y}_{a33}	\bar{Y}_{a34}	\bar{Y}_{a35}	\bar{Y}_{a36}	\bar{Y}_{a37}
	10.4	\bar{Y}_{a41}	\bar{Y}_{a42}	\bar{Y}_{a43}	\bar{Y}_{a44}	\bar{Y}_{a45}	\bar{Y}_{a46}	\bar{Y}_{a47}
Terminal 2	20.1	\bar{Y}_{a51}	\bar{Y}_{a52}	\bar{Y}_{a53}	\bar{Y}_{a54}	\bar{Y}_{a55}	\bar{Y}_{a56}	\bar{Y}_{a57}
	20.2	\bar{Y}_{a61}	\bar{Y}_{a62}	\bar{Y}_{a63}	\bar{Y}_{a64}	\bar{Y}_{a65}	\bar{Y}_{a66}	\bar{Y}_{a67}
	20.3	\bar{Y}_{a71}	\bar{Y}_{a72}	\bar{Y}_{a73}	\bar{Y}_{a74}	\bar{Y}_{a75}	\bar{Y}_{a76}	\bar{Y}_{a77}

- *Elemento B*

El primer terminal se conecta a los nodos 1,2 y 3 de la barra 20. El segundo terminal se conecta a los nodos 1,2 y 3 de la barra 30. Lo que da como resultado una matriz de 6 x 6 como se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Matriz de admitancia nodal primitiva del *Elemento B*

		Terminal 1			Terminal 2		
		20.1	20.2	20.3	30.1	30.2	30.3
Terminal 1	20.1	\bar{Y}_{b11}	\bar{Y}_{b12}	\bar{Y}_{b13}	\bar{Y}_{b14}	\bar{Y}_{b15}	\bar{Y}_{b16}
	20.2	\bar{Y}_{b21}	\bar{Y}_{b22}	\bar{Y}_{b23}	\bar{Y}_{b24}	\bar{Y}_{b25}	\bar{Y}_{b26}
	20.3	\bar{Y}_{b31}	\bar{Y}_{b32}	\bar{Y}_{b33}	\bar{Y}_{b34}	\bar{Y}_{b35}	\bar{Y}_{b36}
Terminal 2	30.1	\bar{Y}_{b41}	\bar{Y}_{b42}	\bar{Y}_{b43}	\bar{Y}_{b44}	\bar{Y}_{b45}	\bar{Y}_{b46}

	30.2	\bar{Y}_{b51}	\bar{Y}_{b52}	\bar{Y}_{b53}	\bar{Y}_{b54}	\bar{Y}_{b55}	\bar{Y}_{b56}
	30.3	\bar{Y}_{b61}	\bar{Y}_{b62}	\bar{Y}_{b63}	\bar{Y}_{b64}	\bar{Y}_{b65}	\bar{Y}_{b66}

- *Elemento C*

El primer terminal se conecta a los nodos 1 y 2 de la barra 20. El segundo terminal se conecta a los nodos 1 y 2 de la barra 40. Lo que da como resultado una matriz de 4 x 4 como se muestra en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Matriz de admitancia primitiva del *Elemento C*

		Terminal 1		Terminal 2	
		20.2	20.3	40.1	40.2
Terminal 1	20.2	\bar{Y}_{c11}	\bar{Y}_{c12}	\bar{Y}_{c13}	\bar{Y}_{c14}
	20.3	\bar{Y}_{c21}	\bar{Y}_{c22}	\bar{Y}_{c23}	\bar{Y}_{c24}
Terminal 2	40.1	\bar{Y}_{c31}	\bar{Y}_{c32}	\bar{Y}_{c33}	\bar{Y}_{c34}
	40.2	\bar{Y}_{c41}	\bar{Y}_{c42}	\bar{Y}_{c43}	\bar{Y}_{c44}

Una vez que se tiene las matrices de admitancia nodal primitiva y la información de conexión de cada elemento se procede a ensamblar la matriz de admitancia nodal del sistema completo. Como se observa en el ejemplo de la Figura 4.10 la conexión del sistema involucra en total 12 nodos distintos, lo que da como resultado una matriz de admitancia nodal del sistema completo de dimensión 12 x 12.

Primeramente, la matriz de admitancia nodal del sistema completo es inicializada como una matriz nula como se muestra en la Tabla 4.4. Donde están todas las barras y los nodos de conexión involucrados.

Tabla 4.4. Matriz de admitancia del sistema completo sin incluir los elementos

	10.1	10.2	10.3	10.4	20.1	20.2	20.3	30.1	30.2	30.3	40.1	40.2
10.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Se procede a añadir la matriz de admitancia nodal primitiva del *Elemento A* en la ubicación correspondiente de la matriz de admitancia nodal del sistema completo, como se muestra en la Tabla 4.5

Tabla 4.5. Matriz de admitancia del sistema completo incluido el *Elemento A*

	10.1	10.2	10.3	10.4	20.1	20.2	20.3	30.1	30.2	30.3	40.1	40.2
10.1	\bar{Y}_{a11}	\bar{Y}_{a12}	\bar{Y}_{a13}	\bar{Y}_{a14}	\bar{Y}_{a15}	\bar{Y}_{a16}	\bar{Y}_{a17}	0	0	0	0	0
10.2	\bar{Y}_{a21}	\bar{Y}_{a22}	\bar{Y}_{a23}	\bar{Y}_{a24}	\bar{Y}_{a25}	\bar{Y}_{a26}	\bar{Y}_{a27}	0	0	0	0	0
10.3	\bar{Y}_{a31}	\bar{Y}_{a32}	\bar{Y}_{a33}	\bar{Y}_{a34}	\bar{Y}_{a35}	\bar{Y}_{a36}	\bar{Y}_{a37}	0	0	0	0	0
10.4	\bar{Y}_{a41}	\bar{Y}_{a42}	\bar{Y}_{a43}	\bar{Y}_{a44}	\bar{Y}_{a45}	\bar{Y}_{a46}	\bar{Y}_{a47}	0	0	0	0	0
20.1	\bar{Y}_{a51}	\bar{Y}_{a52}	\bar{Y}_{a53}	\bar{Y}_{a54}	\bar{Y}_{a55}	\bar{Y}_{a56}	\bar{Y}_{a57}	0	0	0	0	0
20.2	\bar{Y}_{a61}	\bar{Y}_{a62}	\bar{Y}_{a63}	\bar{Y}_{a64}	\bar{Y}_{a65}	\bar{Y}_{a66}	\bar{Y}_{a67}	0	0	0	0	0
20.3	\bar{Y}_{a71}	\bar{Y}_{a72}	\bar{Y}_{a73}	\bar{Y}_{a74}	\bar{Y}_{a75}	\bar{Y}_{a76}	\bar{Y}_{a77}	0	0	0	0	0
30.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De la misma forma, se procede a añadir la matriz de admitancia nodal primitiva del *Elemento B* en la ubicación correspondiente, como se muestra en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Matriz de admitancia del sistema completo incluidos los *Elementos A y B*

	10.1	10.2	10.3	10.4	20.1	20.2	20.3	30.1	30.2	30.3	40.1	40.2
10.1	\bar{Y}_{a11}	\bar{Y}_{a12}	\bar{Y}_{a13}	\bar{Y}_{a14}	\bar{Y}_{a15}	\bar{Y}_{a16}	\bar{Y}_{a17}	0	0	0	0	0
10.2	\bar{Y}_{a21}	\bar{Y}_{a22}	\bar{Y}_{a23}	\bar{Y}_{a24}	\bar{Y}_{a25}	\bar{Y}_{a26}	\bar{Y}_{a27}	0	0	0	0	0
10.3	\bar{Y}_{a31}	\bar{Y}_{a32}	\bar{Y}_{a33}	\bar{Y}_{a34}	\bar{Y}_{a35}	\bar{Y}_{a36}	\bar{Y}_{a37}	0	0	0	0	0
10.4	\bar{Y}_{a41}	\bar{Y}_{a42}	\bar{Y}_{a43}	\bar{Y}_{a44}	\bar{Y}_{a45}	\bar{Y}_{a46}	\bar{Y}_{a47}	0	0	0	0	0
20.1	\bar{Y}_{a51}	\bar{Y}_{a52}	\bar{Y}_{a53}	\bar{Y}_{a54}	\bar{Y}_{a55} + \bar{Y}_{b11}	\bar{Y}_{a56} + \bar{Y}_{b12}	\bar{Y}_{a57} + \bar{Y}_{b13}	\bar{Y}_{b14}	\bar{Y}_{b15}	\bar{Y}_{b16}	0	0
20.2	\bar{Y}_{a61}	\bar{Y}_{a62}	\bar{Y}_{a63}	\bar{Y}_{a64}	\bar{Y}_{a65} + \bar{Y}_{b21}	\bar{Y}_{a66} + \bar{Y}_{b22}	\bar{Y}_{a67} + \bar{Y}_{b23}	\bar{Y}_{b24}	\bar{Y}_{b25}	\bar{Y}_{b26}	0	0
20.3	\bar{Y}_{a71}	\bar{Y}_{a72}	\bar{Y}_{a73}	\bar{Y}_{a74}	\bar{Y}_{a75} + \bar{Y}_{b31}	\bar{Y}_{a76} + \bar{Y}_{b32}	\bar{Y}_{a77} + \bar{Y}_{b33}	\bar{Y}_{b34}	\bar{Y}_{b35}	\bar{Y}_{b36}	0	0
30.1	0	0	0	0	\bar{Y}_{b41}	\bar{Y}_{b42}	\bar{Y}_{b43}	\bar{Y}_{b44}	\bar{Y}_{b45}	\bar{Y}_{b46}	0	0
30.2	0	0	0	0	\bar{Y}_{b51}	\bar{Y}_{b52}	\bar{Y}_{b53}	\bar{Y}_{b54}	\bar{Y}_{b55}	\bar{Y}_{b56}	0	0
30.3	0	0	0	0	\bar{Y}_{b61}	\bar{Y}_{b62}	\bar{Y}_{b63}	\bar{Y}_{b64}	\bar{Y}_{b65}	\bar{Y}_{b66}	0	0
40.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Por último, se añade el *Elemento C* en la ubicación correspondiente como se muestra en la Tabla 4.7.

Mientras la conexión de los elementos sea la misma durante la simulación, la matriz de admitancia nodal del sistema completo se mantiene constante para la solución del flujo de potencia. Si la conexión de los elementos cambia, esta matriz se refactoriza y actualiza antes de la próxima solución. El cambio de la conexión de los elementos en la simulación puede darse, por ejemplo, debido a la acción de algún elemento de control. Por este motivo debe tenerse en cuenta que, mientras mayor cantidad y actuación de elementos de control exista, la simulación tiende a ser más lenta.

Tabla 4.7. Matriz de admitancia del sistema completo incluidos los *Elementos A, B y C*

	10.1	10.2	10.3	10.4	20.1	20.2	20.3	30.1	30.2	30.3	40.1	40.2
10.1	\bar{Y}_{a11}	\bar{Y}_{a12}	\bar{Y}_{a13}	\bar{Y}_{a14}	\bar{Y}_{a15}	\bar{Y}_{a16}	\bar{Y}_{a17}	0	0	0	0	0
10.2	\bar{Y}_{a21}	\bar{Y}_{a22}	\bar{Y}_{a23}	\bar{Y}_{a24}	\bar{Y}_{a25}	\bar{Y}_{a26}	\bar{Y}_{a27}	0	0	0	0	0
10.3	\bar{Y}_{a31}	\bar{Y}_{a32}	\bar{Y}_{a33}	\bar{Y}_{a34}	\bar{Y}_{a35}	\bar{Y}_{a36}	\bar{Y}_{a37}	0	0	0	0	0
10.4	\bar{Y}_{a41}	\bar{Y}_{a42}	\bar{Y}_{a43}	\bar{Y}_{a44}	\bar{Y}_{a45}	\bar{Y}_{a46}	\bar{Y}_{a47}	0	0	0	0	0
20.1	\bar{Y}_{a51}	\bar{Y}_{a52}	\bar{Y}_{a53}	\bar{Y}_{a54}	\bar{Y}_{a55} + \bar{Y}_{b11}	\bar{Y}_{a56} + \bar{Y}_{b12}	\bar{Y}_{a57} + \bar{Y}_{b13}	\bar{Y}_{b14}	\bar{Y}_{b15}	\bar{Y}_{b16}	0	0
20.2	\bar{Y}_{a61}	\bar{Y}_{a62}	\bar{Y}_{a63}	\bar{Y}_{a64}	\bar{Y}_{a65} + \bar{Y}_{b21}	\bar{Y}_{a66} + \bar{Y}_{b22} + \bar{Y}_{c11}	\bar{Y}_{a67} + \bar{Y}_{b23} + \bar{Y}_{c12}	\bar{Y}_{b24}	\bar{Y}_{b25}	\bar{Y}_{b26}	\bar{Y}_{c13}	\bar{Y}_{c14}
20.3	\bar{Y}_{a71}	\bar{Y}_{a72}	\bar{Y}_{a73}	\bar{Y}_{a74}	\bar{Y}_{a75} + \bar{Y}_{b31}	\bar{Y}_{a76} + \bar{Y}_{b32} + \bar{Y}_{c21}	\bar{Y}_{a77} + \bar{Y}_{b33} + \bar{Y}_{c22}	\bar{Y}_{b34}	\bar{Y}_{b35}	\bar{Y}_{b36}	\bar{Y}_{c23}	\bar{Y}_{c24}
30.1	0	0	0	0	\bar{Y}_{b41}	\bar{Y}_{b42}	\bar{Y}_{b43}	\bar{Y}_{b44}	\bar{Y}_{b45}	\bar{Y}_{b46}	0	0
30.2	0	0	0	0	\bar{Y}_{b51}	\bar{Y}_{b52}	\bar{Y}_{b53}	\bar{Y}_{b54}	\bar{Y}_{b55}	\bar{Y}_{b56}	0	0
30.3	0	0	0	0	\bar{Y}_{b61}	\bar{Y}_{b62}	\bar{Y}_{b63}	\bar{Y}_{b64}	\bar{Y}_{b65}	\bar{Y}_{b66}	0	0
40.1	0	0	0	0	0	\bar{Y}_{c31}	\bar{Y}_{c32}	0	0	0	\bar{Y}_{c33}	\bar{Y}_{c34}
40.2	0	0	0	0	0	\bar{Y}_{c41}	\bar{Y}_{c42}	0	0	0	\bar{Y}_{c43}	\bar{Y}_{c44}

4.4.2 ALGORITMO DEL FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE OPENDSS

La información de esta sección es adaptada mayormente de la nota técnica del grupo de usuarios del OpenDSS de Brasil, referente al algoritmo de flujo de potencia del OpenDSS [41].

El OpenDSS presenta dos algoritmos para el cálculo del flujo de potencia, denominados *Newton* y *Normal*. El método *Newton* es el más robusto y adecuado cuando el circuito es difícil de resolver, es decir cuando el método normal pueda no converger (se debe aclarar que no es el mismo método de Newton-Raphson). El método *Normal* es más rápido y es el más utilizado para simulaciones en tiempo secuencial prolongado debido a su velocidad. Este método se ha actualizado a lo largo de la vida del OpenDSS hasta donde ahora es casi tan robusto como el método de Newton [56]. En este trabajo se presenta el algoritmo del flujo de potencia *Normal* por ser este el método predeterminado.

En la formulación del flujo de potencia se incluyen directamente todos los elementos eléctricos que forman parte del circuito, es decir, los elementos PD y PC, además las fuentes de voltaje y corriente. En general, los elementos PC y las fuentes son elementos externos a la red, responsables de inyectar corriente en la misma. Los elementos PD son modelados completamente por su matriz de admitancia nodal primitiva.

Algunos elementos PC pueden presentar característica no lineal (por ejemplo, las cargas modeladas como potencia constante). El OpenDSS trata la no linealidad de esos elementos a través de la llamada corriente de compensación.

4.4.2.1 Corriente de compensación

Los elementos PC como son las cargas y generadores son usualmente no lineales. OpenDSS linealiza estos elementos a un equivalente de Norton compuesto por una admitancia lineal y constante, \bar{Y}_{Lineal} ; y una corriente de “compensación”, \dot{I}_{comp} , o corriente de inyección, que compensa la porción no lineal de la verdadera corriente \dot{I}_{term} , absorbida por la carga. En la Figura 4.11 se ilustra una carga monofásica no lineal representada por su equivalente de Norton y que está conectada a una red cualquiera en el nodo 1.

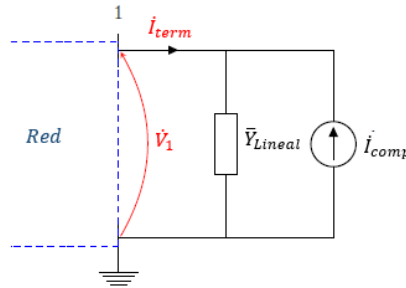


Figura 4.11. Carga monofásica no lineal representada por su equivalente de Norton [59]

La corriente de compensación es una fuente de corriente que inyecta energía en la red. Matemáticamente se puede decir que:

$$\dot{I}_{comp} = \bar{Y}_{Lineal} \times \dot{V}_1 - \dot{I}_{term} \quad (4.24)$$

Donde:

$$\bar{Y}_{Lineal} \times \dot{V}_1 = \dot{I}_{Lineal} \quad (4.25)$$

El OpenDSS calcula \bar{Y}_{Lineal} , en condición de voltaje nominal de la carga y es incluida en la matriz de admitancia nodal de la red completa. De esa manera la parte lineal de la carga pasa a ser un componente pasivo de la red (ver Figura 4.12).

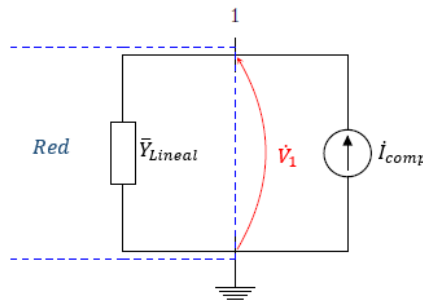


Figura 4.12. Carga monofásica con su parte lineal representada como parte de la red [59]

A manera de ejemplo, en la Figura 4.13 se representa una carga trifásica equilibrada no aterrada, conectada en la barra A. La parte lineal del elemento debe ser modelada como

una matriz de admitancia nodal primitiva para posteriormente ser añadida a la matriz de admitancia nodal de la red completa. La matriz nodal primitiva de dicha carga se representa en la Ecuación (4.26). Donde se puede observar que, al ser una carga equilibrada, la parte lineal es la misma para todas las fases e igual a \bar{Y}_{Lineal} .

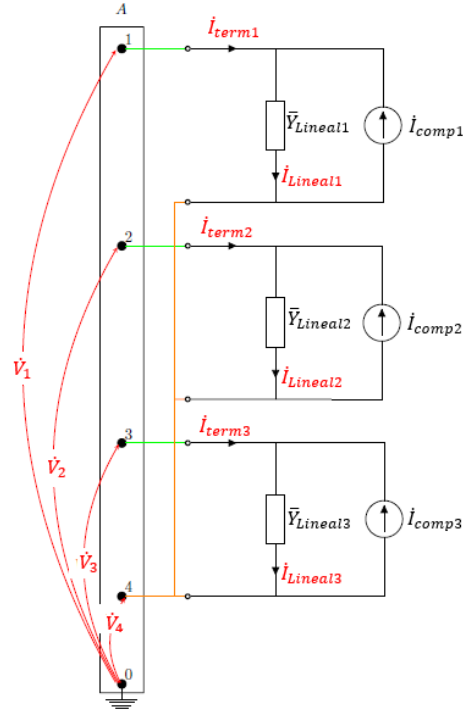


Figura 4.13. Carga trifásica equilibrada representada como un equivalente de Norton [59]

$$\bar{Y}_{prim4 \times 4} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Lineal} & 0 & 0 & -\bar{Y}_{Lineal} \\ 0 & \bar{Y}_{Lineal} & 0 & -\bar{Y}_{Lineal} \\ 0 & 0 & \bar{Y}_{Lineal} & \bar{Y}_{Lineal} \\ -\bar{Y}_{Lineal} & -\bar{Y}_{Lineal} & -\bar{Y}_{Lineal} & 3 \times \bar{Y}_{Lineal} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Así, para una dada iteración k del proceso numérico de la solución del flujo de potencia, la parte lineal de la corriente absorbida por la carga está dada por:

$$\dot{i}_{Lineal4 \times 1}^{(k)} = \bar{Y}_{prim4 \times 4} \times \dot{V}_{term4 \times 1}^{(k)} \quad (4.27)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{Lineal1}^{(k)} \\ \dot{i}_{Lineal2}^{(k)} \\ \dot{i}_{Lineal3}^{(k)} \\ \dot{i}_{Lineal4}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Lineal} & 0 & 0 & -\bar{Y}_{Lineal} \\ 0 & \bar{Y}_{Lineal} & 0 & -\bar{Y}_{Lineal} \\ 0 & 0 & \bar{Y}_{Lineal} & \bar{Y}_{Lineal} \\ -\bar{Y}_{Lineal} & -\bar{Y}_{Lineal} & -\bar{Y}_{Lineal} & 3 \times \bar{Y}_{Lineal} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(k)} \\ \dot{V}_2^{(k)} \\ \dot{V}_3^{(k)} \\ \dot{V}_4^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

La parte no lineal de la corriente absorbida por la carga es calculada individualmente para cada fase. Es definida en función del voltaje que cae sobre cada elemento (por ejemplo, el

voltaje sobre el elemento conectado en la barra A en la fase 1 es $\dot{V}_1 - \dot{V}_4$). Su formulación depende del modelo de carga establecido.

$$i_{term}^{(k)} = f(\dot{V}^k) \quad (4.29)$$

$$\begin{bmatrix} i_{term1}^{(k)} \\ i_{term2}^{(k)} \\ i_{term3}^{(k)} \\ i_{term4}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(\dot{V}_1^{(k)} - \dot{V}_4^{(k)}) \\ f(\dot{V}_2^{(k)} - \dot{V}_4^{(k)}) \\ f(\dot{V}_3^{(k)} - \dot{V}_4^{(k)}) \\ -\sum_{i=1}^3 i_{term_i}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Por último, la corriente de compensación, inyectada en cada nodo de la barra A , en una dada iteración k , es calculada por:

$$\begin{bmatrix} i_{comp1}^{(k)} \\ i_{comp2}^{(k)} \\ i_{comp3}^{(k)} \\ i_{comp4}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Lineal1}^{(k)} \\ i_{Lineal2}^{(k)} \\ i_{Lineal3}^{(k)} \\ i_{Lineal4}^{(k)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{term1}^{(k)} \\ i_{term2}^{(k)} \\ i_{term3}^{(k)} \\ i_{term4}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

4.4.2.2 Procedimiento para la solución del flujo de potencia

Todos los otros elementos de conversión de energía que no tengan característica no lineal y las fuentes lineales son convertidos a un equivalente de Norton. En la Figura 4.14 se ilustra como OpenDSS interpreta una red.

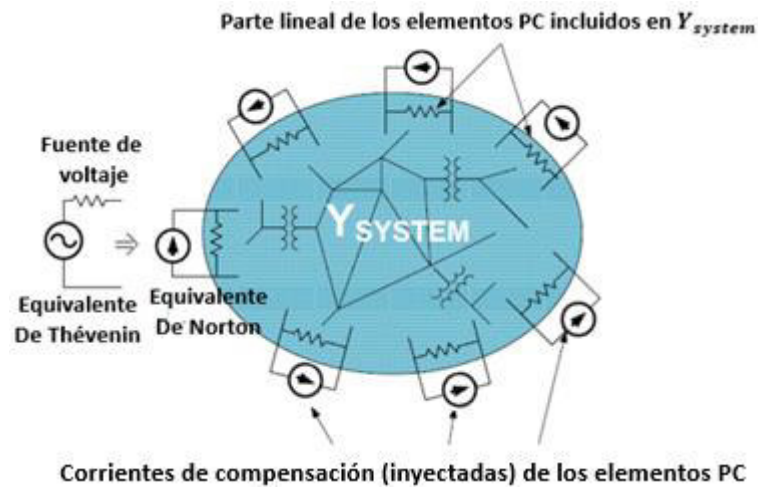


Figura 4.14. Ilustración de como el OpenDSS interpreta una red [36]

El algoritmo de solución de flujo de potencia predeterminado de OpenDSS se muestra en la Figura 4.15.

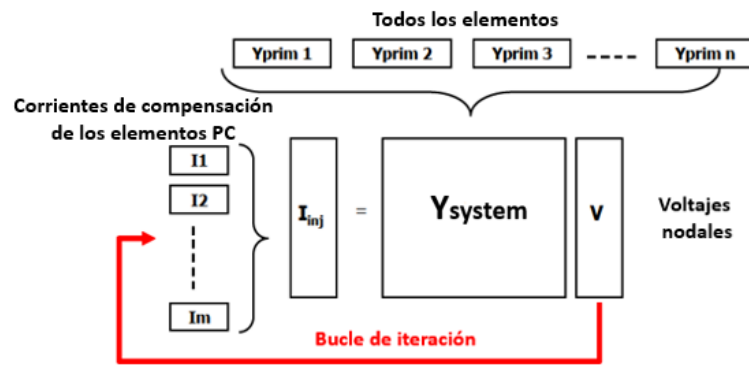


Figura 4.15. Bucle de solución predeterminado [4]

OpenDSS trabaja junto a otro software llamado KLU solve para resolver el flujo de potencia. KLU solve es una biblioteca de funciones relacionadas con matrices complejas dispersas adaptadas a sistemas de energía eléctrica. A continuación, se detalla el proceso iterativo para la solución del flujo de potencia [38], [59]:

- Paso 1

Inicialmente OpenDSS entrega a KLU solve todas las matrices de admitancia nodal primitiva de los elementos que conforman la red, la información de conexión de los terminales de cada elemento con las barras representados por cada columna y fila de estas matrices y las corrientes inyectadas solo de las fuentes de voltaje y corriente constantes, es decir, en el primer paso no considera las corrientes inyectadas por los elementos PC ($i_{comp}^{(0)} = 0$).

KLU solve se encarga de ensamblar la matriz de admitancia nodal del sistema completo, \bar{Y}_{system} , y de obtener la estimación inicial de los voltajes nodales. Posteriormente entrega esta información a OpenDSS para comenzar el ciclo de iteración.

- Paso 2

OpenDSS utiliza los voltajes obtenidos para calcular la corriente de compensación inyectada por cada uno de los elementos PC de acuerdo con el proceso ejemplificado en la Sección 4.4.2.1 y las agrega en la ubicación apropiada del vector de corrientes inyectadas I_{inj} (ver Figura 4.15). Este vector es entregado a KLU solve.

- Paso 3

Con el vector de corrientes inyectadas actualizado, KLU solve resuelve los voltajes nodales en las barras. La solución se centra en resolver la ecuación del sistema no lineal de la forma:

$$\dot{V}_{nodal} = [\bar{Y}_{system}]^{-1} \times \dot{I}_{inj} \quad (4.32)$$

- Paso 4

Los pasos 2 y 3 se repiten hasta que los voltajes converjan o hasta que el número máximo de iteraciones permitido sea excedido. En OpenDSS la ecuación de error depende de la existencia o no de un voltaje base en la barra en cuestión. Si la barra a la cual el nodo i pertenece posee un voltaje de base, este voltaje en el nodo i , \dot{V}_{base_i} , se utiliza conforme la Ecuación (4.33).

$$error_i^{(k)} = \frac{\left| \left| \dot{V}_i^{(k)} \right| - \left| \dot{V}_i^{(k-1)} \right| \right|}{\dot{V}_{base_i}} \quad (4.33)$$

Cuando el voltaje de base no es especificado se utiliza el voltaje nodal calculado de la última iteración $\left| \dot{V}_i^{(k)} \right|$ conforme la Ecuación (4.34). En este caso la convergencia se torna más difícil si el sistema presenta nodos donde el voltaje es relativamente bajo, como en los nodos de neutro en sistemas no aterrados. Por este motivo, es útil definir un voltaje de base para todas las barras del sistema. Otra solución es aumentar la tolerancia utilizada.

$$error_i^{(k)} = \frac{\left| \left| \dot{V}_i^{(k)} \right| - \left| \dot{V}_i^{(k-1)} \right| \right|}{\left| \dot{V}_i^{(k)} \right|} \quad (4.34)$$

En cualquiera de los casos el flujo de potencia converge cuando $error_i < 0.0001 \forall i$.

4.5 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE OPENDSS

La descripción de los circuitos y las funciones de solución en el OpenDSS son basados en secuencias de comandos (Scripts) y pueden llevarse a cabo de tres formas o combinación de estas [55]:

1. En una ventana de Script de la GUI independiente de OpenDSS.
2. A través de la interfaz COM
3. En archivo DSS externo

4.5.1 SINTAXIS DEL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

Es importante conocer la sintaxis del lenguaje de programación de OpenDSS para entender los ejemplos de código que se muestran en el desarrollo de este trabajo.

Cada comando corresponde a una línea de texto. Cada comando tiene un *Verbo* y algunos *Parámetros*. El Verbo puede interactuar directamente con un elemento como se muestra en la Figura 4.16.

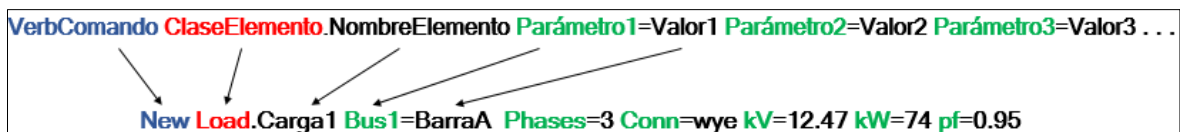


Figura 4.16. Verbo del comando que interactúa con un elemento (Autoría propia)

Por otro lado, el Verbo no interactúa con un elemento, como se muestra en la Figura 4.17.

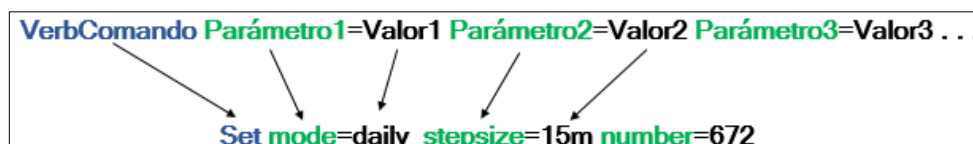


Figura 4.17. Verbo del comando que no interactúa con un elemento (Autoría propia)

La Tabla 4.8 presenta los verbos más comunes.

Tabla 4.8. Verbos comunes [55]

Verbo	Descripción
New	Crea un nuevo elemento de circuito
Set	Define opciones de solución, por ejemplo, <i>Mode</i>
Solve	Realiza la solución del circuito actual
Show	Muestra resultados del flujo de potencia en formato <i>.txt</i>
Export	Exporta resultados del flujo de potencia en formato <i>.csv</i>
Plot	Plotea los resultados del flujo de potencia

4.6 MODOS DE SOLUCIÓN DEL SOFTWARE OPENDSS

El OpenDSS cuenta con distintos modos de solución, los principales son [55]:

- Flujo de potencia instantáneo
- Flujo de potencia diario
- Flujo de potencia anual
- Análisis armónico
- Análisis dinámico
- Estudio de fallas

En este trabajo se utiliza los modos de solución de flujo de potencia diario y el de estudio de fallas.

4.6.1 MODO DIARIO

El modo de simulación diario o *Daily* es uno de los modos que se utiliza para realizar simulaciones en tiempo secuencial. Cuando se define este modo es necesario también especificar el intervalo de tiempo y el número de pasos a simular.

En este trabajo se escoge el modo *Daily* para realizar simulaciones en tiempo secuencial de una semana. En la Figura 4.18 se muestra un ejemplo para establecer el modo *Daily* y obtener simulaciones en intervalos de 15 minutos para los 7 días de la semana (lo que da como resultado 672 pasos).

```
set mode = daily  stepsize =15m  number = 672
```

Figura 4.18. Línea de comando para establecer el modo *Daily* (Autoría propia)

4.6.2 MODO ESTUDIO DE FALLAS

En OpenDSS se puede aplicar fallas de cortocircuito de varias formas [56]:

- Fallas para todas las barras
- Fallas en barras seleccionadas
- Fallas de forma aleatoria

4.6.2.1 Fallas para todas las barras

Con el modo de solución *FaultStudy* se puede obtener un reporte de datos de corrientes y voltajes para varios tipos de fallas aplicadas en cada una de las barras: fallas en todas las fases, fallas fase-tierra en cada fase, y fallas línea-línea. En la Figura 4.19 se muestra un ejemplo de código en OpenDSS para obtener un reporte completo de fallas. Con el comando *Show Fault* se obtienen dichos datos en un archivo *txt*.

```
set mode= faultstudy  
solve  
show fault
```

Figura 4.19. Comandos para la solución del circuito en modo *FaultStudy* (Autoría propia)

4.6.2.2 Fallas en barras seleccionadas

Se puede colocar uno o más objetos de falla (*Fault objects*) en el sistema en las barras seleccionadas. Un *Fault Object* es un elemento de suministro de energía lineal, completamente definido por su matriz de admitancia primitiva. Representa una red resistiva que posee dos terminales. Donde el primer terminal se conecta a la barra definida por el parámetro *bus1* y el segundo terminal se conecta a la barra definida por el parámetro *bus2*.

Si no se especifica el parámetro *bus2*, toma como valor predeterminado el Nodo 0 del *bus1*. Es decir, se establece una falla línea-tierra de forma predeterminada. Sin embargo, puede configurarse para representar cualquier tipo de falla.

La resistencia en cada fase es definida por el parámetro *R*. El valor predeterminado para *R*, si no se especifica, es 0.1 miliohmios, lo que representa una falla casi cerrada. No es posible especificar una falla de resistencia cero en OpenDSS porque la red resistiva debe estar representada por una admitancia [56], [60].

En Figura 4.20 se muestra un esquema de un *Fault object* trifásico.

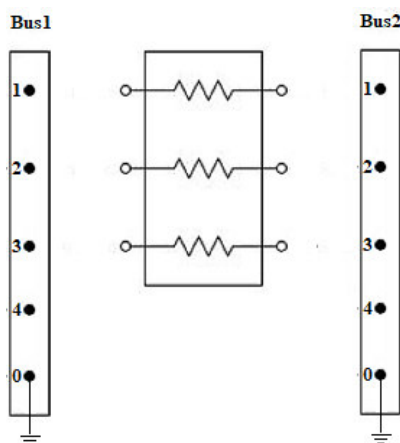


Figura 4.20. Esquema de un *Fault object* trifásico [60]

A continuación, se muestran varios ejemplos de definición de fallas en un circuito.

En la Figura 4.21 se define una falla trifásica en la barra *MiBarra1*

```
New fault.Falla1 phases=3 bus1=MiBarra1
```

Figura 4.21. Definición de una falla trifásica (Autoría propia)

En la Figura 4.22 se define una falla monofásica a tierra en la barra *MiBarra2* en la fase 3.

```
New fault.Falla2 phases=1 bus1=MiBarra2.3
```

Figura 4.22. Definición de una falla monofásica a tierra (Autoría propia)

En la Figura 4.23 se define una falla monofásica a neutro en la barra *MiBarra3* en la fase 2. En este caso el conductor neutro debe estar conectado al nodo 4 de la barra *MiBarra3*.

```
New fault.Falla3 phases=1 bus1=MiBarra3.2 bus2=MiBarra3.4
```

Figura 4.23. Definición de una falla monofásica a neutro (Autoría propia)

En la Figura 4.24 se define una falla línea-línea en la barra *MiBarra4* entre las fases 2 y 3.

```
New fault.Falla4 phases=1 bus1=MiBarra4.2 bus2=MiBarra4.3
```

Figura 4.24. Definición de una falla línea-línea (Autoría propia)

En la Figura 4.25 se define una falla línea-línea-tierra en la barra *Mibarra5* entre la fase 1,2 y tierra.

```
New fault.Falla5 phases=2 bus1=MiBarra5.1.2
```

Figura 4.25. Definición de una falla línea-línea-tierra (Autoría propia)

4.6.2.3 Fallas de forma aleatoria

Para este tipo de solución, se utiliza el modo de *Monte Carlo*. Donde el usuario coloca varios objetos de falla en el circuito. Posteriormente el programa selecciona aleatoriamente un objeto de falla y deshabilita el resto. Esto se repite las veces especificadas por el parámetro *Number*. En la Figura 4.26 se muestra un ejemplo de código para utilizar el modo de solución Monte Carlo.

```
set mode= MF number=100  
solve
```

Figura 4.26. Comandos para la solución del circuito en modo *Monte Carlo* (Autoría propia)

4.7 CONTROL DEL OPENDSS A TRAVÉS DE COM

El servidor COM desarrollado por Microsoft, se utiliza para la creación de objetos de comunicación entre una gran variedad de lenguajes de programación [61]. OpenDSS tiene implementada una interfaz COM que proporciona el acceso directo a la interfaz de comandos de texto, así como numerosos métodos y propiedades para acceder a muchos de los parámetros y funciones de los modelos del simulador con el fin de permitir a los usuarios expertos utilizar las funciones del programa para realizar nuevos tipos de estudios [56], [62].

La versión autónoma de OpenDSS puede ser utilizada para un extenso estudio acerca del comportamiento del sistema de distribución, por esta razón, muchos usuarios encuentran que la interfaz de secuencias de comandos de texto de la versión ejecutable independiente es suficiente, sin embargo, el uso de la interfaz COM de manera efectiva, puede abrir paso a un sin número de aplicaciones [62].

A través de la interfaz COM, el usuario puede diseñar, ejecutar funciones y modos de solución personalizados desde un programa externo y realizar las funciones de ese simulador. Esto proporciona potentes capacidades analíticas externas, así como excelentes gráficos para mostrar resultados [55].

Esta interfaz permite a los usuarios utilizar bucles en códigos externos e interactuar con el Software. Se puede controlar a OpenDSS a través de programas, como VBA Excel, Matlab, Python, entre otros, con el objetivo de crear: algoritmos de optimización específicos de gran complejidad y ajustar variables que se deseen optimizar para poder representar el comportamiento del sistema de distribución según las necesidades y características requeridas por el usuario [56].

4.7.1 CONTROL DE OPENDSS DESDE MATLAB

Matlab utiliza su servidor integrado ActiveX para comunicarse con el servidor COM de OpenDSS, así el servidor de OpenDSS se convierte en la interfaz entre los dos programas (ver Figura 4.27) [39] . En la Figura 4.28 se puede ver cómo crear la conexión entre Matlab y OpenDSS.

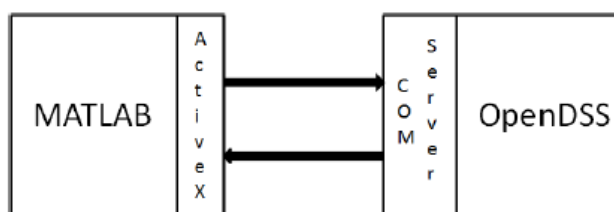


Figura 4.27. Interconexión Matlab-OpenDSS [39]

Las principales interfaces del objeto *DSS* dentro de Matlab son [55]:

- Interfaz *Text*

La interfaz *Text* es una de las más utilizadas. Esta interfaz permite el acceso al interpretador de líneas de comando de OpenDSS

- Interfaz *Circuit*

La interfaz *Circuit* se usa comúnmente para editar las propiedades de los elementos en un circuito. Puede ser muy útil cuando se desea crear un algoritmo con bucles para cambiar propiedades de los elementos. También es utilizado para insertar equipos al circuito.

- Interfaz *Solution*

La interfaz *Solution* se utiliza para resolver el circuito, definir el modo de solución, monitorear la convergencia y otros aspectos de la solución de flujo de potencia en OpenDSS.

En la Figura 4.28 se muestra el código en Matlab para realizar la conexión con OpenDSS, crear el acceso a las principales interfaces mencionadas anteriormente, cargar el archivo.dss donde se encuentra modelada la red que se desea analizar y por último

resolver el flujo de potencia. Este código es la base para realizar un sin número de aplicaciones, útil para planificadores, investigadores, estudiantes o cualquier usuario que quiera controlar una red de distribución.

```
clc
clear all
close all

%Crear el objeto OpenDSS
DSSobj = actxserver ('OpenDSSEngine.DSS');

%Verificar si el objeto OpenDSS fue creado con éxito
if ~DSSobj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
return
end

%Crear acceso para las tres principales interfaces
DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;

%Cargar el archivo circuito_prueba
DSSText.command = 'Compile (C:\documentos\circuito_prueba.dss)'

%Resolver el circuito
DSSSolution.Solve;
```

Figura 4.28. Código en Matlab para el control de OpenDSS [63]

A comienzos del 2021, OpenDSS en su actualización agregó una nueva capacidad para que los usuarios que deseen utilizar COM tengan a su disposición todas las características de la interfaz. Con el uso del comando <COMhelp> en OpenDSS, o lo que es lo mismo <DSSText.command = 'COMhelp'> en Matlab, se mostrará una pantalla (ver Figura 4.29), en la cual se tendrá disponible las propiedades de la biblioteca de la interfaz COM de OpenDSS.

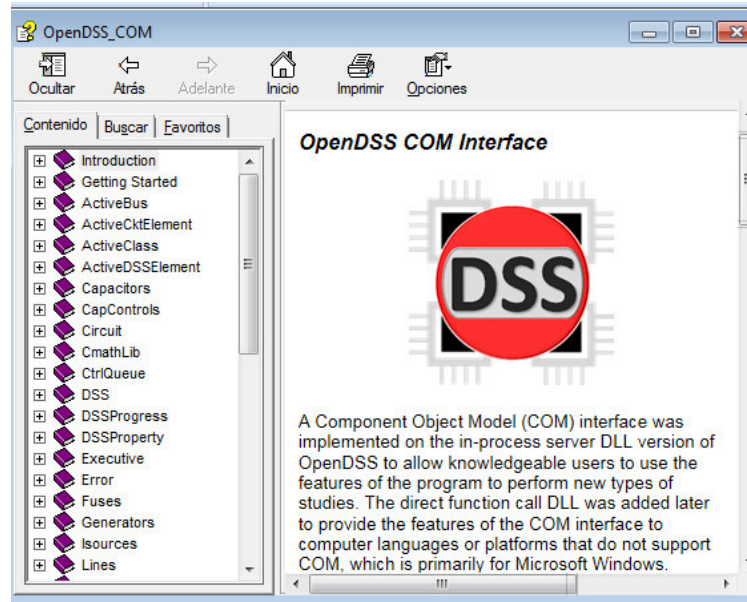


Figura 4.29. Biblioteca de la interfaz COM [63]

Esta nueva capacidad del programa se encuentra desde la versión 9.2.0.1. Cabe resaltar que antes de esta actualización se debía utilizar un explorador de biblioteca de tipos (TLB, por sus siglas en inglés de type object browser) externo, siendo el más utilizado, el proporcionado en el editor Visual Basic, de Microsoft [55].

Se puede encontrar información más detallada sobre la interfaz COM en el manual de OpenDSS, el Wiki de OpenDSS y las notas técnicas, las cuales están disponibles en las carpetas al instalar el programa en el computador [63].

5 MODELACIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SOFTWARE OPENDSS

5.1 EQUIVALENTE DE THÉVENIN

El elemento *Circuit* (equivalente de Thévenin) se utiliza para definir una fuente de voltaje en serie con una impedancia que se conecta a una barra, puede representar el equivalente de sistemas de transmisión o subtransmisión vista por la subestación de distribución (ver Figura 5.1) o el equivalente de una subestación vista por un alimentador [38], [64]. En el OpenDSS, el elemento *Circuit*, debe ser uno solo y el primero en ser definido.

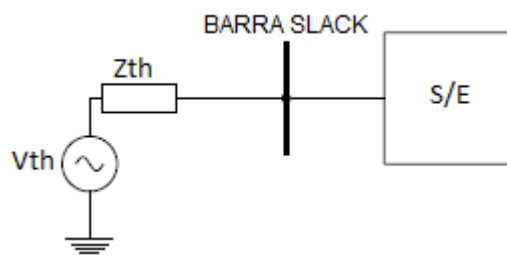


Figura 5.1. Equivalente de Thévenin visto por la subestación (Autoría propia)

5.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL ELEMENTO CIRCUIT

En la Figura 5.2 se presenta el modelo eléctrico del elemento *Circuit*. El modelo trifásico simétrico y equilibrado es representado por tres fasores \dot{E}_A , \dot{E}_B y \dot{E}_C , y sus impedancias propias (\bar{Z}_p) y mutuas (\bar{Z}_m). Partiendo del esquema, por medio de cálculos matemáticos, se pueden obtener las impedancias en componentes simétricas (impedancia positiva, negativa y cero) a partir de las impedancias en componentes de fase (impedancias propias y mutuas). Además, si se somete al sistema a cortocircuitos monofásico y trifásico, se puede obtener las potencias y corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico respectivamente.

Este trabajo no tiene como objetivo mostrar la modelación matemática para obtener estos parámetros, está orientado a la utilización, en [64] se presenta la formulación detallada.

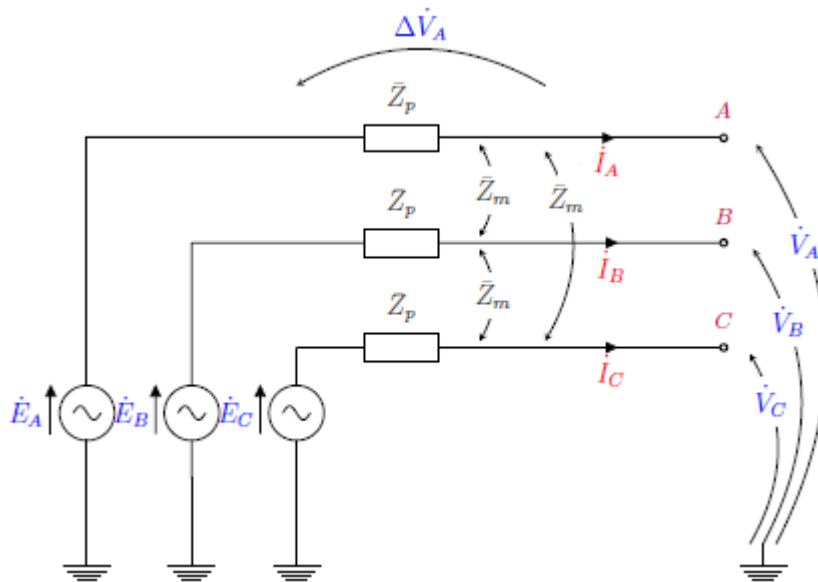


Figura 5.2. Modelo eléctrico del elemento *Circuit* [64]

Para definir el elemento *Circuit* es necesario conocer el par, resistencia y reactancia de secuencia positiva ($R1$ y $X1$, respectivamente), o el par, potencia de cortocircuito monofásico y potencia de cortocircuito trifásico ($Mvasc1$ y $Mvasc3$ respectivamente). En la Tabla 5.1 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento *Circuit*.

Tabla 5.1. Parámetros básicos para definir el elemento *Circuit* [56], [38]

Parámetro	Descripción
<i>basekV</i>	Voltaje de línea nominal en kV
<i>bus1</i>	Nombre de la barra a la cual se conecta el elemento
<i>Z1</i>	Impedancia de secuencia positiva en Ω . También ser definida por los parámetros $R1$ y $X1$ (resistencia y reactancia de secuencia positiva, respectivamente)
<i>Z0</i>	Impedancia de secuencia negativa en Ω . También puede definirse por los parámetros $R0$ y $X0$ (resistencia y reactancia de secuencia negativa, respectivamente). $Z0=Z1$ si esta no es definida
<i>mvasc3</i>	Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
<i>mvasc1</i>	Potencia de cortocircuito trifásico en MVA
<i>pu</i>	Valor en por unidad del voltaje en la barra

A continuación, se muestran ejemplos de código para la definición del elemento *Circuit*.

```
New Circuit.EquivalenteThevenin bus1=PuntoThevenin pu=1 basekv=13.8
~ Z0=[0.025862916, 0.077588748] Z1=[0.023094242, 0.0923376969]
```

Figura 5.3. Elemento *Circuit* considerando componentes simétricas [63]

```
New Circuit.EquivalenteThevenin bus1=PuntoThevenin pu=1 basekv=13.8
~ mvasc3=2000 mvasc1=2100
```

Figura 5.4. Elemento *Circuit* considerando potencias de cortocircuito [63]

```
New Circuit.EquivalenteThevenin bus1=PuntoThevenin pu=1 basekv=13.8
~ R1=0.000000001 X1=0.000000001
```

Figura 5.5. Elemento *Circuit* como barra infinita considerando componentes simétricas [63]

```
New Circuit.EquivalenteThevenin bus1=PuntoThevenin pu=1 basekv=13.8
~ mvasc3=1e6 mvasc1=1e6
```

Figura 5.6. Elemento *Circuit* como barra infinita considerando potencias de cortocircuito [63]

5.2 GENERADOR

El generador es la principal fuente de generación de potencia en el mundo. Es un elemento de conversión de energía, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

OpenDSS cuenta con los siguientes modelos del generador para simulaciones de flujo de potencia [56]:

- 1: Potencia activa y reactiva constante siguiendo una curva de despacho definida (mayormente usado para estudios de planeación suponiendo que se desee definir una potencia específica).
- 2: Impedancia constante, la potencia varía con el cuadrado del voltaje.
- 3: Potencia activa constante y voltaje constante, modelo de generador como barra P-V
- 4: Potencia activa se mantiene constante, cambia siguiendo el despacho, la potencia reactiva se mantiene fija (nunca cambia).
- 5: Potencia activa se mantiene constante, cambia siguiendo el despacho, la potencia reactiva se calcula como si fuera una reactancia fija.
- 6: Modelo escrito por el usuario
- 7: Potencia activa y reactiva constantes, pero con limitación de corriente por debajo de un voltaje mínimo.

5.2.1 CARACTERIZACIÓN DEL GENERADOR

El generador se modela en OpenDSS a través del elemento *generator*. En la Tabla 5.2 se muestran los parámetros básicos para definirlo.

Tabla 5.2. Parámetros básicos para definir el elemento *generator* [56], [38]

Parámetro	Descripción
<i>kV</i>	Voltaje de base en kV
<i>bus1</i>	Nombre de la barra a la que se conecta el generador
<i>kW</i>	Potencia total activa nominal del generador
<i>pf</i>	Factor de potencia del generador
<i>model</i>	Modelo que define la variación de la potencia con el voltaje
<i>phases</i>	Número de fases del generador
<i>maxkvar</i>	Límite máximo de la potencia reactiva en kVAr. Para el modelo 3
<i>minkvar</i>	Límite mínimo de la potencia reactiva en kVAr. Para el modelo 3

A continuación, se muestran un ejemplo de código para la definición de un generador en OpenDSS.

```
New Generator.Generator1 bus1=G kV=132 kW=40000 model=3  
~ maxkvar=50000 minkvar=-40000
```

Figura 5.7. Generador de potencia activa constante y voltaje constante [63]

5.3 TRANSFORMADOR

El transformador es un componente esencial para el suministro de energía eléctrica. Permite generar, transmitir y distribuir la energía en el sistema eléctrico a niveles de voltaje técnica y económicamente adecuados para cada componente del sistema eléctrico [65].

Los transformadores de potencia se emplean en sistemas de alto voltaje para la transmisión de grandes cantidades de energía [66]. Los transformadores de distribución se encuentran fuera de la subestación y transforman el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización para las cargas de los clientes [67].

En la subestación de distribución se encuentran los transformadores que se encargan de transformar el voltaje del nivel de transmisión o subtransmisión al nivel del alimentador de distribución. El transformador de la subestación generalmente es trifásico, pueden tener taps fijos sin carga en el lado de alto voltaje y pueden tener taps variables de carga en el lado de bajo voltaje. Los transformadores en el alimentador proporcionan el voltaje al usuario final [68]. Existen distintas conexiones de los transformadores, las cuales van acorde a las características y necesidades de las cargas.

5.3.1 CARACTERIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

En la Figura 5.8 se muestra el modelo equivalente del transformador monofásico representado por su reactancia de dispersión, L_s , resistencia en serie de los devanados, R_s resistencia de pérdidas en el hierro, R_p y reactancia de magnetización, L_m .

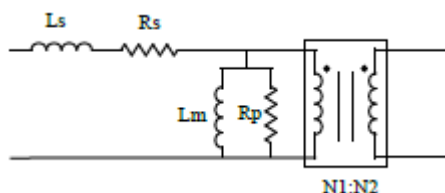


Figura 5.8. Modelo equivalente del transformado monofásico [38]

El transformador se modela en OpenDSS a través del elemento *transformer*. En la Tabla 5.3 se muestran los parámetros básicos para definirlo.

Tabla 5.3. Parámetros básicos para definir el elemento *transformer* [56], [38]

Parámetro	Descripción
<i>Phases</i>	Número de fases (el valor predeterminado es 3)
<i>Windings</i>	Número de devanados (el valor predeterminado es 2)
<i>XLH</i>	Reactancia en serie en pu
<i>%loadloss</i>	Porcentaje de pérdidas a carga nominal (se utiliza %r si se quiere definir para cada devanado)
<i>%noloadloss</i>	Porcentaje de pérdidas sin carga a voltaje nominal (el valor predeterminado es 0)
<i>%imag</i>	Porcentaje de la corriente de magnetización. Se utiliza una inductancia para representarla (el valor predeterminado es 0).
<i>Wdg</i>	Devanado que recibirá las siguientes características de esta tabla
<i>bus</i>	Barra a la que se conecta el devanado
<i>conn</i>	Conexión de los devanados (estrella o delta)
<i>Kv</i>	Voltaje de nominal de línea del devanado, kV
<i>Kva</i>	Potencia nominal del devanado en kVA
<i>tap</i>	Tap en por unidad en el que se establece el devanado

A continuación, se muestran ejemplos de código para la definición de determinadas conexiones de transformadores en OpenDSS.


```

New Transformer.Trafo1 phases=1 windings=2 XHL=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario.1 conn=wye KV=7.62 KVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario.1 conn=wye KV=0.12 KVA=150 tap=1

New Transformer.Trafo2 phases=1 windings=2 XHL=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario.2 conn=wye KV=7.62 KVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario.2 conn=wye KV=0.12 KVA=150 tap=1

New Transformer.Trafo3 phases=1 windings=2 XHL=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario.3 conn=wye KV=7.62 KVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario.3 conn=wye KV=0.12 KVA=150 tap=1

```

Figura 5.9. Transformador trifásico conexión estrella - estrella aterradas [63]

```

New Transformer.Trafo phases=3 windings=2 XHL=2.72
~%loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=delta KV=13.2 KVA=50 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wye KV=0.208 KVA=50 tap=1.05

```

Figura 5.10. Transformador trifásico delta – estrella aterrada [63]

```

New Transformer.Trafo1 Phases=1 Windings=3 Xhl=1.44 XHt = 1.44 Xlt=.96
~ wdg=1 bus=Primario.1.4 kv=7.2 kva=15 %r=0.65 conn=wye
~ wdg=2 bus=Secundario.1.0 kv=.12 kva=15 %r=1.3 conn=delta
~ wdg=3 bus=Secundario.0.2 kv=.12 kva=15 %r=1.3 conn=delta

New Transformer.Trafo2 Phases=1 Windings=2 Xhl=1
~ wdg=1 bus=Primario.2.4 kv=7.2 kva=10 %r=0.7 conn=wye
~ wdg=2 bus=Secundario.2.3 kv=.24 kva=10 %r=0.7 conn=delta

New Transformer.Trafo3 Phases=1 Windings=2 Xhl=1
~ wdg=1 bus=Primario.3.4 kv=7.2 kva=10 %r=0.7 conn=wye
~ wdg=2 bus=Secundario.3.1 kv=.24 kva=10 %r=0.7 conn=delta

```

Figura 5.11. Banco de transformador estrella no aterrada – delta con devanado dividido [63]

```

New Transformer.Trafo phases=1 windings=2 XHL=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=Primario.1.2 conn=delta KV=13.8 KVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=Secundario.1.2 conn=delta KV=0.38 KVA=150 tap=1

```

Figura 5.12. Transformador bifásico dos devanados [63]

```

New Transformer.Trafo phases=1 windings=2 XHL=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=Primario.1.0 conn=wye KV=7.62 KVA=50 tap=1
~ wdg=2 bus=Secundario1.0 conn=wye KV=0.12 KVA=50 tap=1.05

```

Figura 5.13. Transformador monofásico dos devanados [63]

```

New Transformer.Trafo phases=1 windings=3 XHL=2.04 XHT=2.04 XLT=1.36
~%loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario.1 conn=wye KV=7.62 KVA=100 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario.1.0 conn=wye KV=0.12 KVA=50 tap=1
~ wdg=3 bus=BarraSecundario.0.2 conn=wye KV=0.12 KVA=50 tap=1

```

Figura 5.14. Transformador monofásico a 5 hilos, primario aterrado [63]

5.4 REGULADOR DE VOLTAJE

A medida que varía la carga en los alimentadores, la caída de voltaje entre la subestación y el usuario variará. Para mantener los voltajes del usuario dentro de un rango aceptable, el voltaje en la subestación debe variar a medida que varía la carga [68]. Un método común para mantener el voltaje dentro de los límites establecidos es la utilización de reguladores de voltaje.

5.4.1 CARACTERIZACIÓN DEL REGULADOR

Para emular un regulador de voltaje en OpenDSS se utiliza el elemento de control *RegControl* el cuál debe conectarse a un devanado particular de un transformador como el devanado a monitorear [56]. Así, *RegControl* que tiene como objetivo controlar el tap en el devanado del transformador al que está asociado, para mantener el voltaje en el terminal definido, dentro de los valores establecidos [7]. En la Tabla 5.4 se presenta los parámetros básicos para definir el elemento de control *RegControl*.

Tabla 5.4. Parámetros básicos para definir el elemento de control *RegControl* [56], [38]

Parámetro	Descripción
<i>Transformer</i>	Nombre del transformador al cual el RegControl es conectado
<i>Winding</i>	Número del devanado controlado del transformador (1 ó 2 normalmente).
<i>Vreg</i>	Ajuste del voltaje del regulador, en voltios, para el devanado que se controla. Si se multiplica este valor por el parámetro <i>ptratio</i> debería producir el voltaje a través del bobinado controlado del transformador.
<i>ptratio</i>	Relación que convierte el voltaje del devanado controlado del transformador al voltaje del regulador (<i>Vreg</i>). Si el devanado está en estrella, se utiliza el voltaje de línea a neutro. De lo contrario, se utiliza el voltaje de línea a línea.
<i>Band</i>	Ancho de banda en voltios para el voltaje controlado. El valor predeterminado es 3.0

A continuación, se muestran ejemplos de código para definir un regulador en OpenDSS:

```

New Transformer.Trafo1 phases=3 windings=2 XHL=6
~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=wye KV=12.47 KVA=6000
~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wye KV=12.47 KVA=6000

! DEFINICIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE

New regcontrol.reg transformer=trafo1 winding=2 vreg=120 band=3 ptratio=60

```

Figura 5.15. Transformador trifásico estrella-estrella aterradas con el secundario controlado [63]

```

! DEFINICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES PARA LOS REGULADORES DE VOLTAJE

New Transformer.T1 phases=1 windings=2 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4]

New Transformer.T2 phases=1 windings=2 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4]

New Transformer.T3 phases=1 windings=2 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4]

! DEFINICIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE

new regcontrol.Reg1 transformer=T1 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20
new regcontrol.Reg2 transformer=T2 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20
new regcontrol.Reg3 transformer=T3 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20

```

Figura 5.16. Banco trifásico de transformadores estrella-estrella aterradas con el secundario controlado [63]

5.5 LÍNEAS

Las líneas son elementos de suministro de energía. OpenDSS utiliza el modelo π para representar una línea, como se muestra en la Figura 5.17, donde \bar{Z} es la matriz de impedancia serie y C es la matriz de admitancia capacitiva nodal de la línea.

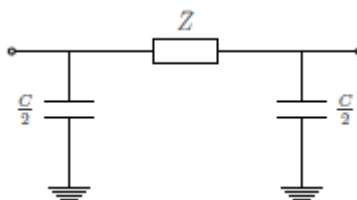


Figura 5.17. Modelo π de una línea [69]

5.5.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS LÍNEAS

En la Sección 4.4.1.1 se presentó la matriz de impedancia en serie y la matriz de capacitancia nodal de la línea trifásica de 4 hilos. La representación de estas matrices, ayudan a comprender los parámetros que se utilizan en OpenDSS para definir la línea.

Partiendo de la Ecuación (4.4 se separa la resistencia de la reactancia:

$$\bar{Z} = R + jX = \begin{bmatrix} R_{AA} & R_{AB} & R_{AC} & R_{AN} \\ R_{AB} & R_{BB} & R_{BC} & R_{BN} \\ R_{AC} & R_{BC} & R_{CC} & R_{CN} \\ R_{AN} & R_{BN} & R_{CN} & R_{NN} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} X_{AA} & X_{AB} & X_{AC} & X_{AN} \\ X_{AB} & X_{BB} & X_{BC} & X_{BN} \\ X_{AC} & X_{BC} & X_{CC} & X_{CN} \\ X_{AN} & X_{BN} & X_{CN} & X_{NN} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Para ingresar los valores de las impedancias de la línea en OpenDSS, se necesita la parte inferior de las matrices de la Ecuación (5.1, como se muestra:

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} R_{AA} & R_{AB} & R_{AC} & R_{AN} \\ R_{AB} & R_{BB} & R_{BC} & R_{BN} \\ R_{AC} & R_{BC} & R_{CC} & R_{CN} \\ R_{AN} & R_{BN} & R_{CN} & R_{NN} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} X_{AA} & X_{AB} & X_{AC} & X_{AN} \\ X_{AB} & X_{BB} & X_{BC} & X_{BN} \\ X_{AC} & X_{BC} & X_{CC} & X_{CN} \\ X_{AN} & X_{BN} & X_{CN} & X_{NN} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

En OpenDSS:

$$rmatrix = [R_{AA} | R_{AB} R_{BB} | R_{AC} R_{BC} R_{CC} | R_{AN} R_{BN} R_{CN} R_{NN}] \quad (5.3)$$

$$xmatrix = [X_{AA} | X_{AB} X_{BB} | X_{AC} X_{BC} X_{CC} | X_{AN} X_{BN} X_{CN} X_{NN}] \quad (5.4)$$

Del mismo modo, para ingresar los valores de la capacitancia de la línea, partiendo de la Ecuación (4.12 se necesita los valores de la parte inferior de la matriz, como se muestra:

$$C = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} & C_{24} \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} & C_{34} \\ C_{14} & C_{24} & C_{34} & C_{44} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

En OpenDSS:

$$cmatrix = [C_{11} | C_{12} C_{22} | C_{13} C_{23} C_{33} | C_{14} C_{24} C_{34} C_{44}] \quad (5.6)$$

Cuando la línea es simétrica y equilibrada, esta puede ser definida en OpenDSS por sus componentes simétricas, es decir, su resistencia, reactancia y capacitancia en secuencia positiva y secuencia cero. Según [68], un método para obtener estas componentes es a través de la aplicación de las ecuaciones de Carson modificadas y la reducción de Kron.

Este trabajo no tiene como objetivo mostrar la modelación matemática para obtener estos parámetros, pero se puede ver en [68] y [69] una formulación detallada.

La línea se modela en OpenDSS a través del elemento *line*. En la Tabla 5.5 se muestran los parámetros básicos para definirlo.

Tabla 5.5. Parámetros básicos para definir el elemento *line* [56], [38]

Parámetro	Definición
<i>Phases</i>	Número de fases (predeterminado = 3)
<i>Bus1</i>	Nombre de la barra a la cual el terminal 1 es conectado
<i>Bus2</i>	Nombre de la barra a la cual el terminal 2 es conectado

<i>Length</i>	Longitud de la línea
<i>baseFreq</i>	Frecuencia base de las reactancias (predeterminado = 60 Hz)
<i>R1</i>	Resistencia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
<i>R0</i>	Resistencia de secuencia cero, Ω por unidad de longitud
<i>X1</i>	Reactancia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
<i>X0</i>	Reactancia de secuencia cero, Ω por unidad de longitud
<i>C1</i>	Capacitancia total de secuencia positiva, nF por unidad de longitud
<i>C0</i>	Capacitancia total de secuencia cero, nF por unidad de longitud
<i>Rmatrix</i>	Matriz de resistencia en serie, Ω por unidad de longitud.
<i>Xmatrix</i>	Matriz de reactancia en serie, Ω por unidad de longitud
<i>Cmatrix</i>	Matriz de capacitancia nodal, nF por unidad de longitud
<i>units</i>	Unidad de longitud de la línea {mi km kft m ft in cm}
<i>Normamps</i>	Corriente nominal de la línea, amps

A continuación, se muestran ejemplos de código para definir una línea:

```
New Line.Linea1 bus1=BarraA bus2=BarraB phases=3 length=1 units=km
~ r1=0.06 x1=0.12 r0=0.18 x0=0.4
~ c1=3 c0=1
```

Figura 5.18. Línea trifásica desequilibrada [63]

```
New Line.Linea1 bus1=BarraA bus2=BarraB phases=3 length=1 units=km
~ r1=0.06 x1=0.12 r0=0.18 x0=0.4
~ c1=3 c0=1
```

Figura 5.19. Línea trifásica equilibrada [63]

```
New Line.Linea1 bus1=BarraA.1.2 bus2=BarraB.1.2 phases=2 length=1 units=km
~ rmatrix= [0.086 | 0 0.088]
~ xmatrix= [0.204 | 0.015 0.19]
~ cmatrix= [2.85 | -0.92 3]
```

Figura 5.20. Línea bifásica, fase-fase [63]

```
New Line.Linea1 bus1=BarraA.1.4 bus2=BarraB.1.4 phases=2 length=1 units=km
~ rmatrix= [0.086 | 0 0.088]
~ xmatrix= [0.204 | 0.015 0.19]
~ cmatrix= [2.85 | -0.92 3]
```

Figura 5.21. Línea monofásica, fase-neutro [63]

5.5.1.1 LineCode

Las impedancias de las líneas pueden especificarse por medio del elemento *LineCode*, para que posteriormente pueda ser utilizado en la definición de las líneas que tengan esas características. La mayor parte del tiempo, el uso del elemento *LineCode*, será más conveniente para caracterizar las líneas y, además, será más fácil de leer.

También, por medio del elemento *LineCode*, se puede realizar una reducción de Kron, para reducir el conductor neutro de las matrices de impedancia. Esto no se aplica si las impedancias son definidas por medio de sus componentes simétricas porque los valores de estas componentes ya asumen la reducción [56].

En la Tabla 5.6 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento *line* con el uso del elemento *LineCode*

Tabla 5.6. Parámetros básicos para definir el elemento line con el uso de *linecode* [56]

Elemento	Parámetro	Definición
LineCode	<i>Nphases</i>	Número de fases
	<i>baseFreq</i>	Frecuencia base de las reactancias (predeterminado es 60 Hz)
	<i>R1</i>	Resistencia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
	<i>R0</i>	Resistencia de secuencia cero, Ω por unidad de longitud
	<i>X1</i>	Reactancia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
	<i>X0</i>	Reactancia de secuencia cero, Ω por unidad de longitud
	<i>C1</i>	Capacitancia total de secuencia positiva, nF por unidad de longitud
	<i>C0</i>	Capacitancia total de secuencia cero, nF por unidad de longitud
	<i>Rmatrix</i>	Matriz de resistencia en serie, Ω por unidad de longitud.
	<i>Xmatrix</i>	Matriz de reactancia en serie, Ω por unidad de longitud
	<i>Cmatrix</i>	Matriz de capacitancia nodal, nF por unidad de longitud
	<i>units</i>	Unidad de longitud de la línea {mi km kft m ft in cm}
	<i>Normamps</i>	Corriente nominal de la línea, amps
	<i>Kron</i>	Y / N. Predeterminado = N. Realiza la reducción de Kron en la matriz de impedancia, reduciendo el orden en 1.
	<i>Neutral</i>	Designa qué conductor es el conductor neutro que será eliminado por la reducción de Kron
Line	<i>Phases</i>	Número de fases (predeterminado es 3)
	<i>Bus1</i>	Nombre de la barra a la cual el terminal 1 es conectado
	<i>Bus2</i>	Nombre de la barra a la cual el terminal 2 es conectado
	<i>LineCode</i>	Nombre de un linecode existente que contiene la información de la línea
	<i>Length</i>	Longitud de la línea

A continuación, se muestran ejemplos de código para definir una línea usando el elemento *linecode*.

```

New Linecode.Arreglo1 nphases=4 basefreq=60 units=km
~ rmatrix= [0.249 | 0.059 0.249 | 0.059 0.059 0.0249 | 0.059 0.059 0.059 0.427]
~ xmatrix= [0.878 | 0.0529 0.878 | 0.451 0.484 0.878 | 0.467 0.488 0.476 0.96]
~ cmatrix= [9.35 | -3.02 9.85 | -1.16 -1.92 8.89 | -1.29 -1.77 -1.78 8.8]

New Line.Linea1 bus1=BarraA.1.2.3.4 bus2=BarraB.1.2.3.4 phases=4 length=1 linecode=Arreglo1

```

Figura 5.22. Línea trifásica 4 hilos [63]

```

New Linecode.Arreglo1 nphases=4 basefreq=60 units=km
~ rmatrix= [0.249 | 0.059 0.249 | 0.059 0.059 0.0249 | 0.059 0.059 0.059 0.427]
~ xmatrix= [0.878 | 0.0529 0.878 | 0.451 0.484 0.878 | 0.467 0.488 0.476 0.96]
~ cmatrix= [9.35 | -3.02 9.85 | -1.16 -1.92 8.89 | -1.29 -1.77 -1.78 8.8]
~ neutral=4 kron=Y

New Line.Linea1 bus1=BarraA bus2=BarraB phases=3 length=1 linecode=Arreglo1

```

Figura 5.23. Línea trifásica 4 hilos con reducción de Kron [63]

5.6 CARGAS

La carga es un elemento de conversión de energía y es la razón por la cual existen los sistemas eléctricos de potencia. Los estudios, análisis y planificación de estos, dependen del comportamiento de la carga.

En la Figura 5.24 se representa un sistema que establece un voltaje \dot{V} , en el punto A, al cual se conecta una carga que absorbe una corriente \dot{I} .

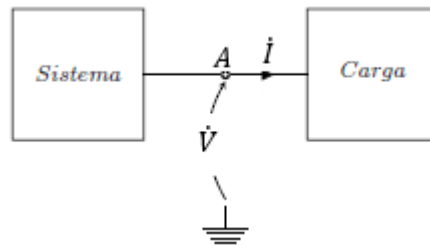


Figura 5.24. Sistema abasteciendo a una carga [70]

La corriente absorbida por la carga depende de su naturaleza [70] y tiene su dependencia con el voltaje aplicado, el cual siempre será el mismo que entrega el sistema de distribución en el lado de bajo voltaje [68]. La relación entre el voltaje aplicado y la corriente absorbida por la carga puede ser descrita por la Ecuación (5.7) [70].

$$i = f_1(\dot{V}) \quad (5.7)$$

La naturaleza de la carga en función del voltaje aplicado puede ser tratada mediante varios modelos. OpenDSS cuenta con ocho modelos de carga, en la Tabla 5.7 se muestran los más comunes.

Tabla 5.7. Principales modelos de carga [56], [38]

Modelo	Descripción
1	Potencia activa y reactiva constantes (Predeterminado)
2	Impedancia constante
5	Magnitud de corriente constante
8	Modelo ZIP

Para todos los modelos, si el voltaje aplicado en la carga no está dentro de un rango de voltaje establecido, el modelo de carga se cambia a impedancia constante, esto asegura la convergencia del flujo de potencia [56].

Con referencia a la Sección 4.4.2, para el cálculo del flujo de potencia, OpenDSS trata la no linealidad de una carga a través de la corriente de compensación. Esta corriente es contemplada en cada uno de los modelos de carga. Por esta razón, si el flujo de potencia no converge, la carga pasa al modelo de impedancia constante (comportamiento lineal de la carga).

En la Figura 5.25 se ilustra la relación entre el voltaje y la corriente, para el modelo de potencia constante. A medida que el voltaje (V) disminuye, la corriente (I) aumenta significativamente. Si el voltaje cae a valores muy bajos, la solución iterativa del flujo de

potencia a menudo falla [56]. Se puede observar que el rango de voltaje predeterminado se encuentra entre 0.95 pu y 1.05 pu. Fuera de este rango, la carga cambia al comportamiento del modelo de impedancia constante.

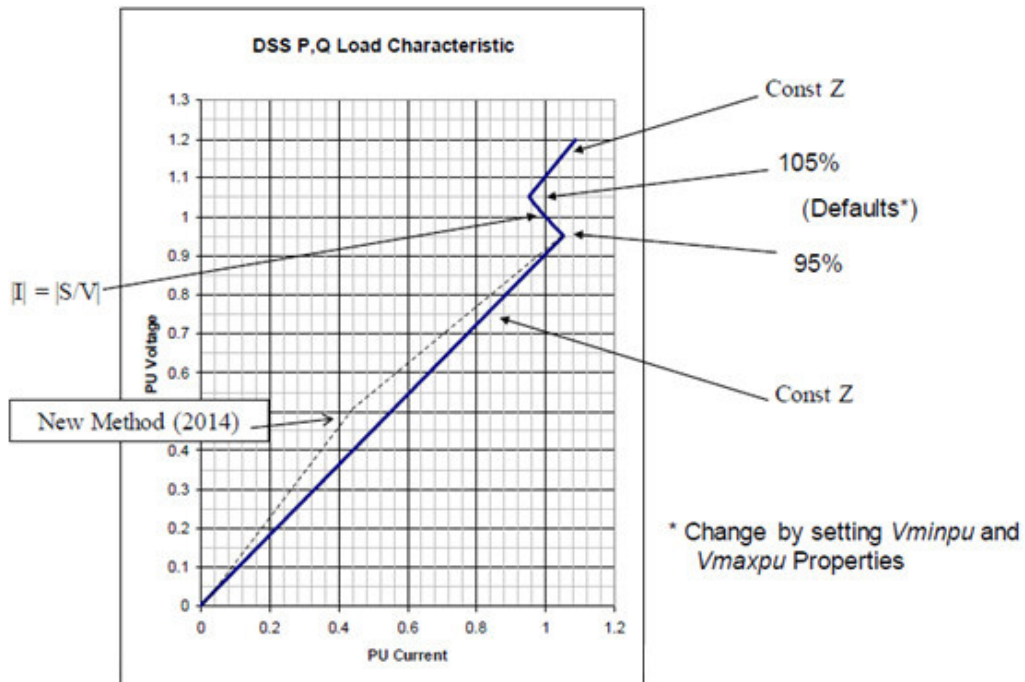


Figura 5.25. Relación entre el voltaje y la corriente para el modelo 1 de carga [36]

5.6.1 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

Las cargas pueden ser especificadas con uno de los pares:

- Potencia compleja (kVA) y factor de potencia (fp)
- Potencia activa (kW) y factor de potencia (fp)
- Potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAr)

En un alimentador de distribución las cargas pueden estar conectadas en estrella o en delta, pueden ser trifásicas, bifásicas o monofásicas con cualquier grado de desequilibrio [68]. En OpenDSS se supone que las cargas están equilibradas para el número de fases especificado. Para definir cargas desequilibradas, se debe ingresar cargas monofásicas separadas [56].

La carga se modela en OpenDSS a través el elemento *Load*. En la Tabla 5.8 se muestran los parámetros básicos para definirlo.

Tabla 5.8. Parámetros básicos para definir el elemento *Load* [56], [38]

Parámetro	Definición
<i>phases</i>	Número de fases
<i>bus1</i>	Nombre de la barra a la cual la carga es conectada
<i>kv</i>	Voltaje nominal
<i>conn</i>	Tipo de conexión de la carga (wye o delta)
<i>kva</i>	Potencia aparente nominal
<i>kw</i>	Potencia activa nominal
<i>kvar</i>	Potencia reactiva nominal
<i>fp</i>	Factor de potencia
<i>daily</i>	Nombre de la curva diaria asociada, para análisis diario
<i>model</i>	Modelo de la carga (predeterminado =1)

A continuación, se muestran ejemplos de código para definir las cargas:

```
New Load.Carga1 phases=1 bus1=BarraA.1.0 conn=wye kv=127 kw=30 fp=0.93 model=5
```

Figura 5.26. Carga monofásica fase-neutro [63]

```
New Load.Carga1 phases=1 bus1=BarraA.2.3 conn=delta kv=0.22 kw=10 kvar=4 model=1
```

Figura 5.27. Carga monofásica fase-fase [63]

```
New Load.Carga1 phases=3 bus1=BarraA.1.2.3.4 conn=wye kv=0.22 kw=100 fp=0.95 model=1
```

Figura 5.28. Carga trifásica equilibrada conectada en estrella no aterrada [63]

```
New Load.Carga1 phases=1 bus1=BarraA.1 conn=wye kv=0.127 kw=100 fp=0.92 model=1  
New Load.Carga2 phases=1 bus1=BarraA.2 conn=wye kv=0.127 kw=120 fp=0.95 model=2  
New Load.Carga3 phases=1 bus1=BarraA.3 conn=wye kv=0.127 kw=140 fp=0.89 model=5
```

Figura 5.29. Carga trifásica desequilibrada conectada en estrella aterrada [63]

5.6.2 LOADSHAPE

El elemento *loadshape* es importante para la solución de flujo de potencia en tiempo secuencial. Es utilizado para definir una curva de carga asociada a un consumidor o una curva de generación asociada a un generador. Se define generalmente por medio de un vector de valores que suelen estar entre 0 y 1. Estos valores se multiplican con el valor de potencia (kW) base de la carga asociada, para representar su variación durante un periodo de tiempo definido [56], [55].

5.6.2.1 Caracterización del elemento *loadshape*

En la Tabla 5.9 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento *loadshape*.

Tabla 5.9. Parámetros básicos para definir el elemento *loadshape* [38]

Parámetro	Definición
<i>npts</i>	Número de puntos de la curva
<i>interval</i>	Intervalo de los datos de la curva en horas
<i>mult</i>	Vector de valores multiplicadores de la carga en pu

En la Figura 5.30 se muestra un ejemplo de código en OpenDSS para definir una curva de carga diaria con 24 datos correspondientes a valores de potencia en pu para cada hora. La curva a su vez se encuentra asociada a una carga.

```
New loadshape.CurvaRecidencialE npts=24 interval=1  

~ mult = (0.25 0.23 0.22 0.24 0.26 0.33 0.44 0.47 0.45 0.3 0.28 0.27  

0.30 0.32 0.36 0.4 0.45 0.65 0.75 0.77 0.75 0.69 0.40 0.26)  

New Load.CargaA Bus1=BarraM Phases=3 daily=CurvaRecidencialE kV=12.47 kW=74 pf=0.95
```

Figura 5.30. Definición de una curva de carga diaria (Autoría propia)

Una vez definida esta curva, se puede obtener su representación gráfica en OpenDSS, como se muestra en la Figura 5.31.

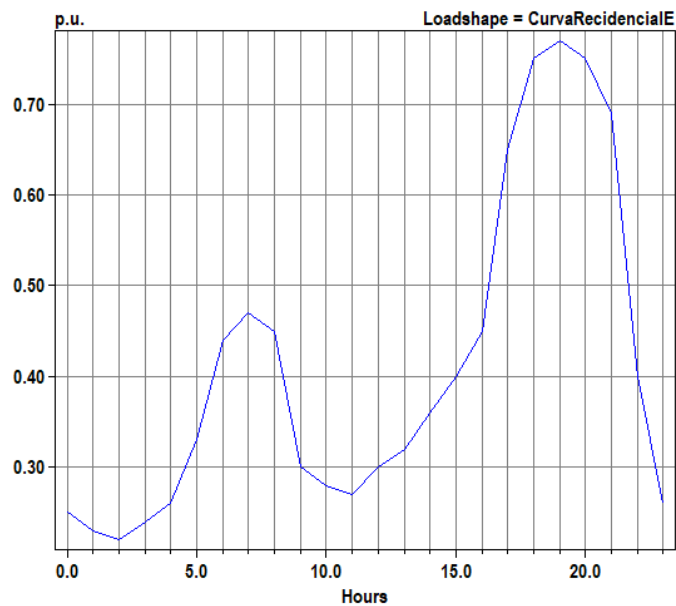


Figura 5.31. Curva de carga diaria definida en OpenDSS

En el ejemplo de la Figura 5.32 se define una curva de carga semanal, los valores se obtienen de un archivo tipo csv previamente creado con 672 datos correspondientes a valores de potencia en pu tomados cada 15 minutos (0.25 horas). Esta curva se ilustra en la Figura 5.33.

```
New loadshape.CurvaSem npts=672 interval=0.25  

~ mult=(File=loadss.csv)
```

Figura 5.32. Definición de una curva de carga semanal (Autoría propia)

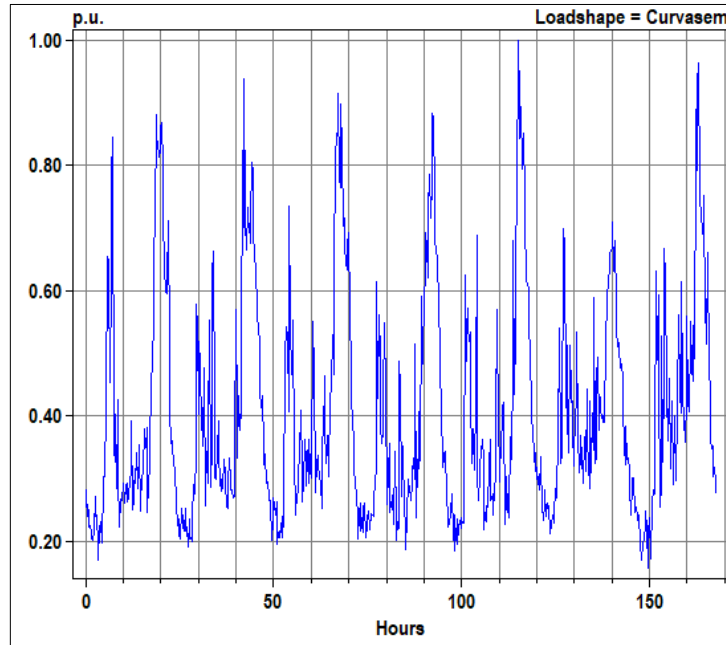


Figura 5.33. Curva de carga semanal definida en OpenDSS

5.7 CAPACITOR

El capacitor es un elemento de suministro de reactivo a la red. Su utilización como banco de capacitores shunt, es considerada como una de las soluciones para resolver problemas de caída de voltaje, factor de potencia y pérdidas en un alimentador, a través de suministro de potencia reactiva a la red [71].

5.7.1 CARACTERIZACIÓN DEL CAPACITOR

El modelo de capacitor en OpenDSS posee generalmente un terminal si es conectado en paralelo (el segundo terminal está predeterminado a tierra) y dos terminales si es conectado en serie.

El capacitor se modela a través del elemento *capacitor*. En la Tabla 5.10 se muestran los parámetros básicos para definirlo.

Tabla 5.10. Parámetros básicos para definir el elemento *capacitor* [56], [38]

Parámetro	Definición
<i>Phases</i>	Número de fases (predeterminado=3)
<i>Bus1</i>	Barra a la cual se conecta el primer terminal
<i>Bus2</i>	Barra a la cual se conecta el segundo terminal (cuando sea necesario)
<i>kV</i>	Voltaje nominal
<i>kvar</i>	Potencia reactiva nominal de todas las fases

El elemento *capacitor* está predeterminado en OpenDSS como un banco trifásico de capacitores conectado en estrella aterrada. A continuación, se muestra un ejemplo para su definición

```
New Capacitor.C1 bus1=BarraFinal kv=33 kvar=19000
```

Figura 5.34. Banco de transformador trifásico conectado en estrella aterrada [63]

5.8 ELEMENTOS DE MEDICIÓN

5.8.1 ENERGMETER

El medidor inteligente es uno de los componentes más fundamentales en las redes eléctricas inteligentes. Su característica más importante es la de permitir a la distribuidora tener acceso a indicadores y datos de consumo real de energía eléctrica, para que se pueda hacer una evaluación precisa de cómo se está entregando y consumiendo la energía [72], [40].

OpenDSS dispone de un medidor inteligente definido por el elemento *energymeter*. Este medidor, además de medir valores de energía y potencia en su ubicación, también mide las pérdidas y valores de sobrecarga dentro de una región definida del circuito [56].

5.8.1.1 Caracterización del Energymeter

El *energymeter* debe ser conectado a un terminal de un elemento de un circuito. El área que le corresponde monitorear se denomina zona y se puede especificar las ramas exactas que se deseen incluir en esta. Pero, normalmente, la zona es determinada automáticamente hacia adelante a lo largo del circuito desde el extremo opuesto de la rama en la cual está instalado el medidor, hasta que encuentra un punto abierto, un interruptor abierto, otro medidor o una rama que ya está incluida en la sección de otro medidor [73]. Esto se ilustra en la Figura 5.35.

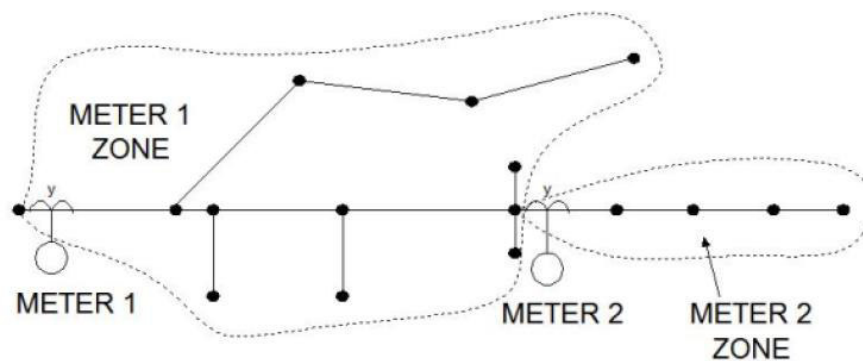


Figura 5.35. Zonas de *energymeters* instalados en un circuito [73]

En la Tabla 5.11 se presenta los parámetros básicos para definir el *energymeter*.

Tabla 5.11. Parámetros básicos para definir el elemento *energymeter* [56]

Parámetro	Definición
<i>Element</i>	Tipo y nombre del elemento existente al que se conectará el medidor
<i>Terminal</i>	Número del terminal del elemento al que se conectará el medidor

A continuación, se muestra un ejemplo de código en OpenDSS para definir el elemento *energymeter*.

```
New energymeter.MedidorA Element=Line.Linea1 Terminal=1
```

Figura 5.36. Definición de un *energymeter* (Autoría propia)

5.8.2 MONITOR

El elemento *monitor* es utilizado para guardar el registro de diferentes parámetros variantes en el tiempo del elemento en el que se encuentre ubicado. El tipo de datos que se guarde dependerá de la configuración del parámetro *mode* del elemento monitor. En la Tabla 5.12 se presentan los más comunes.

Tabla 5.12. Modos del elemento *monitor* [56]

Modo	Definición
0	Voltaje y corriente complejas en cada fase
1	Potencia compleja en cada fase
2	Taps de transformador (el monitor se conecta a un devanado)
3	Variables de estado (el monitor se conecta a un elemento PC)

La variación de los parámetros en el tiempo registradas en los monitores puede ser mostrada gráficamente en la plataforma de OpenDSS. También, estos datos pueden ser guardados para cada monitor como archivos tipo *csv*.

5.8.2.1 Caracterización del monitor

Al igual que el *energymeter*, el *monitor* debe ser conectado a un terminal de un elemento de un circuito. En la Tabla 5.13 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento *monitor*.

Tabla 5.13. Parámetros básicos para definir el elemento *monitor* [56]

Parámetro	Definición
<i>Element</i>	Tipo y nombre del elemento existente al que se conectará el monitor
<i>Terminal</i>	Número del terminal del elemento al que se conectará el monitor
<i>Mode</i>	Numero de modo que describe lo que guardará el monitor

A continuación, se muestran ejemplos de código en OpenDSS para definir el elemento *monitor*.

```
New monitor.MLinea1P element=line.Linea1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

Figura 5.37. Monitor de potencia conectado en una línea (Autoría propia)

```
New monitor.MCarga1V element=load.Carga1 terminal=1 mode=0
```

Figura 5.38. Monitor de voltaje conectados en una carga (Autoría propia)

6 MODELACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y CARGAS ESPECIALES EN EL SOFTWARE OPENDSS

6.1 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En este trabajo los vehículos eléctricos serán modelados como cargas, como se muestra en la Sección 5.6. Los datos para modelar la carga se basaron en el proyecto My Electric Avenue [74], el cual es el proyecto de vehículos eléctricos más grande del mundo. Fue implementado en el Reino Unido con más de 200 vehículos para usuarios residenciales. En los ensayos se registraron más de 68000 eventos de carga durante un año desde diciembre de 2013 con el objetivo comprender los desafíos y las oportunidades asociados con la adopción a gran escala de vehículos eléctricos [34].



Figura 6.1. Proyecto My Electric Avenue [74]

6.1.1 MODELACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Las características técnicas de los vehículos eléctricos utilizados en el proyecto My Electric Avenue son: Nissan LEAF, capacidad de batería de 24 kWh, demanda de 3,6 kW y factor de potencia de 0.98 [34].

Para obtener la demanda máxima diversificada para un número dado de vehículos eléctricos se considera factores de coincidencia conforme a la Figura 6.2.

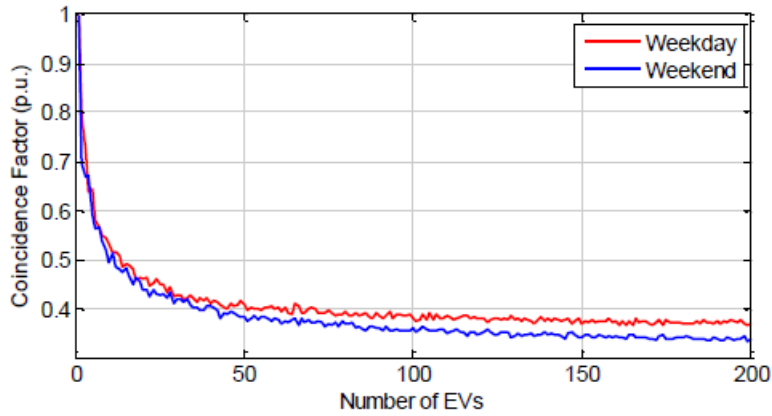


Figura 6.2. Factor de coincidencia para vehículos eléctricos [34]

La demanda máxima diversificada de los vehículos eléctricos puede encontrarse conforme la Ecuación (6.1 [7]).

$$Dmax_{div_VE} = f_{coin} * \sum_{i=1}^n Dmax_{ind_VEi} \quad (6.1)$$

Donde:

$Dmax_{div_VE}$ = Demanda máxima diversificada de los vehículos eléctricos aguas abajo del transformador de distribución.

f_{coin} = Factor de coincidencia de los vehículos eléctricos aguas abajo del transformador de distribución.

$Dmax_{ind_VEi}$ = Demanda máxima individual de los vehículos eléctricos.

n = Número de vehículos eléctricos aguas abajo del transformador de distribución.

El perfil de carga de los vehículos eléctricos para una semana se muestra en la Figura 6.3.

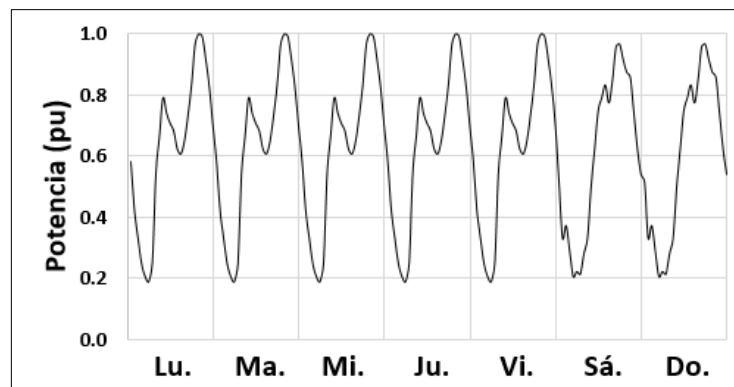


Figura 6.3. Perfil de carga semanal del vehículo eléctrico (Adaptada de [7])

Para la definición del perfil de carga se dispone de 168 datos correspondientes a mediciones de consumo por hora de los 7 días de la semana. Estos datos son almacenados en un archivo csv para ser importados desde OpenDSS por medio del elemento *loadshape* como se muestra a continuación.

```
New loadshape.VE semana npts=168 interval=1  
~ mult={File=VEsem.csv, column=5, header=yes}
```

Figura 6.4. Modelación de la curva de carga de vehículos eléctricos (Autoría propia)

A manera de ejemplo, siguiendo la Ecuación (6.1 se calcula la demanda máxima diversificada para un grupo de 48 vehículos eléctricos con su correspondiente factor de coincidencia de 0.38 conforme a la Figura 6.2.

$$D_{max_{div_VE}} = 0.38 * (48 * 3.6kW) = 65.67 kW \quad (6.2)$$

Los vehículos pueden representar la carga aguas abajo de un transformador de distribución; a continuación, se muestra el código para modelar 48 vehículos con las características descritas anteriormente.

```
New Load.VE phases=3 bus1=BarraA conn=weye kv=0.22 kw=65.67 fp=0.98 daily=VEsemana
```

Figura 6.5. Modelación de la carga para los 48 vehículos eléctricos (Autoría propia)

6.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico está compuesto principalmente de una matriz fotovoltaica (conjunto de paneles fotovoltaicos) y un inversor con su dispositivo de control. El inversor en su conjunto tiene la función de encontrar el punto donde la potencia de transferencia sea máxima y de invertir la energía de corriente continua en energía de corriente sinusoidal para conectarse a la red. En la Figura 6.6 se muestra la estructura de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

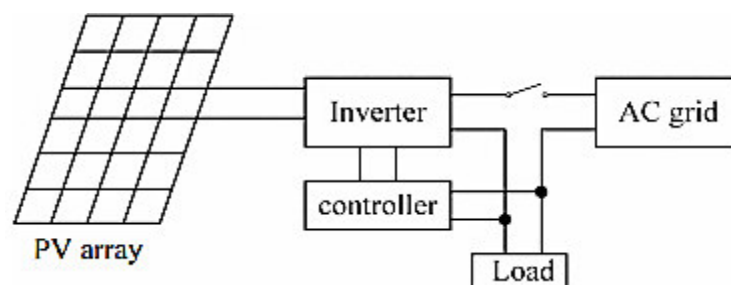


Figura 6.6. Estructura de un Sistema Fotovoltaico conectado a la red [75]

6.2.1 MODELO PVSYSYSTEM

En la Figura 6.7 se muestra el diagrama esquemático que representa el modelo del sistema fotovoltaico implementado en OpenDSS, definido como *PVSystem*. El modelo combina la matriz fotovoltaica con características seleccionadas del inversor permitiendo realizar simulaciones QSTS (en inglés, Quasi-static time series) con un intervalo de tiempo mayor o igual a 1 segundo. Con lo que se puede asumir que el inversor es capaz de encontrar el punto de máxima potencia (en inglés, mpp) del panel rápidamente, simplificando considerablemente el modelado de los componentes individuales de un sistema fotovoltaico, lo que lo hace un modelo conveniente para la mayoría de los estudios de impacto de interconexión con la red de distribución [38], [76].

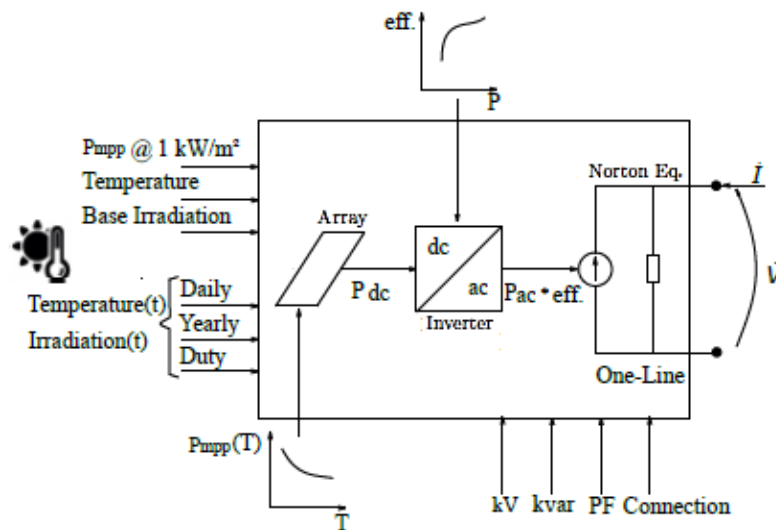


Figura 6.7. Diagrama bloques del modelo del elemento PVSystem (adaptado de [41])

Básicamente, el modelo inyecta una potencia activa, P_{salida} , en el punto de conexión a la red, que es una función de la irradiancia, la temperatura, la eficiencia del inversor y la potencia nominal en el mpp, P_{mpp} , que se define para una temperatura generalmente de 25 °C y una irradiancia de 1 kW/m². La potencia de salida en un tiempo específico, $P_{salida}(t)$, puede ser encontrada conforme la Ecuación (6.3 [41].

$$P_{salida}(t) = P(t) * eff(P(t)) \quad (6.3)$$

Donde:

$$P(t) = P_{mpp}(1kW/m^2) * irrad(t) * irradBase * P_{mpp}(T(t)) \quad (6.4)$$

Y:

$P(t)$ = Potencia de salida DC de la matriz fotovoltaica en un tiempo específico.

- $P_{pmp}(1kW/m^2)$ = Potencia nominal en el punto de máxima potencia para una temperatura seleccionada y una irradiancia de $1kW/m^2$.
- $irrad(t)$ = Valor de la irradiancia en pu en un tiempo específico.
- $irradBase$ = Valor base de irradiancia en kW/m^2
- $P_{pmp}(T(t))$ = Factor de corrección de la P_{mpp} en función de la temperatura en un tiempo específico.
- $eff(P(t))$ = Eficiencia del inversor para una $P(t)$ dada.

La potencia reactiva del inversor se define por separado de la potencia activa. Se puede definir como un valor fijo por medio del parámetro $kvar$, o como una función de factor de potencia fijo por medio del parámetro PF (ver Tabla 6.1). Si se define el parámetro $kvar$, el inversor intentará mantener la potencia reactiva constante, independientemente del valor actual de la potencia activa de salida. Si se define el parámetro PF el inversor mantiene el factor de potencia constante cambiando la potencia reactiva (modo predeterminado) [76].

Muchos de los inversores de sistemas fotovoltaicos también pueden ajustar la potencia reactiva para regular el voltaje. OpenDSS cuenta con funciones avanzadas para el inversor, entre ellas, la función de control inteligente $volt-var$ presentada en la Sección 6.2.1.3.

6.2.1.1 Caracterización del elemento PVSystem

Los parámetros necesarios para el elemento $PVSystem$ pueden ser agrupados de la siguiente forma [76]:

- Parámetros para definir la matriz fotovoltaica
- Parámetros para definir el inversor fotovoltaico
- Parámetros para definir las condiciones de funcionamiento

En la Tabla 6.1 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento $PVSystem$ en OpenDSS.

Tabla 6.1. Parámetros básicos para definir el elemento $PVSystem$ [76]

Grupo	Parámetro	Definición
Matriz fotovoltaica	$Pmpp$	Potencia máxima nominal en kW de la matriz fotovoltaica para una irradiancia de $1kW/m^2$ y una temperatura definida por el usuario.
	$P-Tcurve$	Curva del factor de corrección de la matriz fotovoltaica por unidad de P_{mpp} en función de la temperatura de la matriz fotovoltaica. El factor de corrección debe ser 1.0 para la temperatura a la que se define la P_{pmp}
Inversor fotovoltaico	KV	Voltaje de línea nominal en kV
	$Bus1$	Nombre de la barra a la cual será conectado el $PVSystem$

	<i>Phases</i>	Número de fases del PVSystem
	<i>kVA</i>	Potencia nominal del inversor en kVA
	<i>Effcurve</i>	Curva de eficiencia del inversor. Caracteriza la variación de la eficiencia del inversor en función de su potencia de entrada.
	<i>PF</i>	Factor de potencia para la potencia de salida (potencia AC). Valor predeterminado=1. Se define para mantener constante el factor de potencia.
	<i>kvar</i>	Potencia reactiva de salida. Se define para mantener constante la potencia reactiva.
Condiciones de Funcionamiento	<i>Daily</i>	Curva de irradiancia diaria en pu. No es necesario definir para simulaciones estáticas.
	<i>Tdaily</i>	Curva de temperatura diaria en °C. No es necesario definir para simulaciones estáticas
	<i>Irrad</i>	Representa la irradiancia base en kW/m^2 para simulaciones QSTS y la irradiancia actual para simulaciones estáticas
	<i>temperature</i>	Temperatura actual en °C para simulaciones estáticas. No es necesario definir para simulaciones QSTS debido a que sus valores se definen en el parámetro Tdaily.

6.2.1.2 Modelación del elemento PVSystem

Para la modelación del elemento PVSystem es necesario definir previamente las curvas que serán utilizadas para caracterizar los parámetros *P-Tcurve*, *Effcurve*, *Daily* y *Tdaily* descritos en la Tabla 6.1. Las curvas de irradiación y temperatura utilizadas se obtuvieron a partir de las mediciones del sistema fotovoltaico instalado en el techo del laboratorio del Centro de Estudios de Calidad y Regulación Energética - ENERQ, de la Universidad de São Paulo [7].

La curva del factor de corrección por unidad de P_{mpp} en función de la temperatura, que se utilizará para caracterizar el parámetro *P-tcuve*, será definida en OpenDSS a través del elemento *XYCurve*. El factor de corrección debe ser 1.0 para la temperatura a la que se define la P_{mpp} como se muestra a continuación.

```
New XYCurve.CurvaPT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

Figura 6.8. Definición de la curva del factor de corrección de potencia vs temperatura [63]

Los elementos *XYCurve* se interpolan linealmente entre puntos definidos para determinar el valor actual [77]. En la Figura 6.9 se muestra la curva del factor de corrección por unidad de P_{mpp} en función de la temperatura definida en OpenDSS. Como puede verse, a mayor temperatura, menor es el factor de corrección y es 1 para una temperatura de 25 °C.

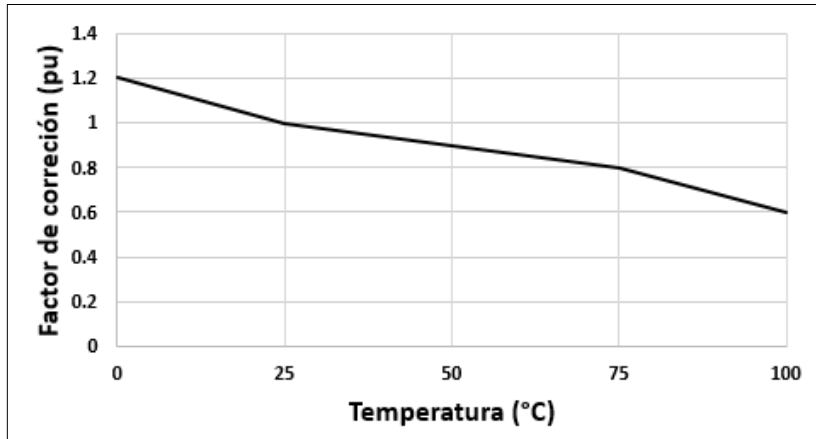


Figura 6.9. Curva del factor de corrección del P_{mpp} vs temperatura (Autoría propia)

La curva de la variación de la eficiencia del inversor en función de su potencia de entrada en pu (P_{dc} por unidad de kVA nominal del inversor), que se utilizará para caracterizar el parámetro *Effcurve*, será definida en OpenDSS a través del elemento *XYcurve* como se muestra a continuación.

```
New XYCurve.CurvaEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
```

Figura 6.10. Definición de la curva de eficiencia vs la potencia [63]

En la Figura 6.11 se muestra la curva de la eficiencia en función de la potencia definida en OpenDSS.

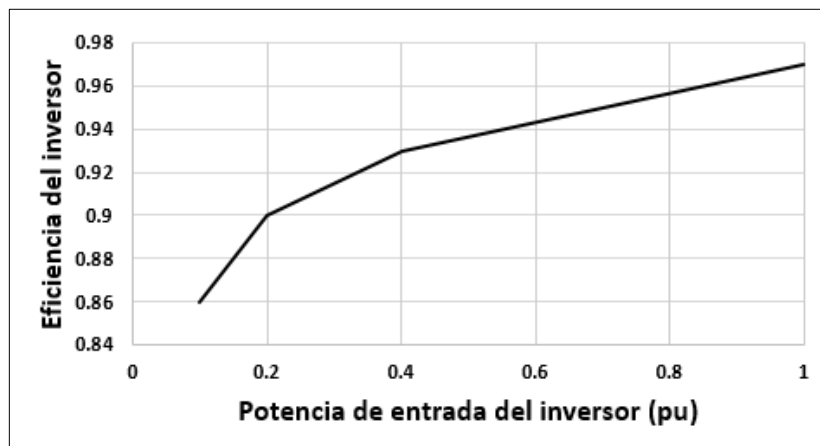


Figura 6.11. Curva de eficiencia vs potencia (Autoría propia)

Para definir la curva de irradiación que se utilizará para caracterizar el parámetro *Daily*, se dispone de 672 datos correspondientes a la irradiancia en por unidad medida a intervalos de 15 minutos (0.25 horas) de los 7 días de la semana. Estos datos son almacenados en un archivo *csv* para ser importados desde OpenDSS por medio del elemento *Loadshape* como se muestra a continuación.

```
New Loadshape.CurvalIrrad npts=672 interval=0.25
~ mult=(File=PVsem.csv, column=9, header=yes)
```

Figura 6.12. Definición de la curva de irradiación (Autoría propia)

La curva de irradiación definida en OpenDSS se muestra en la Figura 6.13

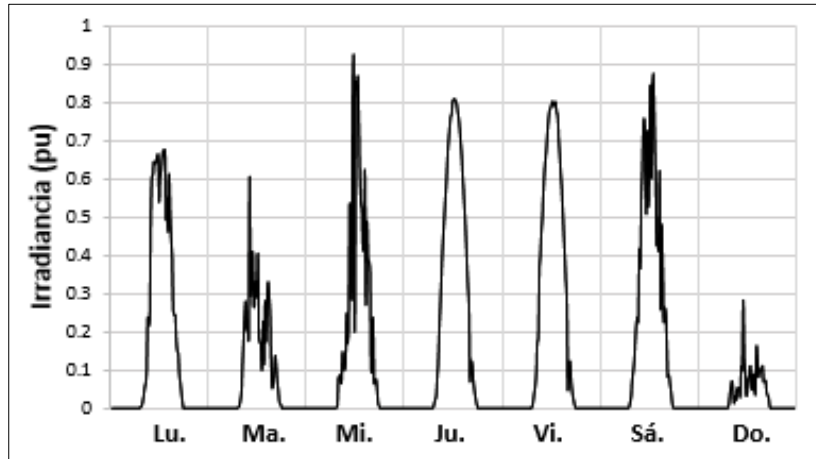


Figura 6.13. Curva de irradiación de una semana (Adaptada de [7])

Para la definir la curva de temperatura que se utilizará para caracterizar el parámetro T_{daily} , se dispone de 672 datos correspondientes a la temperatura en $^{\circ}\text{C}$ medida a intervalos de 15 minutos (0.25 horas) de los 7 días de la semana. Estos datos son almacenados en un archivo csv para ser importados desde OpenDSS por medio del elemento T_{shape} como se muestra a continuación.

```
New Tshape.CurvaTemp npts=672 interval=0.25
~ temp=(File=PVsem.csv, column=10, header=yes)
```

Figura 6.14. Definición de la curva de temperatura en el tiempo (Autoría propia)

La curva de temperatura definida en OpenDSS se muestra en la Figura 6.15.

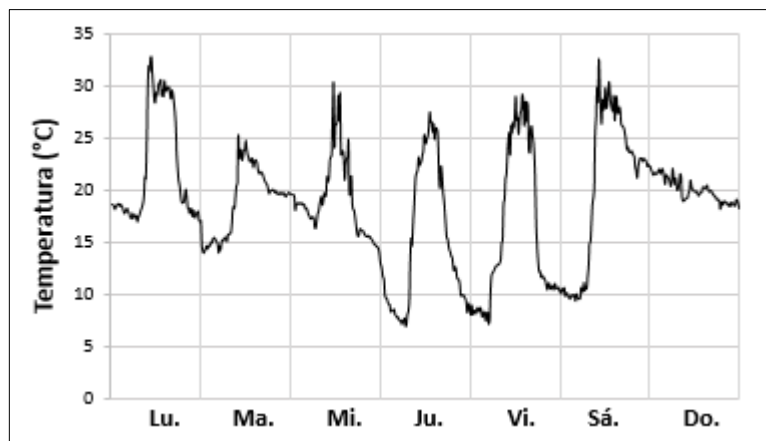


Figura 6.15. Curva de temperatura de una semana (Adaptada de [7])

Finalmente, en la Figura 6.16 se muestra el código en OpenDSS para definir el *PVSystem* con las características programadas anteriormente.

```
New PVSystem.PV phases=3 bus1=690 kV=0.69 kVA=1800 irrads=1 Pmpp=1656 temperature=25
~ effcurve=CurvaEff P-TCurve=CurvaPT Daily=Curvalrad TDaily=CurvaTemp
```

Figura 6.16. Definición del elemento *PVSystem* (Autoría propia)

6.2.1.3 Función volt-var del inversor

El elemento *PVSystem* se puede controlar a través del elemento *InvControl*. Este elemento puede configurar varios modos de funcionamiento del inversor [41]. En esta sección se describe el modo volt-var. Este modo se utiliza para intentar mantener el voltaje en el terminal del sistema fotovoltaico dentro de los límites establecidos por la regulación del ARCONEL (en Ecuador) para una variedad de circunstancias [3].

Dada la potencia nominal del inversor y la salida de potencia activa, se dispone de una cantidad de potencia reactiva que puede ser enviada a la red (potencia reactiva capacitiva) o absorbida de la red (potencia reactiva inductiva) [3]. Con la potencia reactiva disponible se puede controlar el voltaje en el terminal. Estas dos variables son utilizadas para definir una curva volt-var (ver Figura 6.17), donde el *eje y*, representa el porcentaje de la potencia reactiva disponible en el inversor y el *eje x*, el porcentaje del voltaje nominal en el punto de conexión.

Si el voltaje en el terminal del sistema fotovoltaico comienza a exceder el valor de voltaje definido para *V3*, el inversor comenzará a absorber potencia reactiva. Por el contrario, si el voltaje disminuye del valor definido en *V2*, el inversor comienza a entregar potencia reactiva a la red para ayudar a aumentar el voltaje a niveles normales. La zona muerta es definida entre *V2* y *V3* donde el inversor no absorbe ni entrega reactivos.

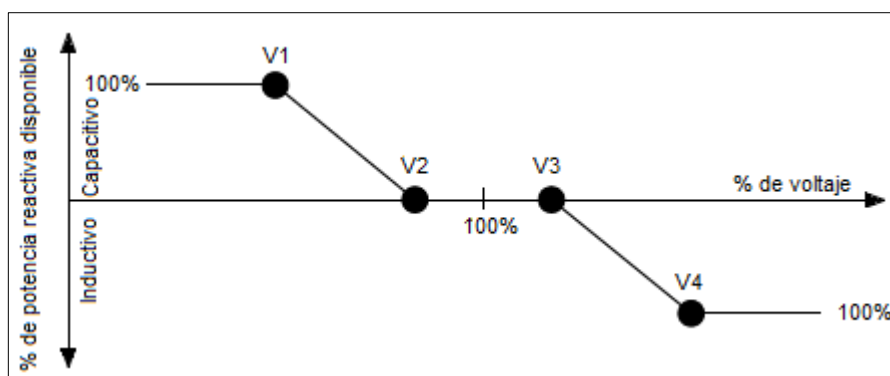


Figura 6.17. Curva que describe el control *volt-var* del inversor [38]

En la Figura 6.18 se muestra un ejemplo de código para definir el control inteligente volt-var del inversor. La curva *volt-var* se caracteriza por medio del elemento *XYCurve* para

posteriormente ser llamada a través del elemento *InvControl*. De forma predeterminada, todos PVSystem del circuito estarán bajo el control del elemento *InvControl* [77], en este caso establecido en modo *VOLTVAR*.

```
New XYCurve.CurvaVoltvar npts=4
~ Xarray=(0.5,0.95,1.05,1.5) Yarray=(1.0,1.0,-1.0,-1.0)

New InvControl.InvPVCtr mode=VOLTVAR
~ voltage_curvex_ref=rated vvc_curve1=CurvaVoltvar
```

Figura 6.18. Definición del control inteligente *volt-var* del inversor [63]

En la Figura 6.19 se muestra la curva *volt-var* definida en el ejemplo anterior. En este caso, no se define una zona muerta, de modo que el inversor proporciona un control continuo de $V1$ a $V4$.

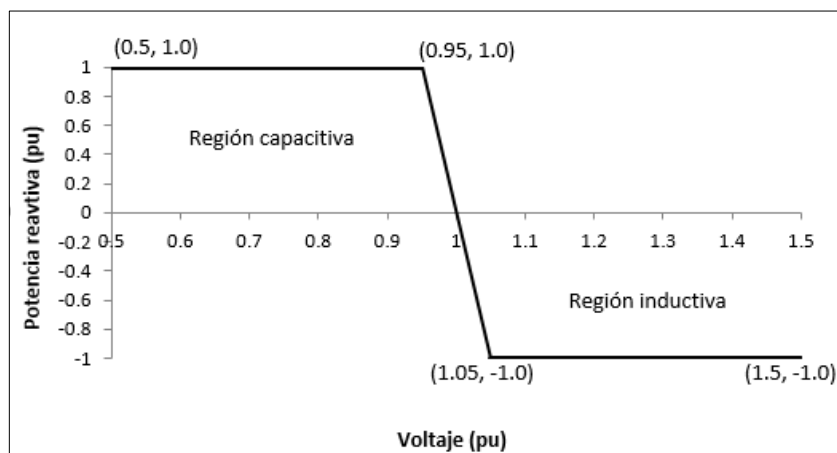


Figura 6.19. Curva de control *volt-var* definida (Adaptada de [51])

6.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La información de esta sección es adaptada de la documentación de EPRI referente al elemento *Storage* de OpenDSS [78].

El almacenador de energía de OpenDSS (elemento *Storage*) corresponde a un elemento de conversión de energía, que es modelado como una carga de potencia constante durante la carga y como un generador que puede inyectar potencia en la red durante la descarga, siempre sujeto a su potencia nominal y capacidad de energía almacenada.

El elemento *Storage* puede operar de manera independiente o en conjunto con un elemento de control, *StorageController*, responsable de comandar su despacho de potencia activa, y / o con un *InvControl*, responsable de limitar su despacho de potencia activa y / o solicitar potencia reactiva según diferentes funciones. En este trabajo se opera

el elemento *Storage* de manera independiente con el fin de demostrar su funcionalidad de carga y descarga de energía.

En la Figura 6.20 se muestra el diagrama del modelo del almacenador de energía de OpenDSS.

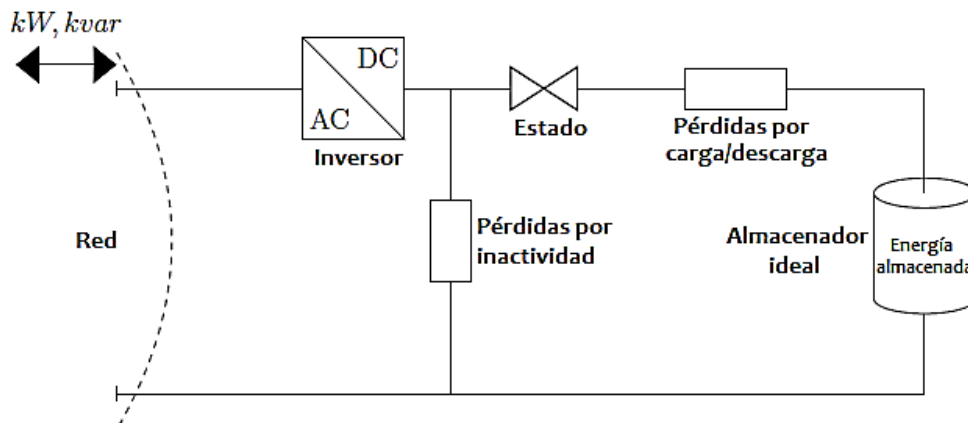


Figura 6.20. Modelo general del elemento *Storage* [78]

Los componentes de la Figura 6.20 se explican a continuación.

- **Almacenador ideal**

Representa un almacenador ideal de energía. Su energía almacenada varía de acuerdo con la evolución del estado entre carga, descarga e inactividad, junto con las pérdidas y tasas de carga y descarga asociadas.

- **Pérdidas por carga y descarga**

Representa las pérdidas de carga y descarga del almacenador. Las dos pérdidas son independientes y son especificadas en términos de eficiencia de carga y descarga.

- **Inversor**

Al igual que en el PVSystem, visto en la Sección 6.2.1, el inversor es un elemento integrado al modelo. Permite despachar potencia reactiva en base a ciertas funciones, modelar las pérdidas del inversor y limitar la tasa de carga y descarga en función de sus valores nominales. Para este inversor también puede usarse la función de control inteligente *InvControl*, una funcionalidad vista en la Sección 6.2.1.3 para el PVSystem. En [76] puede verse las demás funcionalidades del inversor inteligente.

- **Estado**

Representa el estado en el que opera el elemento Storage, puede ser carga (*charge*), descarga (*discharge*) o inactivo (*idling*).

- **Pérdidas por inactividad**

Representa pérdidas cuando el sistema de almacenamiento no está en estado de carga ni en estado de descarga (Por ejemplo, las pérdidas de consumo de energía de los elementos internos de control y comunicación, enfriamiento en baterías, etc.). Estas pérdidas se modelan como una impedancia constante y se definen como un porcentaje de la potencia nominal del elemento *Storage*.

6.3.1 CARACTERIZACIÓN DEL ELEMENTO STORAGE

En la Tabla 6.2 se muestran los parámetros básicos para definir el elemento *Storage* en OpenDSS.

Tabla 6.2. Parámetros básicos para definir el elemento *Storage*

Parámetro	Descripción
<i>kV</i>	Voltaje de línea nominal en kV
<i>Bus1</i>	Nombre de la barra a la cual será conectado
<i>kWrated</i>	Potencia nominal del sistema
<i>kWhrated</i>	Capacidad de almacenamiento
<i>dispmode</i>	Modo de despacho
<i>daily</i>	Curva que describe el almacenamiento y suministro

6.3.2 MODELACIÓN DEL ELEMENTO STORAGE

El elemento *Storage* tiene varios modos para controlar el despacho de energía. Para este trabajo se eligió el modo de despacho *Follow*. En este modo, la carga y descarga del almacenador obedecen a un *loadshape* predefinido hasta que el almacenador esté completamente cargado o descargado. Cuando el *loadshape* presenta valores positivos, el almacenador se descarga y cuando presenta valores negativos, el almacenador se carga. Un valor de cero establece al elemento en estado inactivo.

Las tasas de carga y descarga son variables y están determinadas por la multiplicación de la potencia activa nominal del elemento, *kWrated*, y los multiplicadores del *loadshape*. Con el uso de este modo se muestra la flexibilidad que se tiene para investigar muchos escenarios diferentes sin requerir la implementación de códigos con algoritmos externos.

La forma de la curva de carga debe corresponder al modo de solución del flujo de potencia especificado. Como se dijo anteriormente, para este trabajo el flujo de potencia se simula en modo *daily* para 7 días de la semana. Para describir el almacenamiento y suministro de energía, se dispone de 672 datos almacenados en un archivo *csv* para ser importados desde OpenDSS por medio del elemento *loadshape* como se muestra a continuación.

```
New Loadshape.CurvaCargDes npts=672 interval=0.25
~ mult={File=CargaDescCsv1.csv, column=1, header=yes}
```

Figura 6.21. Definición de la curva que describe el almacenamiento y suministro (Autoría propia)

La forma de la curva que describe el almacenamiento y suministro de energía se asumió considerando valores positivos para que el almacenador se descargue en el rango de horario pico común (5pm-10pm) y también en el rango común de alto consumo en la mañana (6am-8am). En la Figura 6.22 se muestra la forma de la curva definida.

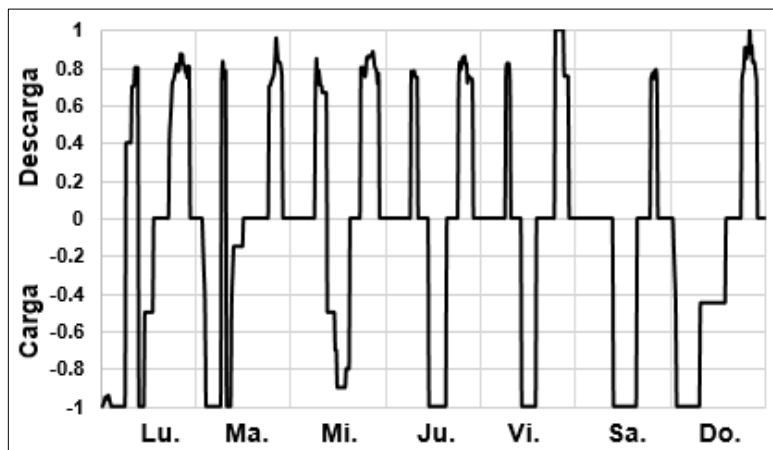


Figura 6.22. Curva de carga y descarga del almacenador (Adaptada de [7])

En la Figura 6.23 se muestra el código en OpenDSS para definir el elemento *Storage*. Donde el almacenador puede entregar potencia nominal de 300 kW y almacenar 2100 kWh. Es decir, puede entregar o absorber energía a potencia nominal por 7 horas consecutivas. De manera predeterminada el almacenador comienza completamente cargado (esta condición puede ser modificada con el parámetro *%stored*).

```
New Storage.bateria phases=3 Bus1=312 kV=12.47 kWrated=300 kWhrated=2100
~ dispmode=follow daily=CurvaCargDes
```

Figura 6.23. Definición del elemento *Storage* (Autoría propia)

6.4 SISTEMA EÓLICO

En [37] se presentan diferentes tipos de tecnologías de generadores eólicos. Para este trabajo se eligió el generador con tecnología de turbina eólica de velocidad fija, *FSTW* (Fixed-speed Wind Turbine). Esta tecnología consiste en un generador de inducción de jaula de ardilla conectado directamente a la red.

La turbina eólica de velocidad fija siempre funciona casi a la misma velocidad del rotor, independientemente de la velocidad del viento. Las principales ventajas de este tipo de tecnología son su bajo costo y su robustez. Por otro lado, existen las siguientes desventajas: la fluctuación de potencia que entrega a la red como resultado de su operación a velocidad fija; el generador de inducción en jaula de ardilla siempre consume potencia reactiva de la red, por lo tanto, se necesita un banco de condensadores para compensar esta potencia.

6.4.1 CARACTERIZACIÓN DEL GENERADOR EÓLICO

Para caracterizar un generador de inducción en jaula de ardilla, además de lo indicado en la Sección 5.2.1 acerca de la definición del generador, se debe también definir el parámetro *usermodel* [38] y utilizar el modelo de máquina de inducción llamado *indmach012a* (ver Figura 6.26). En la Tabla 6.3 se muestran los parámetros eléctricos que se utilizaron en este trabajo para definir el modelo *indmach012a*.

Tabla 6.3. Parámetros eléctricos para definir el modelo *indmach012a* [56]

Parámetro	Descripción
<i>Rs</i>	Resistencia de estator en pu
<i>Xs</i>	Reactancia de fuga del estator en pu
<i>Rr</i>	Resistencia del rotor en pu
<i>Xr</i>	Reactancia de fuga del rotor en pu
<i>Xm</i>	Reactancia de magnetización en pu

6.4.2 MODELADO DEL GENERADOR EÓLICO

Para la definir la curva potencia de salida del generador eólico se dispone de 1008 datos correspondientes a la potencia de salida en por unidad a intervalos de 10 minutos de los 7 días de la semana. Están almacenados en un archivo *csv* para ser importados desde OpenDSS por medio del elemento *loadshape* como se muestra en la Figura 6.24. Estos valores provienen de mediciones de un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) de una turbina eólica en Turquía [79].

```
New loadshape.wp npts=1008 interval=(10 60 / )
~ mult={file=CurvaTurbina.csv, column=6 , header=yes}
```

Figura 6.24. Definición de la curva de potencia de salida del generador eólico (Autoría propia)

La curva definida se ilustra en la Figura 6.25.

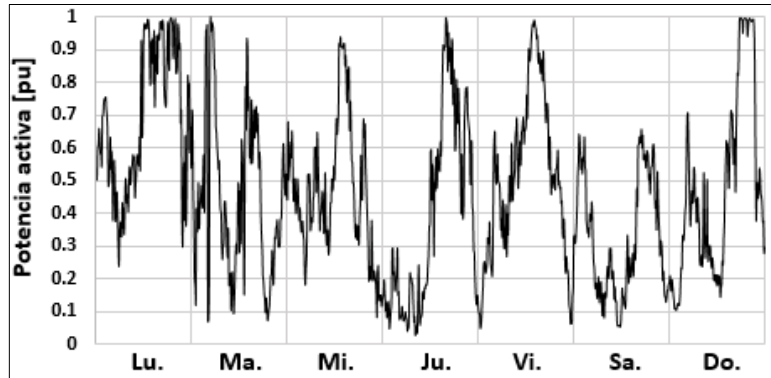


Figura 6.25. Curva de potencia de salida del generador eólico de una semana (Autoría propia)

En la Figura 6.26 se muestra la modelación del generador eólico. Donde, en el parámetro *model* del generador se define el modelo 6, que es para un modelo escrito por el usuario, como se indica en la Sección 5.2. Los parámetros eléctricos del modelo de la máquina de inducción se almacenan en el elemento *userdata*.

```
new generator.WINDTURB bus1=690 kv=0.69 phases=3 kw=1000 kva=1200
~ daily=wp model=6
~ usermodel=indmach012a
~ userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.12602, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)
```

Figura 6.26. Modelación del generador eólico [63]

6.4.2.1 BANCO DE CAPACITORES CONTROLADO

Dado que el generador eólico consume potencia reactiva de la red, se requiere de un banco de capacitores para compensar esta potencia reactiva. El banco de capacitores debe ser controlado para mantener el factor de potencia constante en el punto de interconexión (red - sistema eólico), generalmente cercano o igual a la unidad [37].

En la Figura 6.27 se muestra el código en OpenDSS del banco de capacitores controlado. El elemento *CapControl*, controla el factor de potencia en el punto de interconexión. Básicamente, para mantener el factor de potencia constante, el elemento *CapControl* altera el valor de potencia reactiva inyectada por el banco de capacitores [38].

```
New capacitor.Ceo bus1=690 phases=3 kvar=500 kv=0.69 numsteps=24
New capcontrol.Ceo element=transformer.TrafoElevadorEO terminal=2
~ capacitor=Ceo type=kvar
```

Figura 6.27. Modelación de banco de capacitores controlado [37]

7 IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 ESTUDIO DE UNA RED INTELIGENTE AL INCORPORAR DER

En esta Sección se modela una red de 12 barras disponible en [37], desarrollada en OpenDSS. Se incorporan a la red los DER modelados en la Sección 6 para mostrar el impacto que pueden provocar cada uno de estos recursos en un sistema de distribución.

Las simulaciones son realizadas en un periodo de 7 días a intervalos de 15 minutos, se colocan monitores en diferentes puntos la red para observar la variabilidad de parámetros eléctricos como voltaje en las barras, corriente en los conductores, pérdidas por la incorporación de estos recursos en la red.

Los resultados muestran la importancia de analizar diferentes puntos de la red en tiempo secuencial y obtener un panorama más amplio de lo que ocurre en la red, demostrando que es insuficiente un análisis en un tiempo instantáneo cuando el sistema alberga DER.

Además, se muestra como la incorporación de DER, puede traer consecuencias graves en las condiciones operativas la red en cualquier instante de tiempo debido a la generación inestable e impredecible de la GD, como, por ejemplo, bajo factor de potencia y fluctuaciones indeseables en el voltaje. Sin embargo, también se muestran algunas soluciones importantes para ser consideradas, como el control del voltaje y del factor de potencia a través de la potencia reactiva. En la Figura 7.1 se representa el diagrama unifilar del sistema de prueba.

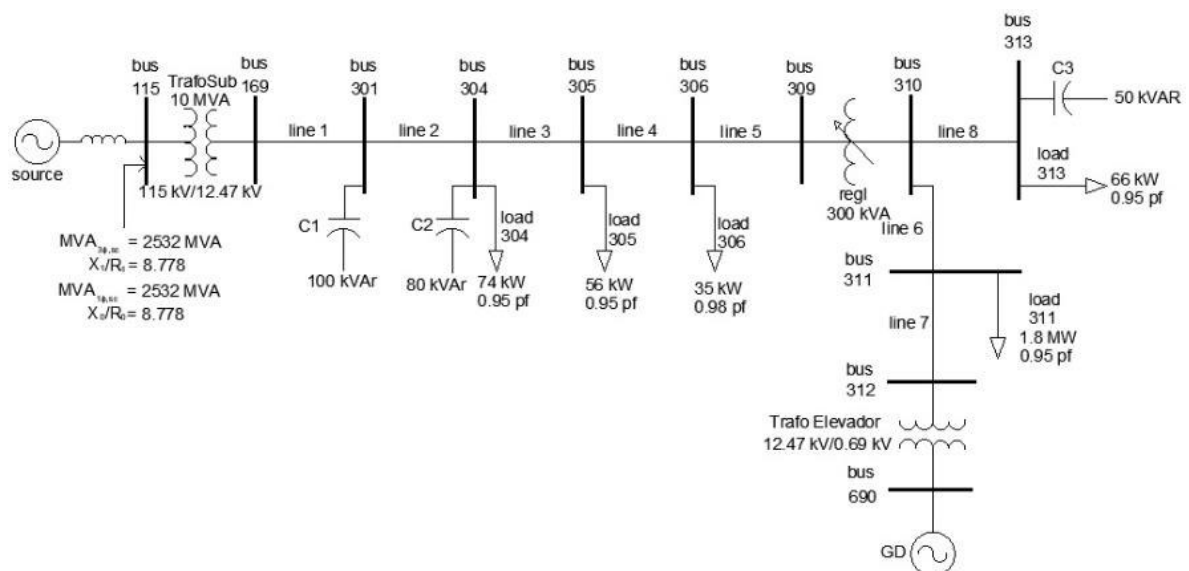


Figura 7.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 12 barras [37]

Esta red consta de 12 barras, debe abastecer una carga total de 2031 kW a un voltaje nominal de 12.47kV. La barra 312 es la barra escogida para conectar la generación distribuida. Como puede observarse, será conectada al final del alimentador que además se encuentra cercana a la carga más grande del sistema.

Los parámetros de las líneas son: $r_1 = 0.7016$, $x_1 = 0.706$, $r_0 = 1.3739$, $r_1 = 0.2025$.

Los parámetros de los transformadores se muestran en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1 Parámetros de los transformadores [37]

Elemento	Resistencia [%]	Reactancia [%]
Transformador de la subestación	0.5	10
Transformador de conexión del EO y FV	0	5
Regulador de voltaje	0	1

7.1.1 MODELACIÓN DE LA RED DE 12 BARRAS

Como se indica en la Sección 5.1, el primer elemento que se modela en el OpenDSS es el elemento *circuit*. En la Figura 7.2 se muestra el código de modelación de la fuente de la red de prueba.

```
New Circuit.EquivalenteTH
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=115
~ MVA3=2532 MVA1=2532
```

Figura 7.2. Modelación del elemento *circuit* de la red de prueba (Autoría propia)

El transformador de la subestación se modela conforme se indica en la Sección 5.3.1. En la Figura 7.3 se muestra el código de modelación del transformador trifásico de la subestación de distribución de la red de prueba.

```
New Transformer.trafoSub phases=3 windings=2 xhl=10
~ wdg=1 bus=115 conn=delta kV=115 kVA=10000 tap=1 %r=0.5
~ wdg=2 bus=169 conn=wye kV=12.47 kVA=10000 tap=1 %r=0.5
```

Figura 7.3. Modelación del transformador de distribución de la red de prueba (Autoría propia)

El transformador elevador para conectar el sistema eólico y el sistema fotovoltaico se presenta en la Sección 7.1.2.2 y en la Sección 7.1.2.4, respectivamente.

El regulador de voltaje se modela conforme se indica en la Sección 5.4.1. En la Figura 7.4 se muestra el código para emular el regulador. Donde se puede observar que primeramente se modela el transformador y posteriormente se asocia el *regcontrol* al devanado cuyo tap será controlado.

```

//Fase A
New Transformer.Reg1A phases=1 windings=2 xhl=1
~ wdg=1 bus=309.1 kV=7.2 kva=100
~ wdg=2 bus=310.1 kV=7.2 kva=100
New regcontrol.Reg1A transformer=Reg1A
~ winding=2 vreg=120 band=3 ptratio=60 delay=120

//Fase B
New Transformer.Reg1B phases=1 windings=2 xhl=1
~ wdg=1 bus=309.2 kV=7.2 kva=100
~ wdg=2 bus=310.2 kV=7.2 kva=100
New regcontrol.Reg1B transformer=Reg1B
~ winding=2 vreg=120 band=3 ptratio=60 delay=120

//Fase C
New Transformer.Reg1C phases=1 windings=2 xhl=1
~ wdg=1 bus=309.3 kV=7.2 kva=100
~ wdg=2 bus=310.3 kV=7.2 kva=100
New regcontrol.Reg1C transformer=Reg1C
~ winding=2 vreg=120 band=3 ptratio=60 delay=120

```

Figura 7.4. Modelación de un banco trifásico de transformadores con el devanado secundario controlado como regulador de voltaje para la red de prueba (Autoría propia)

Las líneas se modelan conforme se indica en la Sección 5.5.1. En la Figura 7.5 se muestra el código de modelación de las 8 líneas que conforman la red de prueba. Las características eléctricas de las líneas se definen por medio de un *linecode*.

```

! Definición de linecode para las líneas
New linecode.2aughtACSR nphases=3 BaseFreq=60
~ r1=0.7016 x1=0.706
~ r0=1.3379 x0=0.2025
~ units=km

! Definición de las líneas
New Line.linea1 Bus1=169 Bus2=301 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea2 Bus1=301 Bus2=304 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea3 Bus1=304 Bus2=305 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea4 Bus1=305 Bus2=306 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea5 Bus1=306 Bus2=309 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea6 Bus1=310 Bus2=311 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea7 Bus1=311 Bus2=312 linecode=2aughtACSR Length=1
New Line.linea8 Bus1=310 Bus2=313 linecode=2aughtACSR Length=1

```

Figura 7.5. Modelación de las líneas de la red de prueba (Autoría propia)

Los capacitores se modelan conforme la Sección 5.7.1. En la Figura 7.6 se muestra el código de modelación de los tres de capacitores trifásicos estáticos que conforman la red de prueba.

```

New Capacitor.C1 Bus1=301 phases=3 kvar=100 kV=12.47
New Capacitor.C2 Bus1=304 phases=3 kvar=80 kV=12.47
New Capacitor.C3 Bus1=313 phases=3 kvar=50 kV=12.47

```

Figura 7.6. Modelación de los capacitores estáticos de la red de prueba (Autoría propia)

Para realizar simulaciones en tiempo secuencial es necesario definir curvas de carga. Las curvas de carga que se utilizan en este trabajo son parte del proyecto y consultoría “Metodología de Estimación de la Demanda Residencial” entre la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Empresa Eléctrica de Quito (EEQ). Estas curvas fueron obtenidas en base al consumo promedio de los clientes aguas abajo de los transformadores de distribución considerando intervalos de demanda de 15 minutos en 7 días continuos de medición [7].

Según normativa de la EEQ [80] los usuarios residenciales están clasificados en 5 estratos de consumo como se muestra en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Estratos de consumo de la EEQ [80]

Estrato de consumo	Rango de consumo [kWh/mes/cliente]
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-350
A	251-500
A1	501-900

En la Tabla 7.3 se presenta la asociación de cada carga del circuito de prueba con su respectiva curva de carga. La curva comercial, industrial y residenciales que se utilizan en este trabajo se presentan en la Figura 7.7. Mientras que la curva de vehículo eléctrico es presentada en la Sección 6.1.1.

Tabla 7.3. Cargas de la red de prueba y sus respectivas curvas de carga

Carga	Curva de carga
304	Residencial - Estrato D
305	Industrial
306	Vehículo eléctrico
311	Residencial – Estrato A
313	Comercial

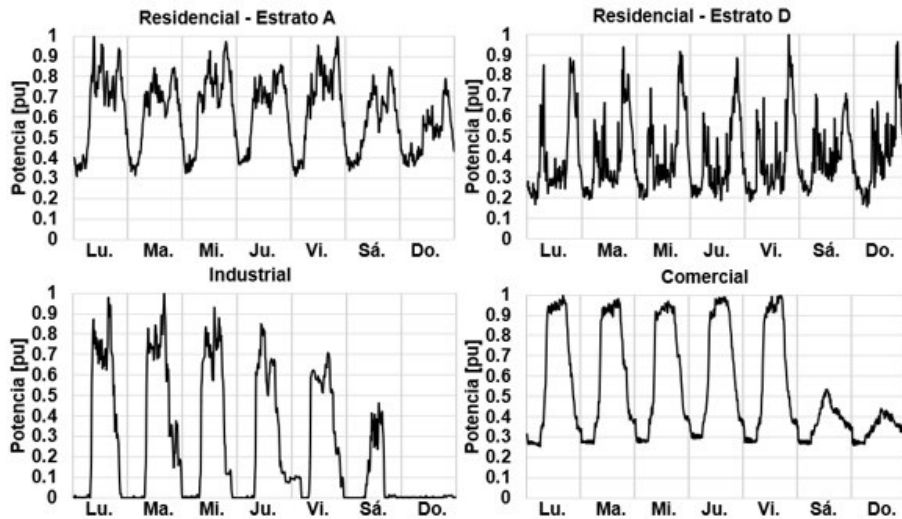


Figura 7.7. Curvas de carga reales [7]

Como se indica en la Sección 5.6.2 para definir una curva de carga asociada a un consumidor se utiliza el elemento *loadshape*. En la Figura 7.8 se presenta el código para definir la curva de carga semanal residencial de estrato D. Donde los valores se obtienen de un archivo tipo *csv* con 672 datos correspondientes a valores de potencia en pu tomados cada 15 minutos (0.25 horas).

```
New loadshape.CurvaRecD npts=672 interval=0.25  
~ mult=(File=75RecD.csv, column=8, header=yes) ACTION=NORMALIZE
```

Figura 7.8. Definición de la curva de carga residencial estrato D (Autoría propia)

Las cargas se modelan conforme se indica en la Sección 5.6.1. En la Figura 7.9 se muestra la modelación de las cargas del circuito de prueba asociadas a las curvas de carga conforme la Tabla 7.3.

New Load.load304	Bus1=304	Phases=3	Conn=wye	Model=1	daily=CurvaRecD	kV=12.47	kW=74	pf=0.95	vminpu=0.8	vmaxpu=1.1
New Load.load305	Bus1=305	Phases=3	Conn=wye	Model=1	daily=Curvalnd	kV=12.47	kW=56	pf=0.95	vminpu=0.8	vmaxpu=1.1
New Load.load306	Bus1=306	Phases=3	Conn=wye	Model=1	daily=VEsemana	kV=12.47	kW=35	pf=0.98	vminpu=0.8	vmaxpu=1.1
New Load.load311	Bus1=311	Phases=3	Conn=wye	Model=1	daily=CurvaRecA	kV=12.47	kW=1800	pf=0.95	vminpu=0.8	vmaxpu=1.1
New Load.load313	Bus1=313	Phases=3	Conn=wye	Model=1	daily=CurvaCom	kV=12.47	kW=66	pf=0.95	vminpu=0.8	vmaxpu=1.1

Figura 7.9. Modelación de las cargas del circuito de prueba (Autoría propia)

7.1.2 SIMULACIÓN DE LA RED DE 12 BARRAS

En esta sección se muestran los resultados de la simulación de la red de 12 barras para diferentes condiciones de funcionamiento. Es importante mencionar que el objetivo es mostrar la utilidad del software OpenDSS para la simulación de sistemas de distribución con recursos energéticos distribuidos y analizar los resultados obtenidos al incorporar las diferentes tecnologías en la red. No está dentro del alcance de este trabajo acondicionar la red de estudio para que su funcionamiento esté dentro de criterios de niveles de voltaje y

tomar medidas como la incorporación extra de equipos, por ejemplo, bancos de capacitores o reguladores de voltaje.

El código en Matlab que se aplica para simular las redes de prueba de este trabajo es el que se muestra en la Figura 4.28.

7.1.2.1 Sin generación distribuida

En esta sección se analiza la red sin generación distribuida conectada. Es decir, solo la subestación abastece a la carga. Esto con el fin de conocer el comportamiento inicial de la red y posteriormente analizar las variaciones de los resultados que se obtienen por la inclusión de generación distribuida. A continuación, se muestran los resultados de la simulación de la red sin generación distribuida.

7.1.2.1.1 Potencia de salida de la subestación

En la Figura 7.10 se muestra la potencia suministrada por la subestación para abastecer la demanda de la red cuando no hay GD conectada. Al tener las líneas equilibradas y la carga balanceada se entrega la misma potencia en cada una de las tres fases. Se observa que el fin de semana se tiene menor demanda que los días entre semana y que la potencia máxima entregada por la subestación se presenta el lunes a las 8h45 AM con un valor de 2160.579 kW. La potencia generada por la subestación incluye la potencia que demandan las cargas y las pérdidas de potencia en la red.

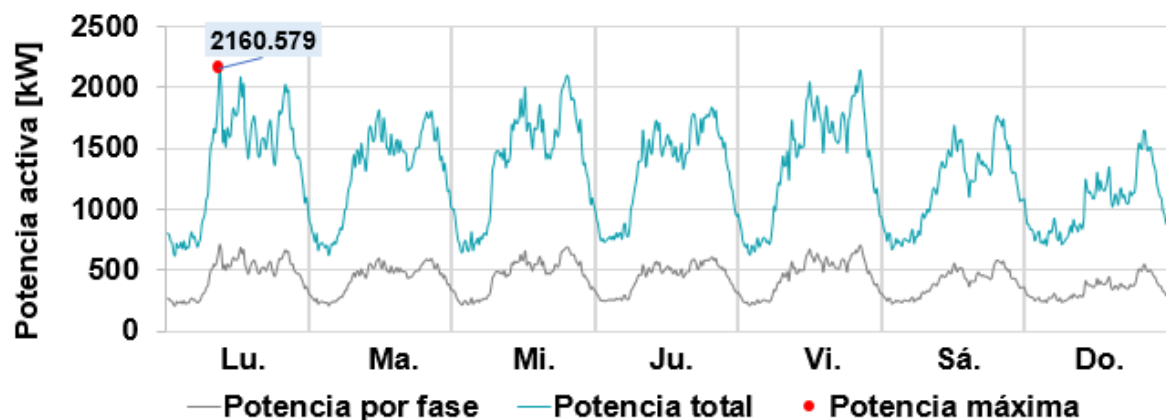


Figura 7.10. Potencia suministrada por la subestación sin GD conectada

7.1.2.1.2 Perfil de voltaje

La gráfica del perfil de voltaje muestra el valor del voltaje en cada fase con respecto a la distancia desde la subestación para un instante de tiempo definido. Todas las líneas de la red de prueba de 12 barras fueron definidas con una longitud de un kilómetro.

En la Figura 7.11 se muestra el perfil de voltaje en el instante de tiempo donde la potencia es máxima, es decir el lunes a las 8h45 AM. Se puede observar que el voltaje va cayendo

conforme la distancia aumenta. En el kilómetro 5 se encuentra el regulador de voltaje (ver Figura 7.1) y este actúa para subir el voltaje de 0.922 pu a 0.956 pu. A partir de este punto, se derivan dos ramales. La carga más grande de la red está siendo alimentada por la *Línea 6*. Por lo que se observa que el voltaje cae a 0.944 pu.

En las tres fases de la red se presenta el mismo perfil de voltaje debido a que las líneas de la red están equilibradas y su carga balanceada.

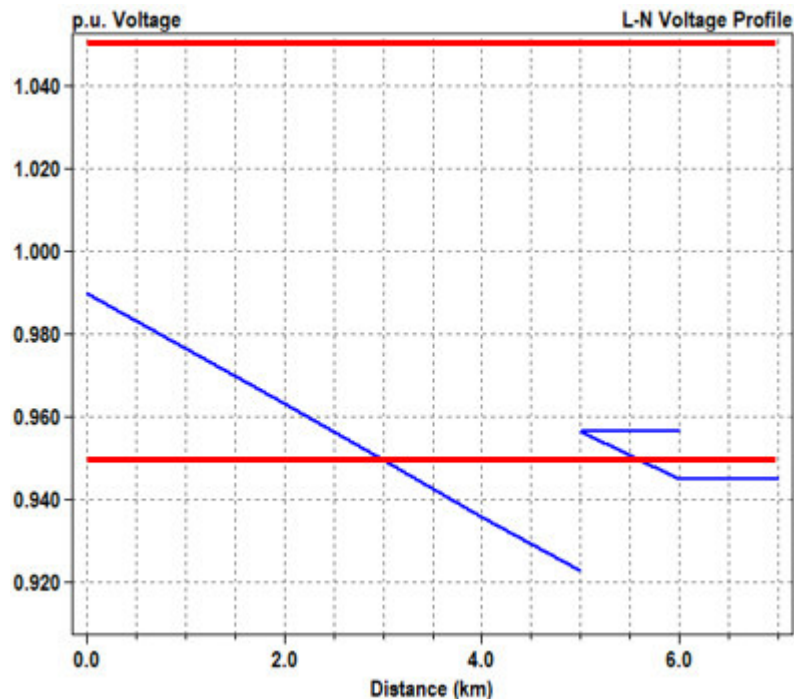


Figura 7.11. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima sin GD conectada

7.1.2.1.3 Corriente y pérdidas en la Línea 1

En la Figura 7.12 se muestra la corriente que circula por la *Línea*. La corriente en las tres fases es la misma debido a que la carga está balanceada. Este es el tramo de salida de la subestación, por lo tanto, es por donde circula toda la corriente que se entrega a la red. Se puede observar que a mayor potencia de salida de la subestación se presenta mayor corriente. La corriente máxima que circula por la *Línea 1* ocurre en el punto de máxima potencia con un valor de 106.488 A.

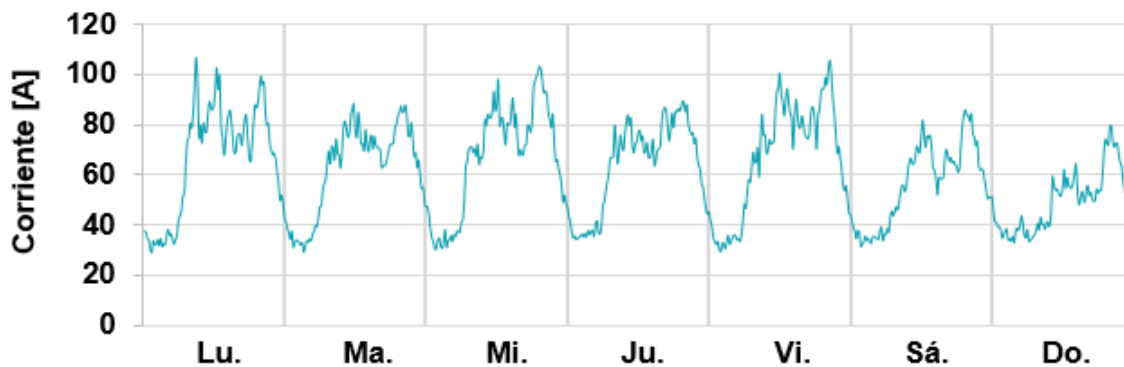


Figura 7.12. Corriente en la Línea 1 sin GD conectada

En la Figura 7.13 se muestran las pérdidas totales de potencia en la *Línea 1*. Como es de esperarse, se observa que las pérdidas son directamente proporcionales a la corriente que circula por la línea. Es decir, a mayor corriente mayores las pérdidas de potencia por calor. El valor máximo ocurre en el instante de máxima potencia con un valor de 23868.2 W.



Figura 7.13. Pérdidas totales en la *Línea 1* sin GD conectada

7.1.2.1.4 Voltaje en la barra 312

En la Figura 7.14 se muestra el voltaje en la barra 312 en la cual se conecta posteriormente la GD. Este voltaje es comparado con los casos donde la GD es conectada. El voltaje es el mismo en las tres fases debido a que las líneas de la red están equilibradas y su carga balanceada.



Figura 7.14. Voltaje en la barra 312 sin GD conectada

7.1.2.1.5 Taps del regulador de voltaje

El rango de variación de la posición del tap del regulador de voltaje es de +/- 10%. Es decir, varía de 0.9 pu a 1.1 pu a pasos de 0.00625 pu, dando un total de 32 pasos.

En la Figura 7.15 se presenta la variación de la posición de los taps del regulador. Se puede observar que en intervalos de baja demanda los taps se mantienen en una posición más baja que en alta demanda. A mayor demanda el voltaje baja y los taps del regulador suben y varían continuamente su posición con el fin de mantener el voltaje dentro de valores apropiados. El movimiento de los taps en las tres fases es el mismo debido a que las líneas de la red están equilibradas y su carga balanceada.

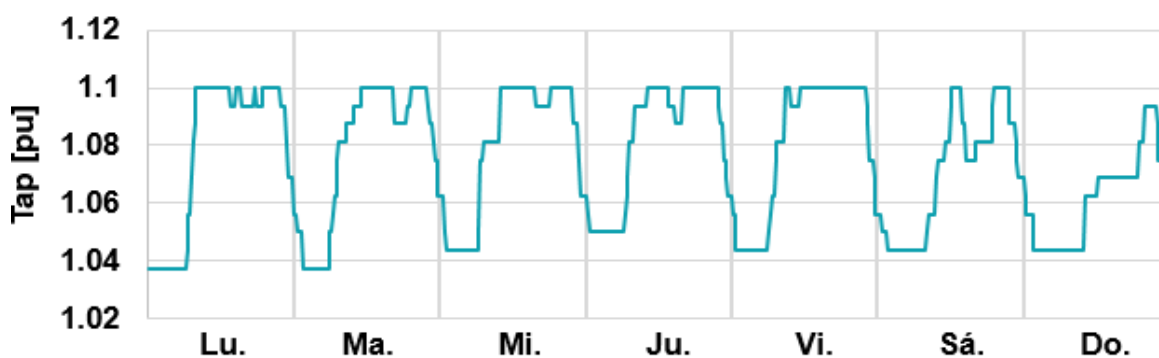


Figura 7.15. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje sin GD conectada

7.1.2.1.6 Energía generada y consumida

Por medio de un medidor de energía conectado a la salida de la subestación se obtiene la energía entregada por la subestación, las pérdidas de energía y la energía que consumen las cargas en kWh. En la Figura 7.16 se muestra la energía total generada por la subestación para satisfacer la demanda de la red en periodo de una semana. En este caso la energía entregada por la subestación es de 215584 kWh.

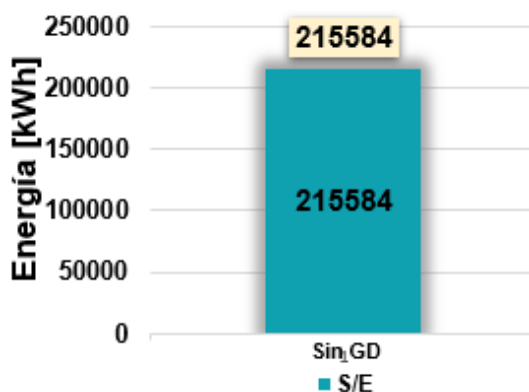


Figura 7.16. Energía generada sin GD conectada

En la Figura 7.17 se observa que la energía generada por la subestación abastece la energía que consumen las cargas y las pérdidas de energía en la red en el intervalo de estudio de una semana. Las pérdidas representan el 5.87% de la energía total consumida por la red.

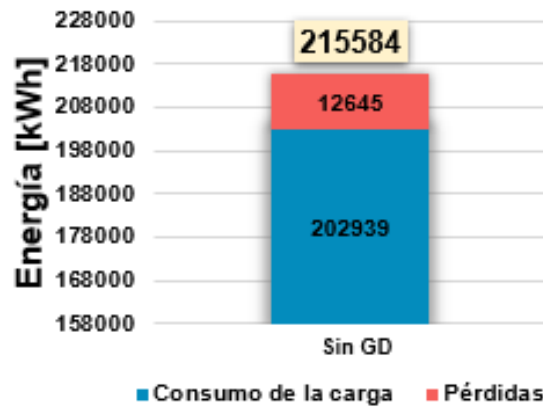


Figura 7.17. Consumo de energía de las cargas y pérdidas de la red sin GD conectada

7.1.2.2 Incorporación del sistema eólico

En la Figura 6.26 se muestra la modelación del generador eólico que se conecta a la red de prueba de 12 barras. Este generador tiene un voltaje nominal de 0.69 kV, una potencia activa de 1000 kW y una potencia aparente de 1200 kVA. Se conecta en la barra 312 a través de un transformador elevador cuya definición se muestra en la Figura 7.18.

```
New Transformer.TrafoElevadorEO phases=3 xhl=5
~ wdg=1 bus=690 kV=0.69 kVA=1250 conn=wye tap=1
~ wdg=2 bus=312 kV=12.47 kVA=1250 conn=wye tap=1
```

Figura 7.18. Definición del transformador elevador para conectar el EO (Autoría propia)

El diagrama esquemático de la conexión del sistema eólico en la red de 12 barras se ilustra en la Figura 7.19.

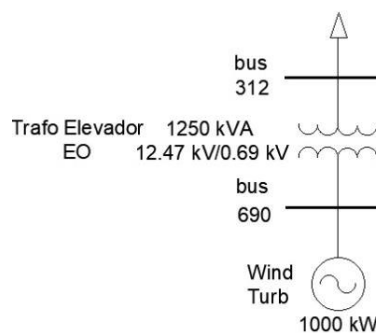


Figura 7.19. Diagrama esquemático de la conexión del EO en la red de 12 barras (Autoría propia)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos cuando se conecta el sistema eólico y se hace un análisis comparativo con respecto a los resultados de la red sin generación distribuida conectada.

7.1.2.2.1 *Potencia activa que fluye hacia la barra 312*

En la Figura 7.20 se muestra la potencia activa que inyecta el sistema eólico en la barra 312. Esta potencia sigue el comportamiento conforme la potencia definida en pu de la Figura 6.25.

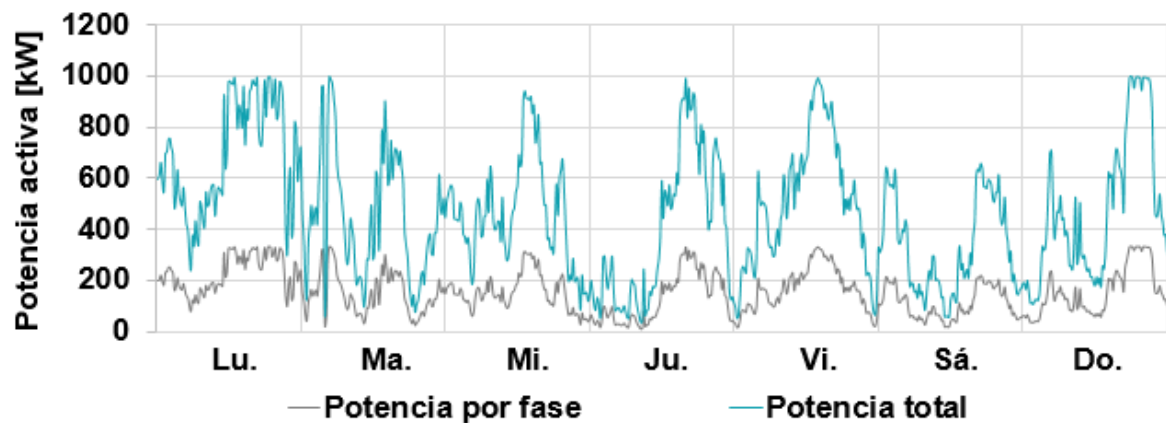


Figura 7.20. Potencia activa que fluye hacia la barra 312 con incorporación del EO

7.1.2.2.2 *Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312*

Como se mencionó en la Sección 6.4, la turbina eólica utilizada en este trabajo consiste en un generador de inducción conectado a la red. Al ser un generador de inducción, necesita de potencia reactiva para su funcionamiento, por lo tanto, siempre consume potencia reactiva de la red.

En la Figura 7.21 se muestra la potencia reactiva que consume el generador eólico conectado en la barra 312. Se puede observar que, a mayor generación de potencia activa, mayor es el consumo de potencia reactiva.



Figura 7.21. Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312 con incorporación del EO

7.1.2.2.3 Factor de potencia en la barra 312

Como consecuencia del consumo de potencia reactiva, el factor de potencia en la barra 312 puede verse afectado. Este problema puede ser solucionado por medio de la conexión de banco de capacitores como se indica en la sección 7.1.2.3. En la Figura 7.21 se muestra el factor de potencia en la barra 312 con el EO conectado.



Figura 7.22. Factor en la barra 312 con incorporación del EO

7.1.2.2.4 Potencia de salida de la subestación

En la Figura 7.23 se muestra la potencia suministrada por la subestación para abastecer la demanda de la red sin GD y cuando el sistema eólico es conectado en la barra 312.

Con el sistema eólico conectado la potencia máxima entregada por la subestación se presenta el miércoles a las 20h15 con un valor de 1665.84 kW, obteniéndose una disminución de 494.739 kW con respecto a la potencia máxima de 2160.579 kW del caso sin GD conectada.

Se puede observar que el día y la hora en la que se presenta la potencia máxima entregada cambian, esto se debe a que la producción de energía eléctrica del sistema eólico es variable e impredecible. Por esto se puede esperar que el EO entregue a la red poca o mucha potencia a cualquier hora del día y de forma distinta cada día debido a que la generación eólica varía bajo la influencia del viento, el cual a su vez varía dependiendo de diversos factores como el clima, la ubicación, la época del año, etc.

Para este estudio se dispone de energía eólica en todo momento (ver Figura 7.20), lo que hace que la potencia que entrega la subestación también disminuya en todo el periodo de análisis. Sin embargo, al ser una producción variable, no se tiene la misma disminución de potencia en la subestación en todos los instantes de tiempo. Incluso existen intervalos de tiempo en los que el EO produce más energía de lo que la red necesita como se puede

observar en el lunes y martes, obteniéndose así flujo inverso en la subestación. Esta es una de las razones por la cual un sistema eólico y en general los sistemas de generación de energía renovable impredecible, deben contar con un sistema de almacenamiento para que almacene energía cuando la red presente baja demanda y la entregue cuando exista alta demanda.

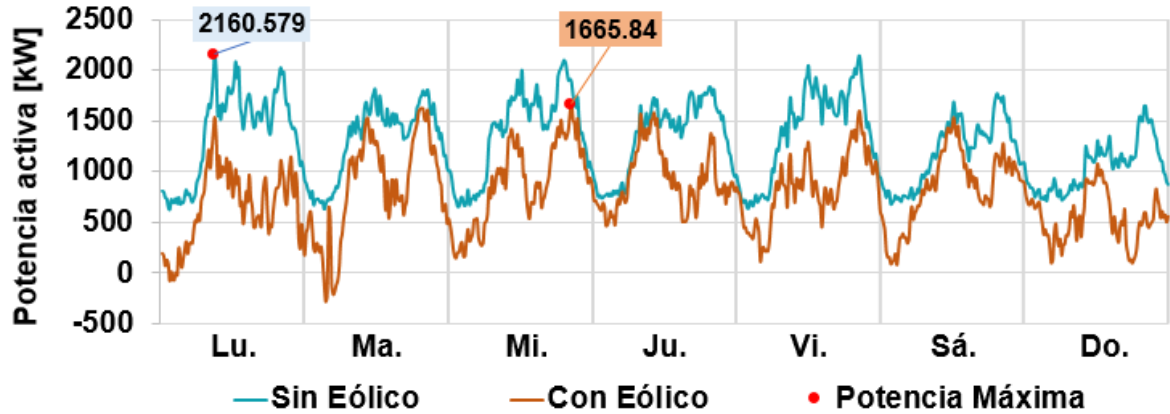


Figura 7.23. Potencia suministrada por la subestación sin y con incorporación del EO

7.1.2.2.5 Perfil de voltaje

En la Figura 7.24 se muestra el perfil de voltaje en el punto de máxima potencia cuando el sistema eólico está conectado. Se puede ver que el perfil de voltaje mejora notablemente. El voltaje en el punto de conexión del EO es de 0.966 pu. Por lo que se demuestra que la incorporación del sistema eólico ayuda a mejorar el perfil de voltaje en la red.

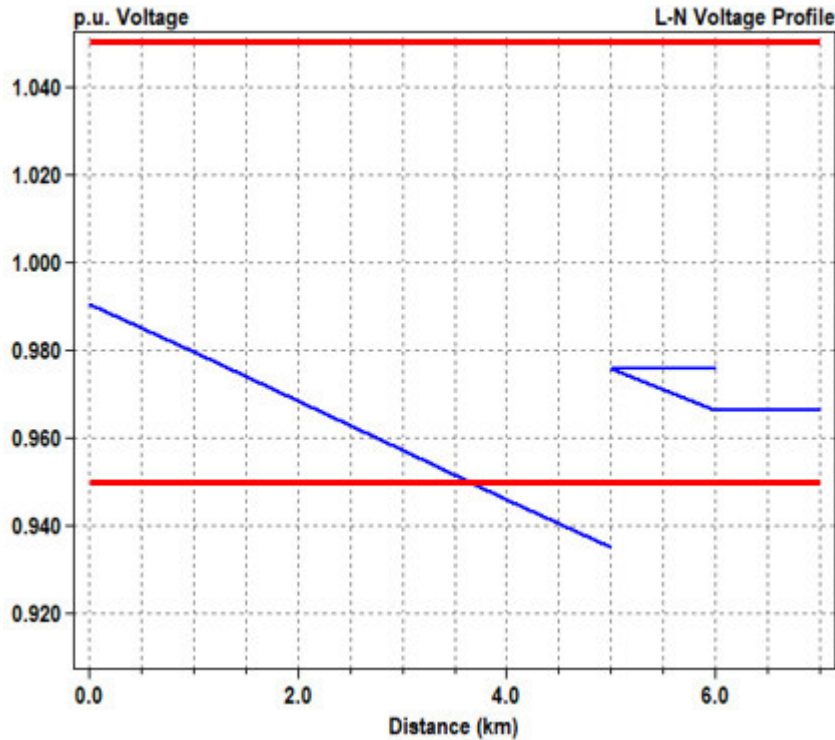


Figura 7.24. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima con incorporación del EO

7.1.2.2.6 Corriente y pérdidas en la Línea 1

En la Figura 7.25 se observa la corriente en la *Línea 1* cuando el EO está conectado en la red. Como la demanda en la subestación es menor que cuando no hay GD conectada, la corriente de salida de la subestación también disminuye. Reduciéndose así el valor máximo de 106.488 A, del caso sin GD conectada, a 84.883 A, con el EO conectado.

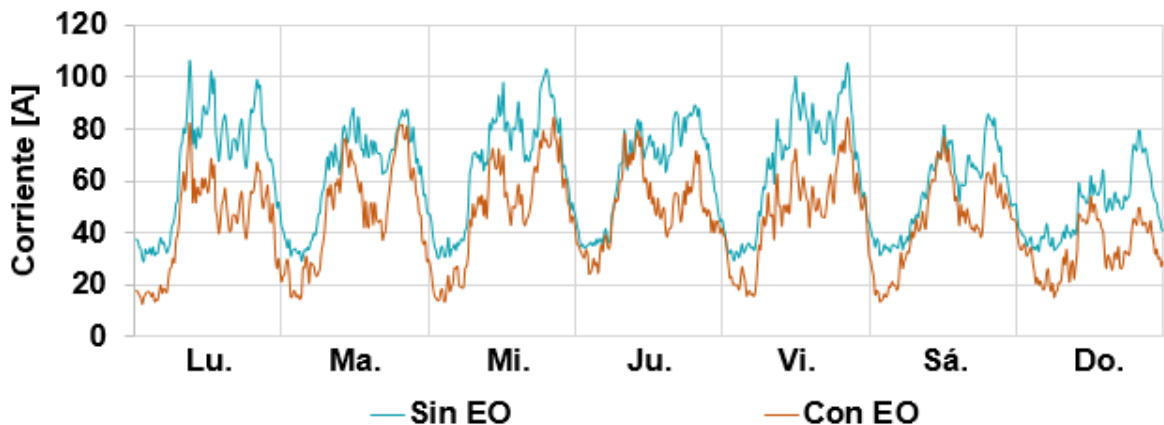


Figura 7.25. Corriente en la Línea 1 sin y con incorporación del EO

En la Figura 7.26 se muestran las pérdidas totales de potencia en la *Línea 1*. Al reducirse la corriente, las pérdidas en la línea también disminuyen. El valor máximo se redujo de 23868.2 W. a 15067.3 W.

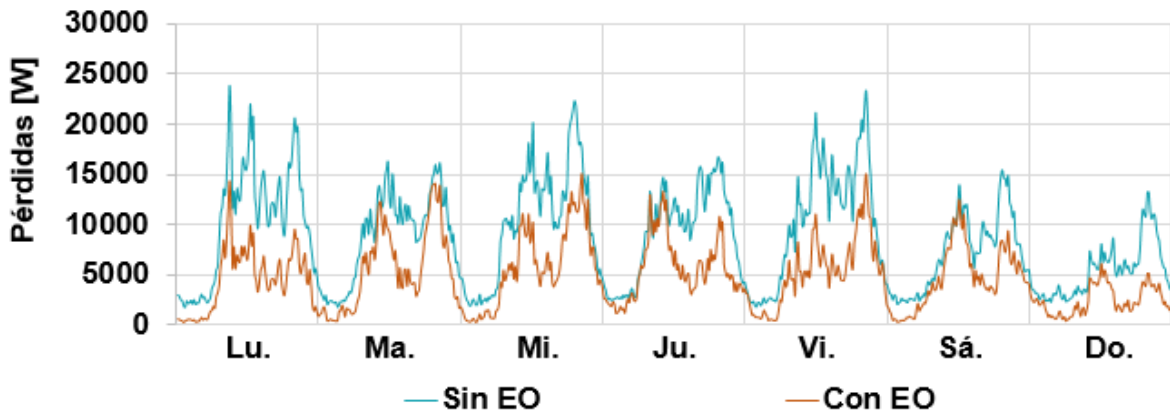


Figura 7.26. Pérdidas totales en la Línea 1 con incorporación del EO

7.1.2.2.7 Voltaje en la barra 312

En la Figura 7.27 se muestra el voltaje en la barra 312 sin y con incorporación del EO. Se puede apreciar que en los instantes de alta demanda los voltajes son más bajos y con la incorporación del EO este voltaje aumenta considerablemente debido a la inyección de potencia. El voltaje más bajo sin GD conectada alcanza los 0.944 pu. El voltaje más bajo con el EO conectado es de 0.959 pu.

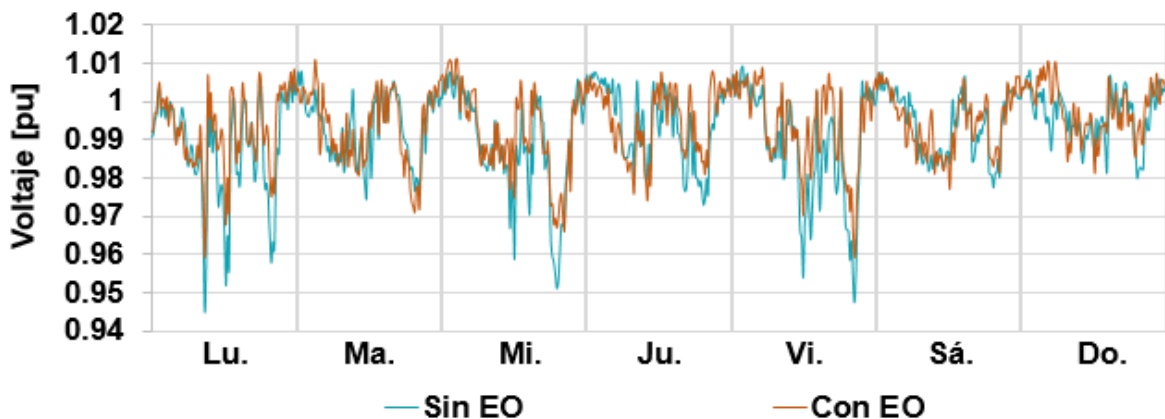


Figura 7.27. Voltaje en la barra 312 sin y con incorporación del EO

7.1.2.2.8 Taps del regulador de voltaje

En la Figura 7.28 se presenta la variación de la posición de los taps del regulador cuando el EO está conectado. Comparando con el caso sin GD, se puede observar que existen diferentes variaciones en las posiciones de los taps debido a la variación de voltaje que se presenta en la red por la incorporación del EO. Al tener un aumento de voltaje, la posición de los taps disminuye para intentar mantener el voltaje dentro de valores adecuados.

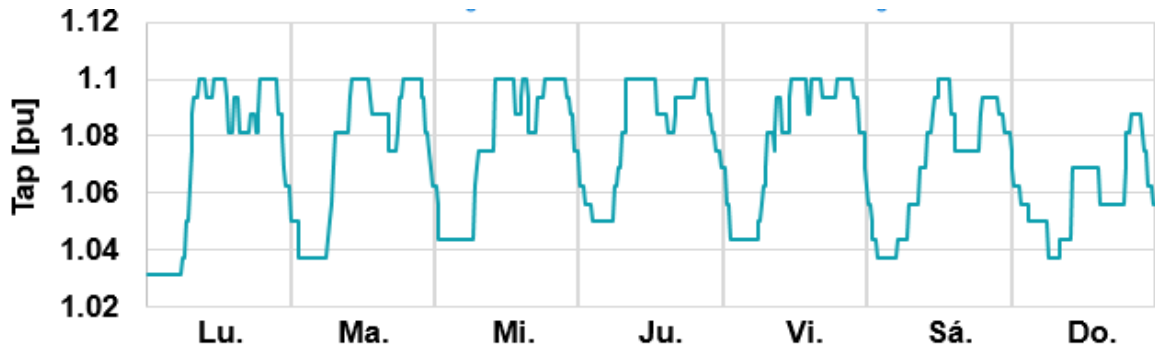


Figura 7.28. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje con incorporación del EO

7.1.2.2.9 Energía generada y consumida

En la Figura 7.29 se muestra la energía total generada por la subestación y por el sistema eólico para satisfacer la demanda de la red en periodo de una semana.

Con la incorporación del EO se puede observar que la energía que demanda la red disminuye de 215584 kWh a 211143 kWh, obteniéndose una reducción de 4441 kWh. Esta diferencia se debe a la reducción de pérdidas, producto de la reducción de carga en los alimentadores. Como se observa, la energía generada por la subestación disminuye. Por lo que, de los 211143 kWh que demanda la red, 79072 kWh son entregados por la generación eólica y 132071 kWh por la subestación.

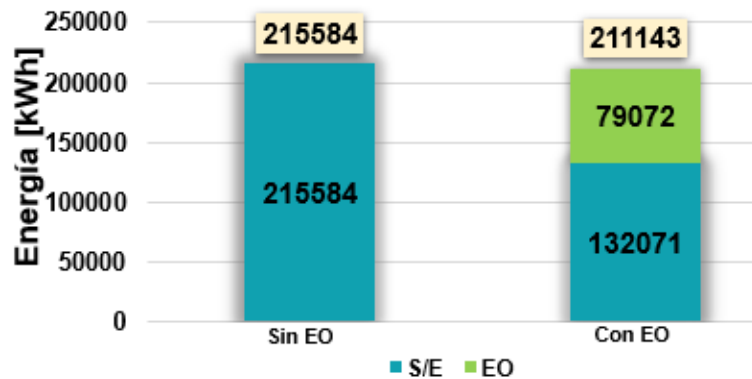


Figura 7.29. Energía generada con y sin incorporación del EO

En la Figura 7.30 se observa que la energía generada abastece la energía que consumen las cargas y las pérdidas de energía en la red en el intervalo de estudio de una semana. Con la incorporación del EO se puede observar que las pérdidas en red disminuyen de 12645 kWh a 8204 kWh, obteniéndose una reducción del 35.12% en pérdidas. Las pérdidas representan el 3.89% de la energía total consumida por la red.

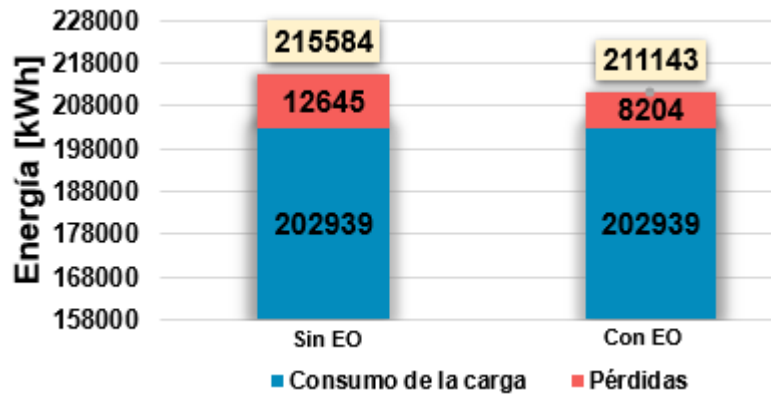


Figura 7.30. Consumo de energía de las cargas y pérdidas de la red con y sin incorporación del EO

7.1.2.3 Incorporación del sistema eólico con capacitor controlado

Se requiere de un banco de capacitores para compensar la potencia reactiva que consume el generador eólico. El banco de capacitores se controla para regular el factor de potencia en la barra de conexión para que éste sea constante y generalmente cercano a la unidad.

En la Sección 6.4.2.1 se muestra la definición del banco de capacitores controlado con un valor de 500 kVAr a 24 pasos. Es conectado en la barra 690 para suministrar la potencia reactiva que requiere el generador eólico y así poder mantener el factor de potencia constante en la barra de conexión 312. El diagrama esquemático de la conexión del sistema eólico en la red de 12 barras se ilustra en la Figura 7.31.

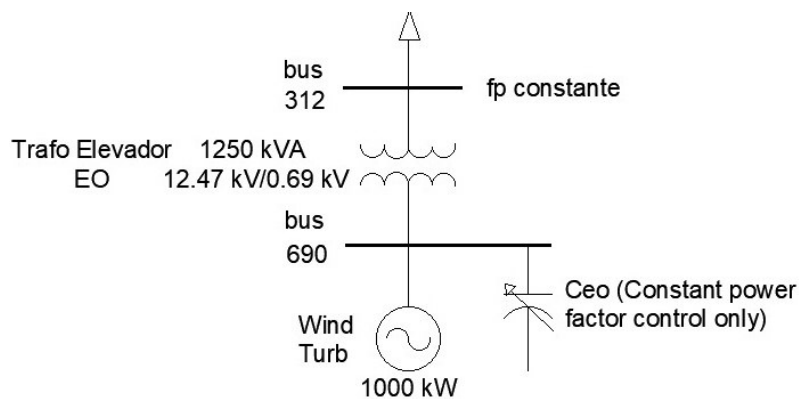


Figura 7.31. Diagrama esquemático de la conexión del EO con capacitor controlado en la red de 12 barras (Autoría propia)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos por la incorporación del banco de capacitor controlado y se hace un análisis comparativo con respecto a los resultados de la red con el EO conectado sin capacitor controlado.

7.1.2.3.1 *Potencia reactiva de salida del banco de capacitor controlado*

La potencia reactiva que entrega el banco de capacitor controlado para compensar la potencia reactiva consumida por el EO se muestra en la Figura 7.32 se muestra. Comparándola con la Figura 7.21 se puede observar que el suministro de potencia reactiva del capacitor controlado obedece el comportamiento de la demanda de potencia reactiva del EO.

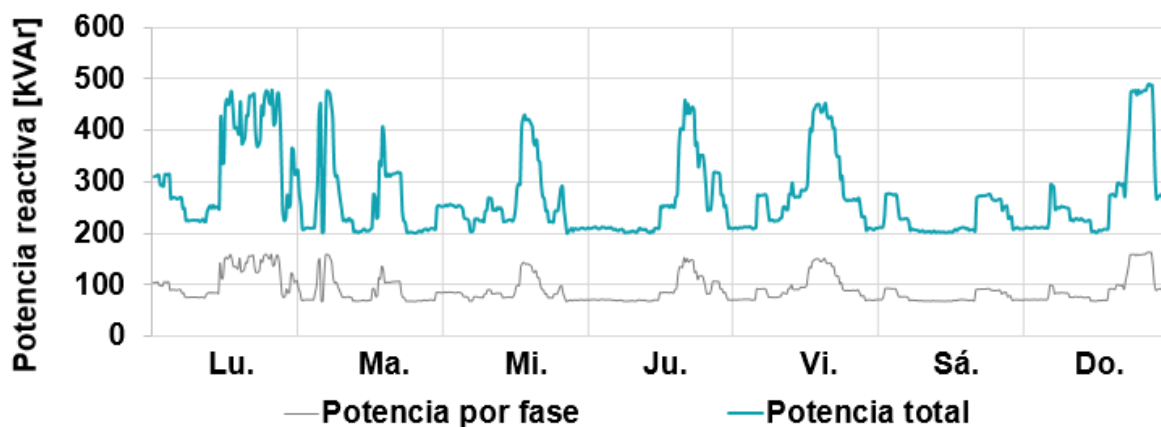


Figura 7.32. Potencia reactiva de salida del banco de capacitor controlado

7.1.2.3.2 *Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312*

En la Figura 7.33 se muestra la potencia reactiva en la barra 312 con el banco de capacitores controlado conectado. Comparándola con la Figura 7.21 se puede observar que la potencia reactiva monitoreada reduce considerablemente fluctuando alrededor de cero con el fin de mejorar el factor de potencia.



Figura 7.33. Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312 con incorporación del EO con capacitor controlado

La incorporación del banco de capacitores no afecta a la potencia activa que entrega el generador eólico.

7.1.2.3.3 Factor de potencia en la barra 312

Al compensar la potencia reactiva que absorbe el EO con la incorporación del banco de capacitores controlado, el factor de potencia es mejorado en la barra 312 como se observa en la Figura 7.34.



Figura 7.34. Factor en la barra 312 con incorporación del EO con capacitor controlado

7.1.2.3.4 Voltaje en la barra 312

La Figura 7.35 se muestra el voltaje en la barra 312 sin y con capacitor controlado. Como se observa, reducir el consumo de reactivos en la red implica subir el nivel de voltaje.

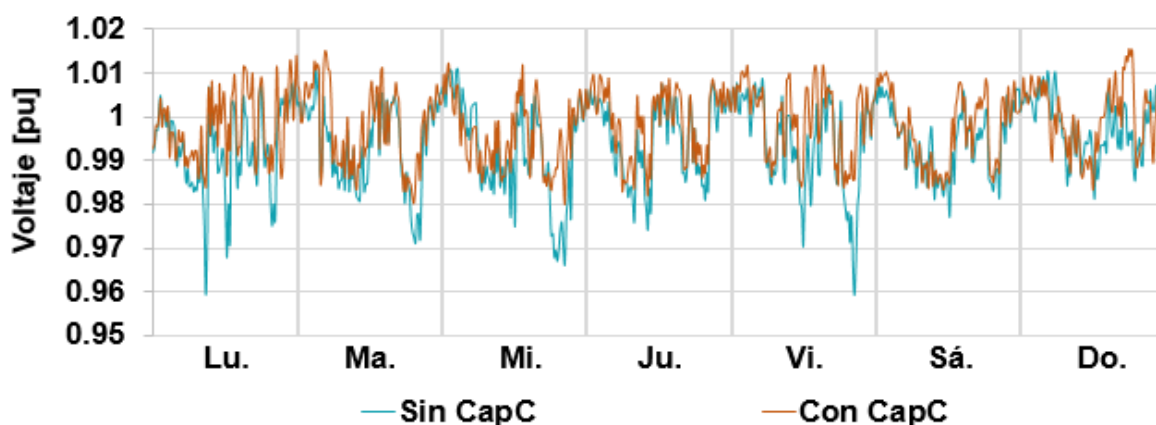


Figura 7.35. Voltaje en la barra 312 con incorporación del EO sin y con capacitor controlado

7.1.2.3.5 Perfil de voltaje

El perfil de voltaje en el punto de máxima potencia con la incorporación del banco de capacitores controlado mejora como se muestra en la Figura 7.36. Comparándolo con la Figura 7.24, el voltaje en el punto de conexión del EO subió de 0.966 pu, a 0.980 pu debido a la reducción del consumo de reactivos en la red por parte del EO.

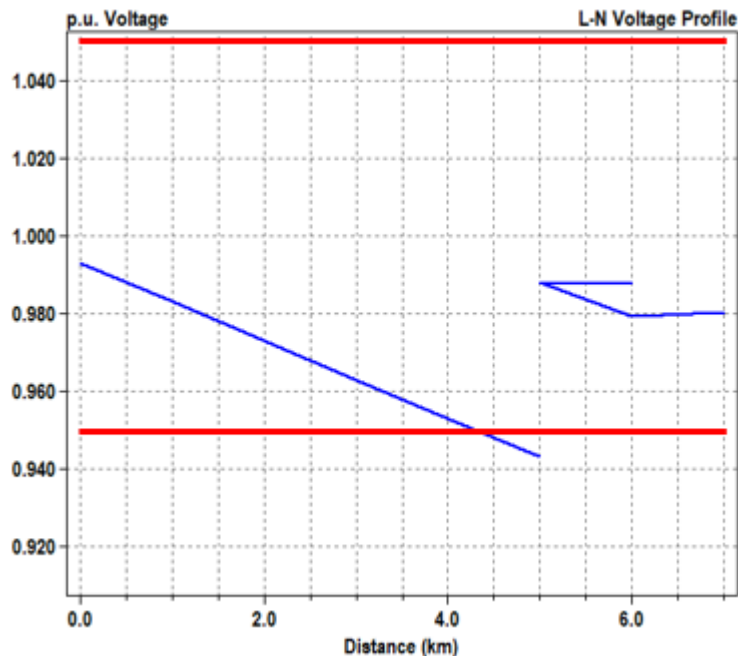


Figura 7.36. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima con incorporación del EO con capacitor controlado

7.1.2.3.6 Taps del regulador de voltaje

En la Figura 7.37. se presenta la variación de la posición de los taps del regulador cuando el EO está conectado con el banco de capacitores controlado. Comparando con el caso sin banco de capacitores controlado, se puede observar el voltaje sube, provocando que baje la posición de los taps del regulador como se muestra en la Figura 7.37.

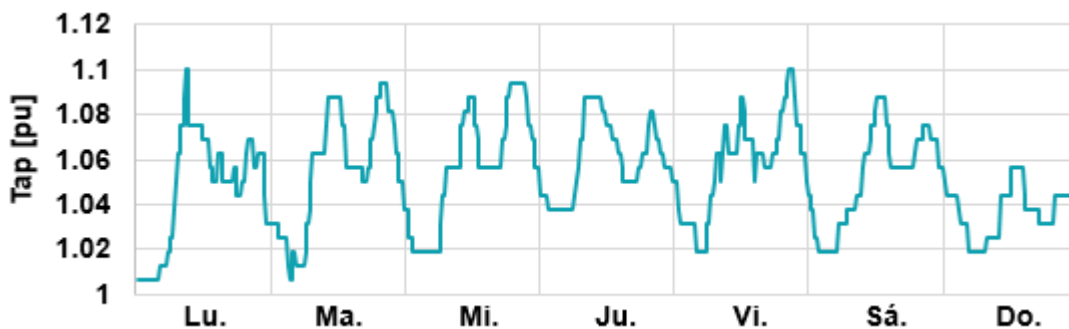


Figura 7.37. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje con incorporación del EO con capacitor controlado

7.1.2.4 Incorporación del sistema fotovoltaico

En la Figura 6.16 se muestra la modelación del sistema fotovoltaico que se conecta a la red de prueba de 12 barras. El FV tiene un voltaje nominal de 0.69 kV, una potencia nominal en el punto de máxima potencia de 1656 kW y una potencia aparente de 1800 kVA. Se

conecta en la barra 312 a través de un transformador elevador cuya definición se muestra en la Figura 7.18.

```

New Transformer.TrafoElevadorFV phases=3 xhl=5
~ wdg=1 bus=690 kV=0.69 kVA=2000 conn=weye tap=1
~ wdg=2 bus=312 kV=12.47 kVA=2000 conn=weye tap=1
    
```

Figura 7.38. Definición del transformador elevador para conectar el FV (Autoría propia)

El diagrama esquemático de la conexión del sistema fotovoltaico en la red de 12 barras se ilustra en la Figura 7.19.

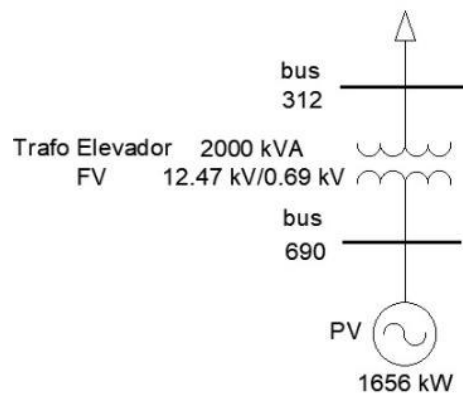


Figura 7.39. Diagrama esquemático de la conexión del FV en la red de 12 barras (Autoría propia)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos cuando se conecta el sistema fotovoltaico y se hace un análisis comparativo con respecto a los resultados de la red sin generación distribuida conectada.

7.1.2.4.1 Variables del PVSystem

A través de un monitor se obtienen las magnitudes del PVSystem que conforman la Ecuación (6.4. Con la irradiancia base definida de 1 kW/m^2 y la curva de irradiancia en pu de una semana definida en la Sección 6.2.1.2, se genera el resultado de la irradiancia real como se muestra en la Figura 7.40.

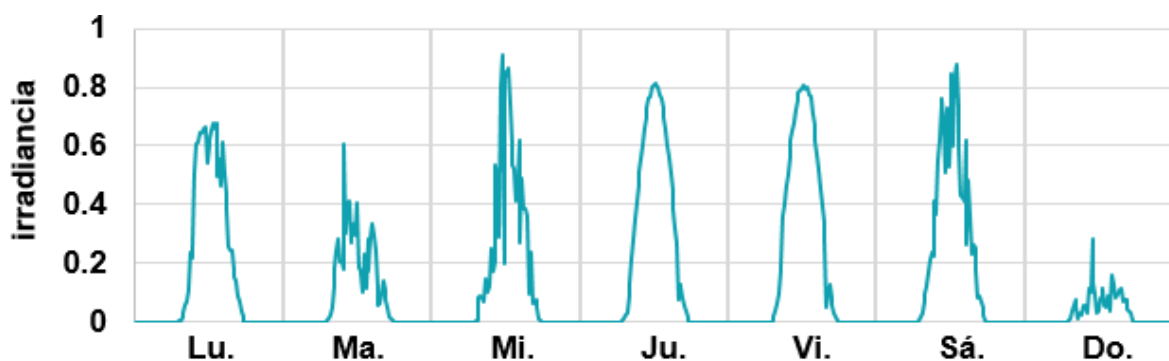


Figura 7.40. Irradiancia real

Con la curva de factor de corrección de la P_{mpp} y la curva de temperatura de una semana definidas en la Sección 6.2.1.2, el modelo obtiene el factor de corrección de la P_{mpp} en cada instante del periodo de análisis como se muestra en la Figura 7.41. Se observa que, a mayor temperatura, menor es el factor de corrección.

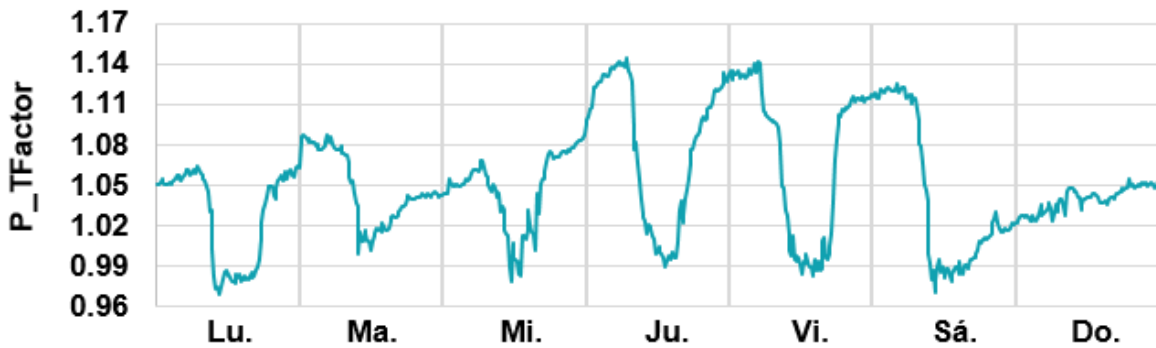


Figura 7.41. Factor de corrección de la P_{mpp}

Así, con el valor nominal de la P_{mpp} definido de 1656 kW y con los valores de la Figura 7.40 y Figura 7.41. El modelo del PVSystem obtiene la potencia DC generada por el panel o matriz fotovoltaica como se muestra en la Figura 7.42.

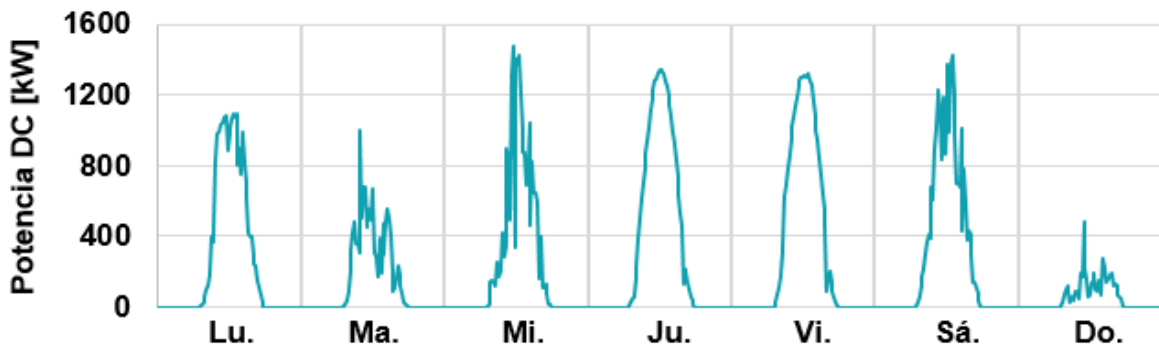


Figura 7.42. Potencia DC que sale del panel e ingresa al inversor del FV

Con la curva definida de la potencia del inversor en función de la potencia de entrada en la Sección 6.2.1.2, el modelo encuentra por medio de interpolación los valores de la eficiencia del inversor en cada instante de tiempo según la potencia DC de entrada, como se muestra en la Figura 7.43.

En los valores igual a la unidad, la irradiancia es cero por lo que no existe generación de energía. Se puede observar que, a mayor irradiancia, mayor es la potencia DC generada y mayor es la eficiencia del inversor.

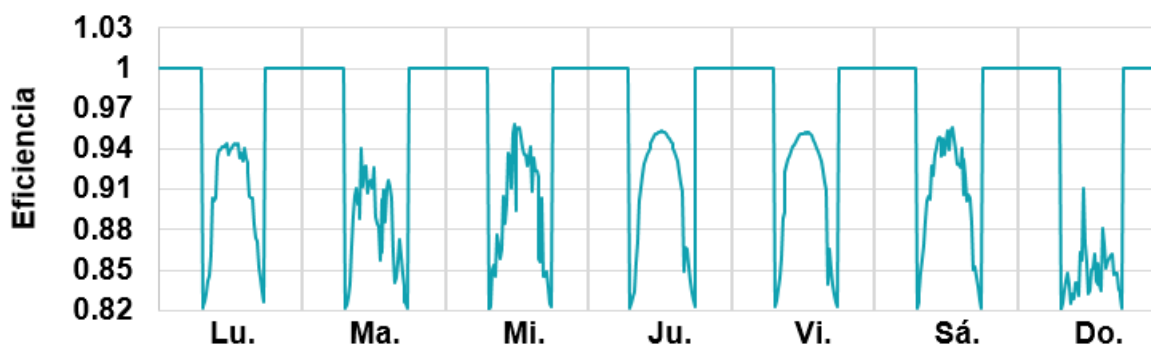


Figura 7.43. Eficiencia del inversor del FV

7.1.2.4.2 Potencia activa que fluye hacia la barra 312

La potencia AC de salida del PVSystem depende de la potencia DC que sale del panel y de la eficiencia del inversor. En la Figura 7.44 se muestra la potencia activa que sale del inversor y que fluye hacia la barra 312. Se puede observar que no existe inyección de potencia por parte del sistema fotovoltaico si la irradiancia es cero.

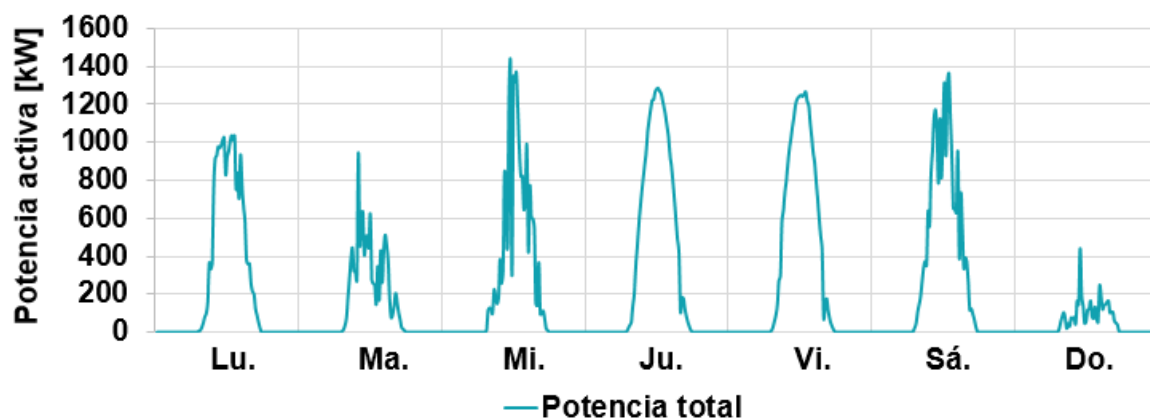


Figura 7.44. Potencia activa que fluye hacia la barra 312 con incorporación del FV

Como se muestra en la Sección 6.2.1.1, el factor de potencia predeterminado para el PVSystem es 1, por lo tanto, la potencia reactiva es nula.

7.1.2.4.3 Potencia de salida de la subestación

En la Figura 7.45 se muestra la potencia suministrada por la subestación para abastecer la demanda de la red sin GD y cuando el sistema fotovoltaico es conectado en la barra 312.

Como se observa, la potencia máxima que entrega la subestación cuando no hay GD conectada se presenta el lunes en la mañana. Cuando el sistema fotovoltaico es conectado existe una reducción en la potencia que entrega la subestación todos los días en las horas de la mañana y tarde, debido a que el FV genera energía solo si existe radiación solar. De este modo se obtiene reducción de todos los picos de demanda en las horas del día y se mantienen los picos las horas de la noche.

Un sistema de almacenamiento de energía es necesario para que la energía generada por el sistema fotovoltaico pueda también ser aprovechada en las horas pico de la noche. Con el sistema fotovoltaico conectado la potencia máxima entregada por la subestación se presenta el viernes a las 20h15 con un valor de 2140.929 kW.

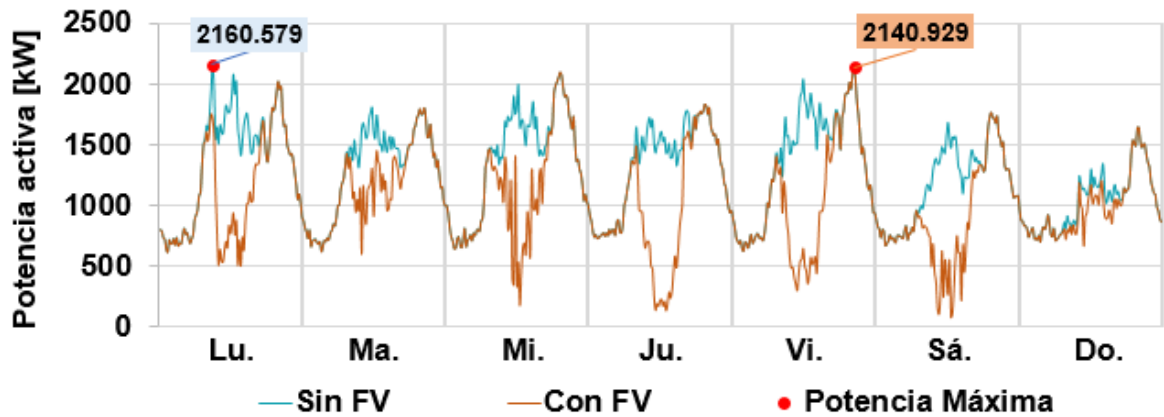


Figura 7.45. Potencia suministrada por la subestación sin y con incorporación del FV

7.1.2.4.4 Perfil de voltaje

En la Figura 7.46 se muestra el perfil de voltaje en el punto de máxima potencia cuando el sistema fotovoltaico está conectado. El voltaje en el punto de conexión del FV es de 0.947 pu. Este voltaje sube un poco en comparación al caso sin GD conectada debido a que la potencia máxima reportada es menor.

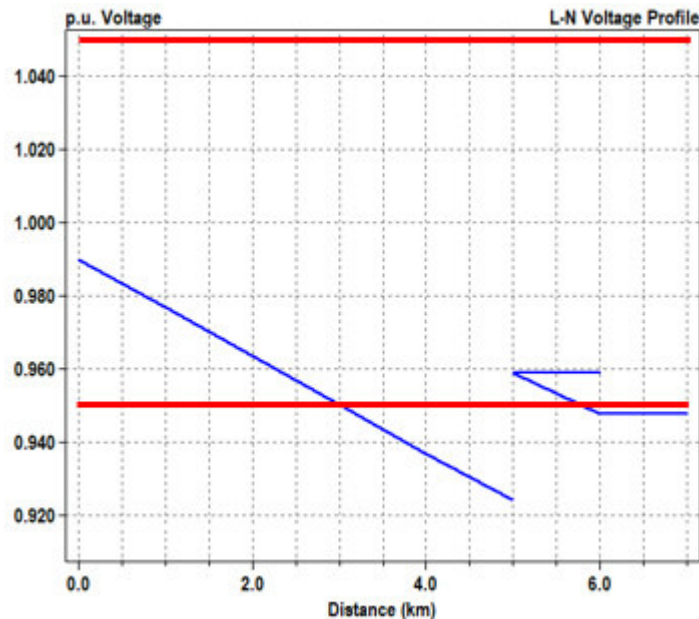


Figura 7.46. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima con incorporación del FV

7.1.2.4.5 Corriente y pérdidas en la Línea 1

En la Figura 7.47 se muestra la corriente que circula por la *Línea 1* sin y con el FV conectado en la barra 312. Como la subestación entrega menos potencia en los periodos en los que el FV entrega potencia a la red, el conductor está menos cargado. Por lo tanto, en esos periodos, circula menos corriente. Sin embargo, la corriente en las horas pico de la noche no se reduce. El valor de la corriente máxima que circula por la *Línea 1* cuando el FV está conectado es de 105.383 A.

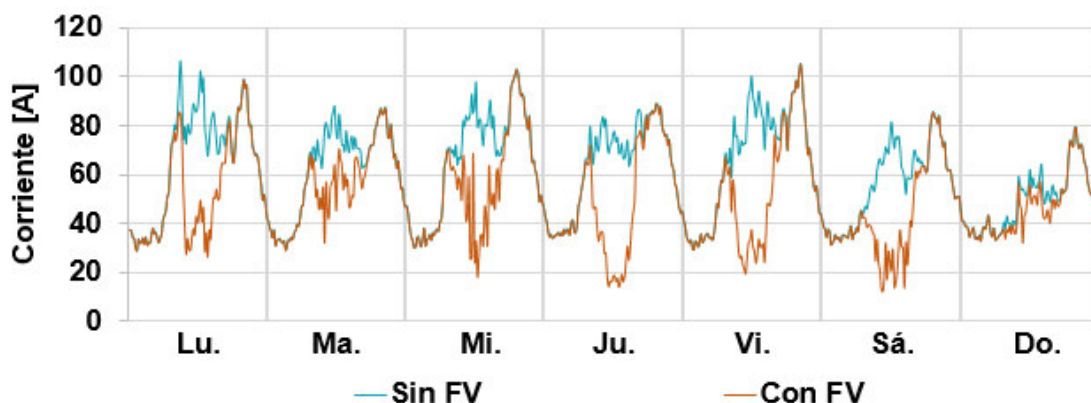


Figura 7.47. Corriente en la Línea 1 sin y con incorporación del FV

Al disminuir la corriente en los periodos de generación fotovoltaica, las pérdidas en la Línea 1 también se reducen como se muestra en la Figura 7.48. La potencia máxima registrada es de 23375.8 W.

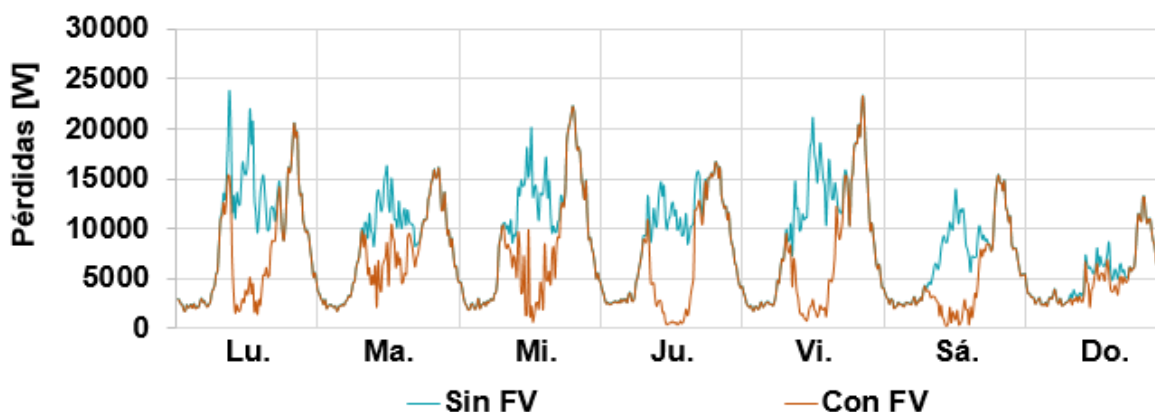


Figura 7.48. Pérdidas totales en la Línea 1 con incorporación del FV

7.1.2.4.6 Voltaje en la barra 312

En la Figura 7.49 se muestra el voltaje en la barra 312 sin y con incorporación del FV. Se observa que el voltaje en la barra 312 sube en los periodos donde hay inyección de potencia por parte del sistema fotovoltaico. El voltaje más bajo sin GD conectada alcanza los 0.944 pu. El voltaje más bajo con el FV conectado es de 0.947 pu.

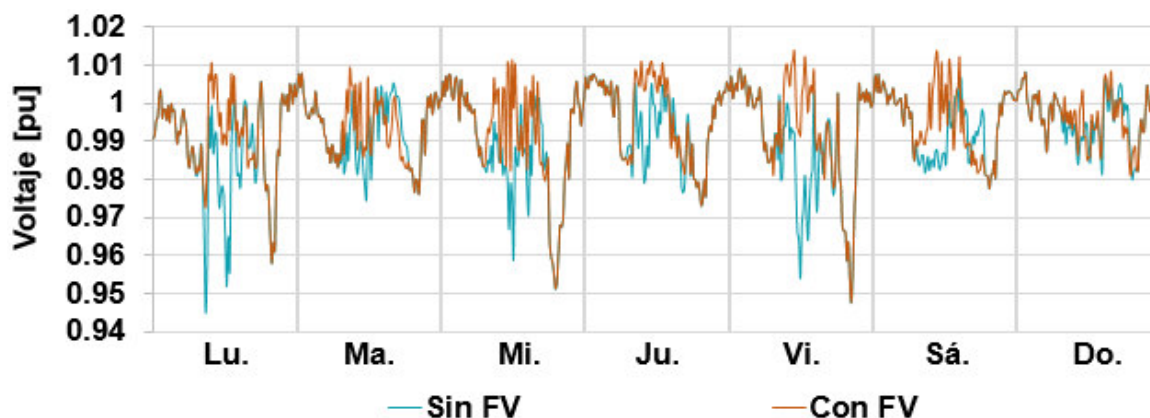


Figura 7.49. Voltaje en la barra 312 sin y con incorporación del FV

7.1.2.4.7 Taps del regulador de voltaje

En la Figura 7.50 se presenta la variación de la posición de los taps del regulador cuando el FV está conectado. Comparando con el caso sin GD, se puede observar que, debido a que el voltaje sube en los periodos en los que existe inyección de potencia del sistema fotovoltaico, las posiciones de los taps bajan con el fin de mantener el voltaje dentro de valores adecuados. Sin embargo, también se puede apreciar que, en estos periodos las posiciones de los taps varían frecuentemente hacia arriba y hacia abajo, debido a la fluctuación de voltaje que introduce la generación fotovoltaica.

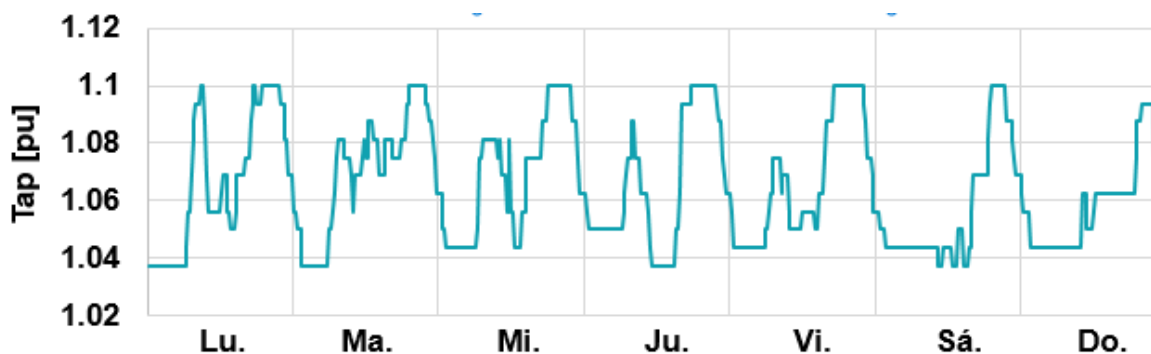


Figura 7.50. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje con incorporación del FV

7.1.2.4.8 Energía generada y consumida

En la Figura 7.51 se muestra la energía total generada por la subestación y por el sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda de la red en periodo de una semana. Con la incorporación del FV se puede observar que la energía que demanda la red disminuye de 215584 kWh a 212243 kWh, obteniéndose una reducción de 3341 kWh. Esta diferencia se debe a la reducción de pérdidas, producto de la reducción de carga en los alimentadores. Como se observa, la energía generada por la subestación disminuye. Por lo que, de los

212243 kWh que demanda la red, 36066 kWh son entregados por la generación fotovoltaica y 176177 kWh por la subestación.

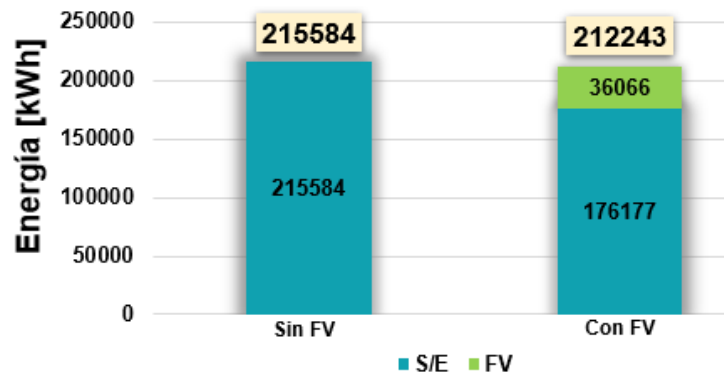


Figura 7.51. Energía generada con y sin incorporación del FV

En la Figura 7.52 se observa que la energía generada abastece la energía que consumen las cargas y las pérdidas de energía en la red en el intervalo de estudio de una semana. Con la incorporación del FV se puede observar que las pérdidas en red disminuyen de 12645 kWh a 9304 kWh, obteniéndose una reducción del 26.43% en pérdidas. Las pérdidas representan el 4.38% de la energía total consumida por la red.

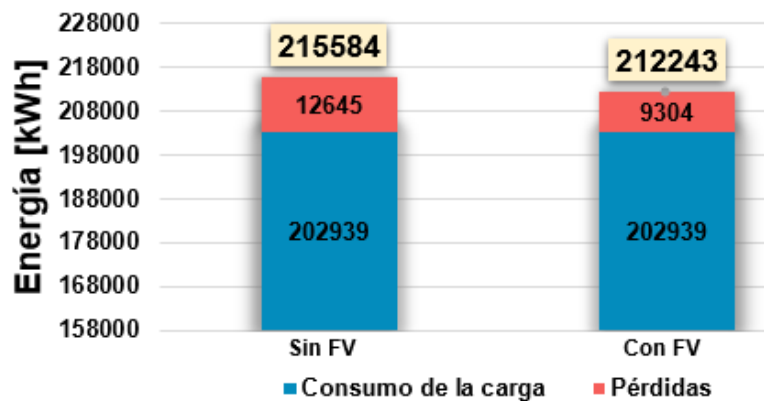


Figura 7.52. Consumo de energía de las cargas y pérdidas de la red con y sin incorporación del FV

7.1.2.5 Incorporación del sistema fotovoltaico con control volt-var de inversor

Como se dijo en la Sección 6.2.1.2 el inversor puede ser configurado en modo *volt-var*. El objetivo de este modo es absorber o entregar a la red potencia reactiva disponible en el inversor para controlar el voltaje en la barra de conexión. Su definición se muestra en la Figura 6.18.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos cuando el inversor del FV es configurado en modo *volt-var* y se hace un análisis comparativo con respecto a los resultados de la red con el FV sin el control *volt-var* del inversor.

7.1.2.5.1 Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312

En la Figura 7.53 se muestra la potencia reactiva en la barra 312 con y sin control *volt-var* del inversor. Se puede observar que con el modo *volt-var*, la potencia reactiva en la barra 312 ya no es nula debido a que el inversor entrega y absorbe reactivos. Cuando la potencia reactiva es positiva significa que el inversor está entregando reactivos a la red y cuando es negativa indica que el inversor está absorbiendo reactivos de la red, esto con el fin de mejorar el voltaje en la barra de conexión del FV.

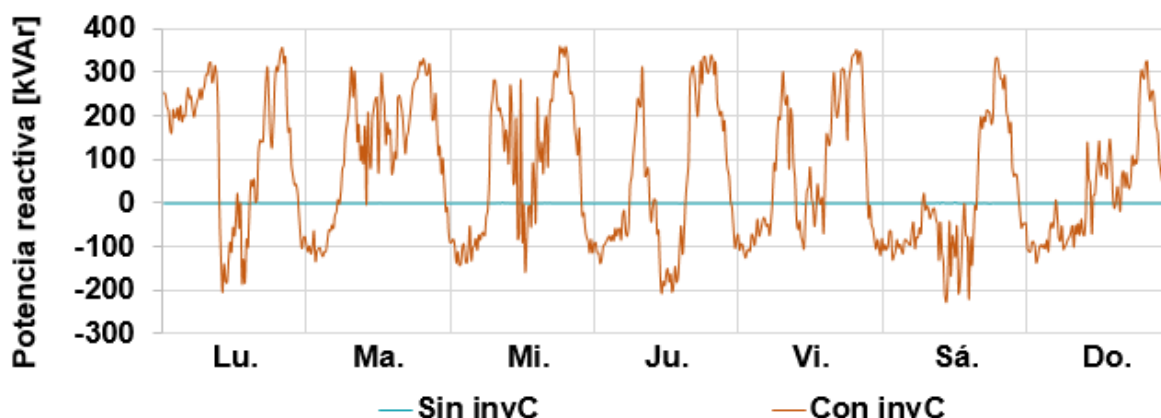


Figura 7.53. Potencia reactiva que fluye hacia la barra 312 con incorporación del FV sin y con control *volt-var* del inversor

El modo *volt-var* del inversor no afecta a la potencia activa que entrega el sistema fotovoltaico.

7.1.2.5.2 Voltaje en la barra 312

La integración de generación fotovoltaica y también las variaciones de la demanda son fuentes de fluctuaciones de voltaje. El inversor fotovoltaico inteligente con control *vol-tvar*, permite reducir las fluctuaciones y mantener el voltaje dentro de valores adecuados. En la Figura 7.54 se muestra el voltaje en la barra 312 sin y con control *volt-var* del inversor. Se puede observar que con control *volt-var* se reducen los picos y se suaviza la curva, mejorándose así la calidad del voltaje en la barra 312.

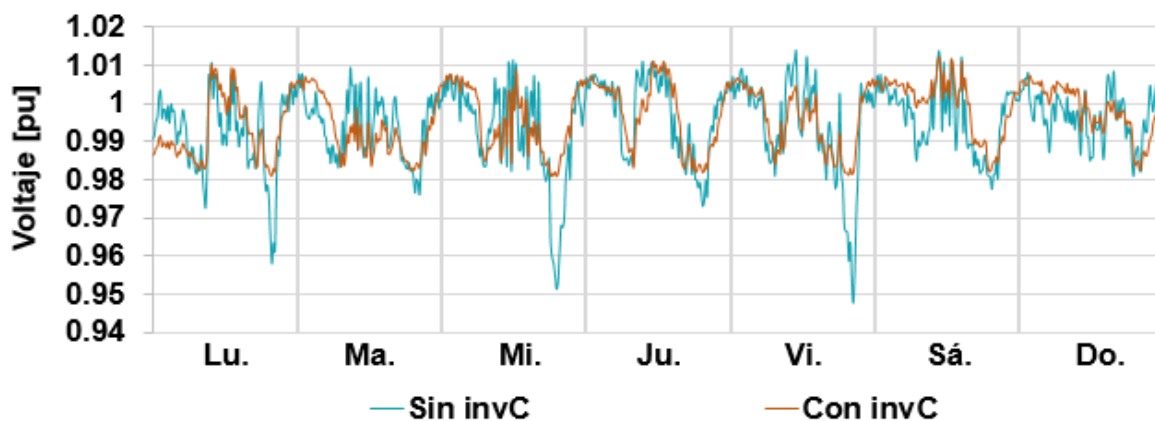


Figura 7.54. Voltaje en la barra 312 con incorporación del FV sin y con control volt-var del inversor

7.1.2.5.3 Perfil de voltaje

El perfil de voltaje en el punto de máxima potencia con control *volt-var* del inversor mejora como se muestra en la Figura 7.55. Comparándolo con la Figura 7.50, el voltaje en el punto de conexión del FV subió de 0.947 pu, a 0.982 pu.

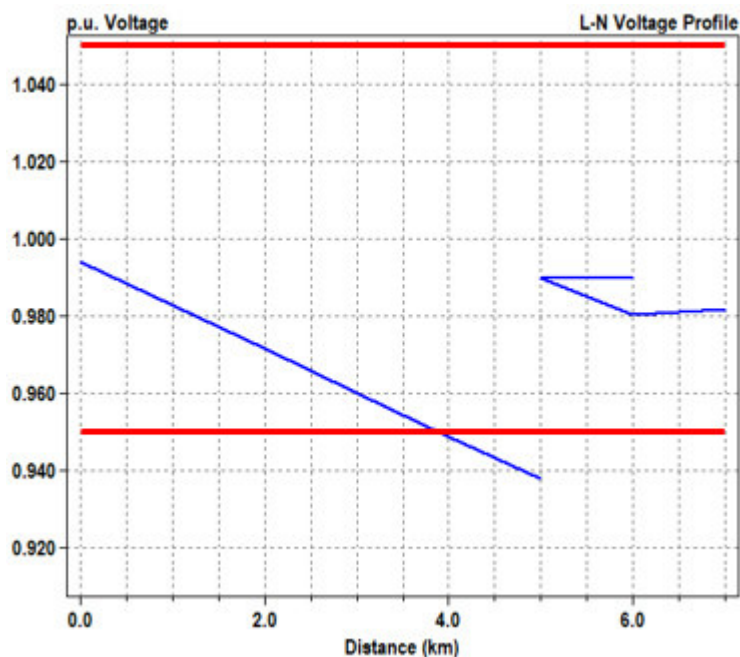


Figura 7.55. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima con incorporación del FV con control volt-var del inversor

7.1.2.5.4 Taps del regulador de voltaje

En la Figura 7.56 se presenta la variación de la posición de los taps del regulador cuando el control del inversor inteligente del sistema fotovoltaico está en modo *volt-var*. Comparándolo con el caso sin control volt-var, se puede observar que, debido a que debido

a que se redujeron las fluctuaciones en el voltaje, la posición de los taps del regulador es más estable y varía con menos frecuencia.

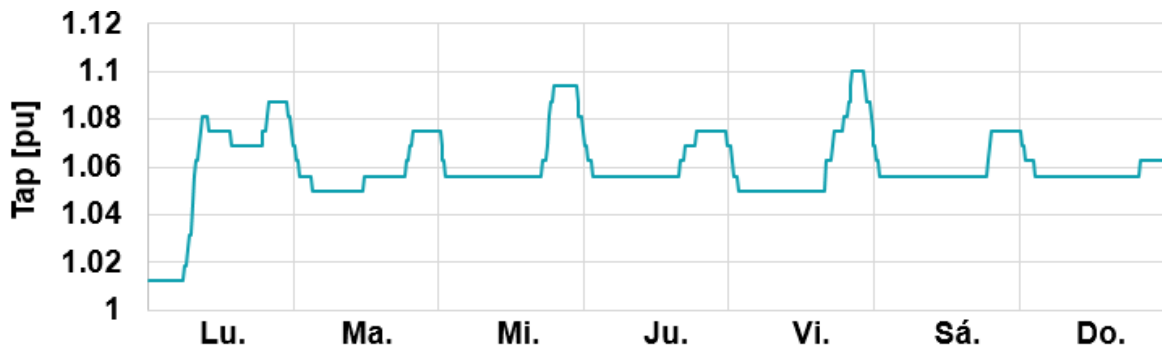


Figura 7.56. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje con incorporación del FV con control *volt-var* del inversor

7.1.2.6 Incorporación del sistema fotovoltaico y almacenamiento de energía

En este caso se conecta en la barra 312 el almacenador de energía modelado en la Sección 6.3.2, el cual sigue el comportamiento de una curva de carga y descarga definida para que el AE almacene energía en horas de baja demanda y entregue energía en horas de alta demanda. En este caso también está incorporado el sistema fotovoltaico de la Sección 7.1.2.4.

El diagrama esquemático de la conexión del sistema de almacenamiento y del sistema fotovoltaico se muestra en la red de 12 barras se ilustra en la Figura 7.57. El AE tiene una potencia nominal de 300 kW y una capacidad de almacenamiento de 2100 kWh.

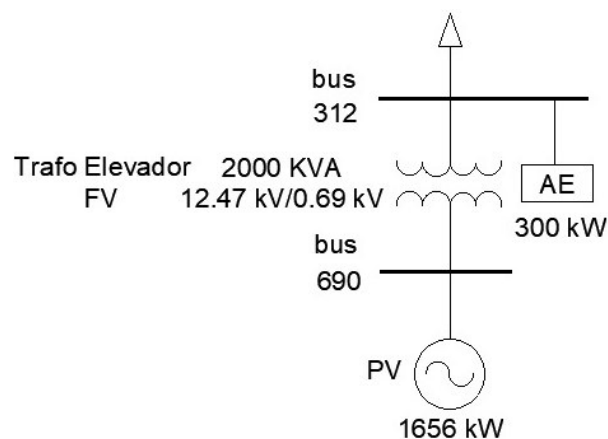


Figura 7.57. Diagrama esquemático de la conexión del AE y FV en la red de 12 barras (Autoría propia)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos cuando se conecta el sistema de almacenamiento de energía y se hace un análisis comparativo con respecto a la red con el sistema fotovoltaico mostrado en la Sección 7.1.2.4.

7.1.2.6.1 *Potencia activa de salida del sistema de almacenamiento de energía*

En la Figura 7.58 se muestra la potencia activa que suministra el almacenador de energía a la red con un factor de potencia unitario. Es decir, la generación de potencia reactiva es nula. Los valores positivos de la curva indican que el AE se está descargando, por lo que está entregando energía a la red. Los valores negativos de la curva indican que el AE se está cargando, por lo que está absorbiendo energía de la red.

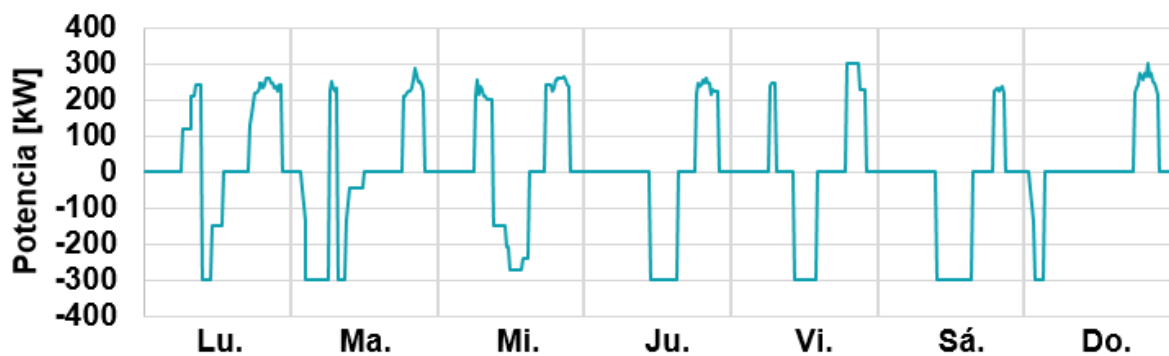


Figura 7.58. Potencia activa que sale del AE

La potencia de entrada y salida del AE sigue el comportamiento de la curva de carga y descarga de la Figura 6.22 conforme la capacidad y disponibilidad de energía en la batería. La variación de la energía almacenada en la batería se muestra en la Figura 7.59. Se observa que en el transcurso de la semana el almacenador presenta un comportamiento de carga, de descarga o de inactividad, debido a que obedece la curva definida. El almacenador comienza completamente cargado como fue modelado. Es decir, con 2100 kWh disponibles.

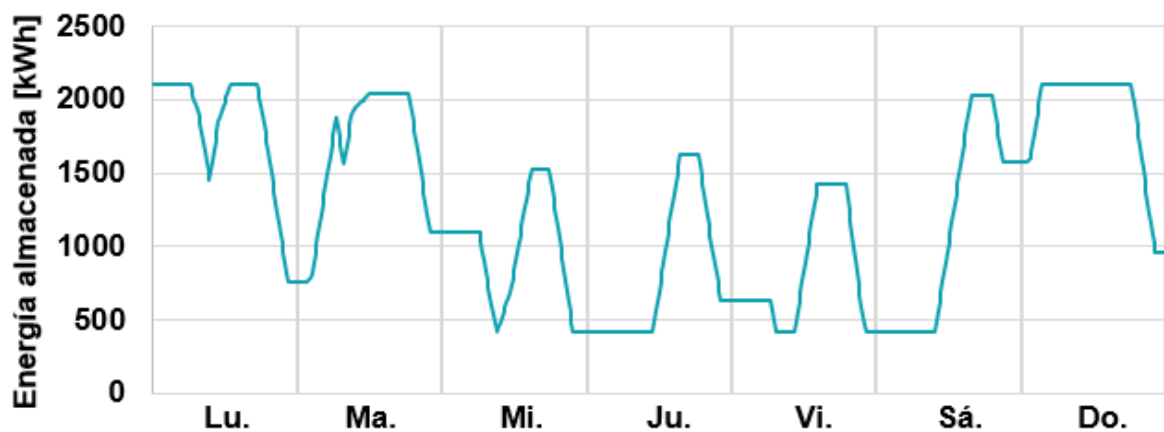


Figura 7.59. Variación de la energía almacenada en el AE

7.1.2.6.2 Potencia activa que fluye hacia la barra 312

En la Figura 7.60 se muestra la potencia activa que fluye hacia la barra 312 con el sistema fotovoltaico y el almacenador de energía incorporados en esta barra. Por lo que esta curva representa la suma potencia suministrada por el FV (Figura 7.44) y por el AE (Figura 7.58).



Figura 7.60. Potencia activa que fluye hacia la barra 312 con incorporación del FV y AE

Como se indicó en la Sección 6.3.2, la curva de carga y descarga del AE fue definida sin necesidad de algoritmos externos, esto con el fin de demostrar la flexibilidad que se tiene en el OpenDSS para realizar un estudio con almacenamiento de energía de manera independiente. Sin embargo, con el uso de algoritmos de programación implementados en software externos como, por ejemplo, Python o Matlab, se puede lograr que la carga y descarga del AE tenga un comportamiento de manera precisa y automática según los requerimientos de la red por medio del seguimiento de la curva de demanda de la carga o la curva de generación del FV (o de cualquier tipo de generación distribuida conectada).

7.1.2.6.3 Potencia de salida de la subestación

En la Figura 7.61 se muestra la potencia suministrada por la subestación para abastecer la demanda de la red cuando el sistema fotovoltaico es conectado con y sin almacenamiento de energía en la barra 312.

Cuando se encuentra conectado el FV y el AE, la potencia máxima entregada por la subestación se presenta el miércoles a las 19h00 con un valor de 1788.243 kW, obteniéndose una disminución de 352.686 kW con respecto a la potencia máxima de 2140.929 kW del caso sin AE conectado.

Se puede observar que los picos de potencia máxima fueron reducidos debido a que el AE está entregando energía a la red en los periodos de tiempo de máxima demanda. También se pudo aumentar la potencia que entrega la subestación en los periodos de tiempo de mínima demanda. De esta forma se logra reducir la diferencia entre la demanda máxima y la demanda mínima en la red. Esto puede dar como consecuencia una reducción de costos

en los equipos a instalarse en la red debido a que se reduciría su dimensionamiento. Además de la reducción de pérdidas y posibles sobrecargas en los equipos instalados.

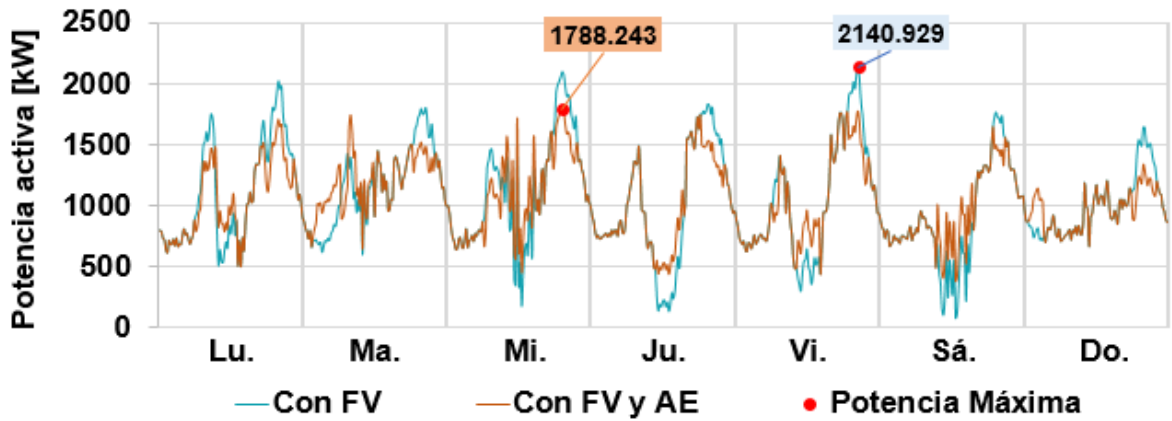


Figura 7.61. Potencia suministrada por la subestación con incorporación del FV y AE

7.1.2.6.4 Perfil de voltaje

El perfil de voltaje en el punto de máxima potencia con la incorporación del almacenador de energía mejora como se muestra en la Figura 7.62. Comparándolo con la Figura 7.46, el voltaje en el punto de conexión del FV y AE subió de 0.947 pu, a 0.970 pu debido a que la demanda máxima en la subestación es menor.

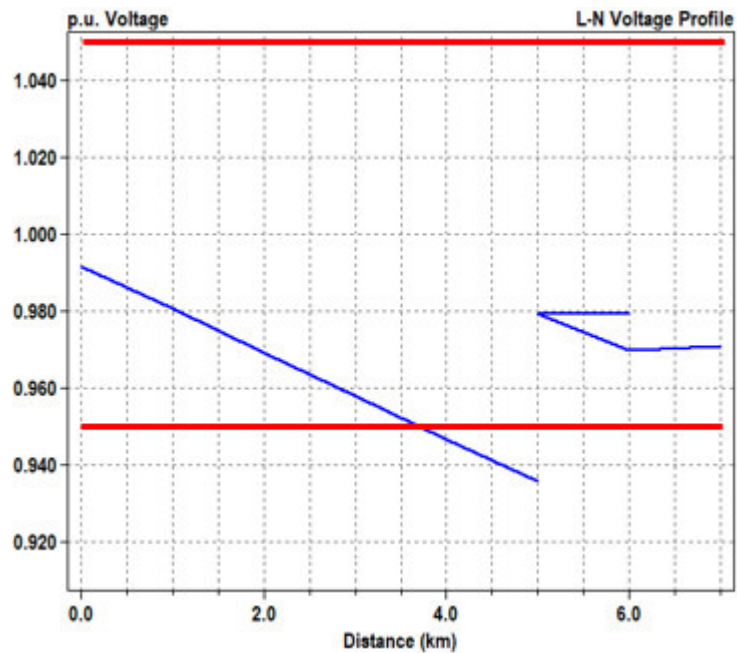


Figura 7.62. Perfil de voltaje en el punto de potencia máxima con incorporación del FV y AE

7.1.2.6.5 Corriente y pérdidas en la Línea 1

En la Figura 7.63 se observa la corriente en la Línea 1 cuando el FV y AE están conectados en la red. Se observa que en los periodos de descarga del AE la corriente de salida de la subestación disminuye debido a que se reduce la demanda en la subestación. Por otro lado, en los periodos de carga del AE la corriente se incrementa debido a que aumenta la demanda en la subestación. El valor de la corriente máxima que circula por la Línea 1 cuando el FV y el AE están conectados es de 88.122. Reduciéndose 17.261 A, del caso sin AE conectado.

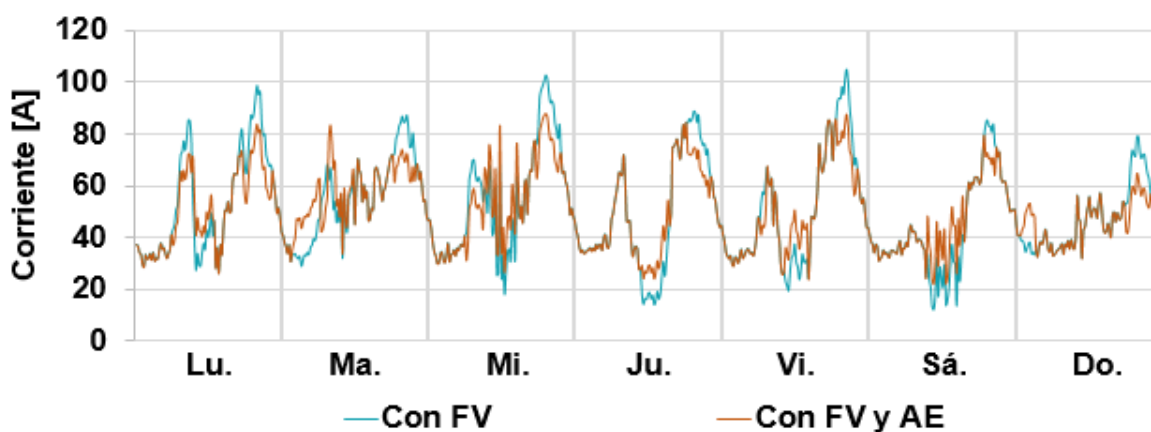


Figura 7.63. Corriente en la Línea 1 con incorporación del FV y AE

En la Figura 7.64 se muestran las pérdidas totales en la Línea 1 cuando el FV y el AE están conectados en la red. Al igual que en los análisis anteriores, se observa que las pérdidas en la Línea 1 son directamente proporcionales a la corriente que fluye por la línea. Es decir, al aumentar la corriente, las pérdidas también se incrementan y al reducir la corriente, las pérdidas disminuyen. La potencia máxima registrada es de 16345.2 W. Reduciéndose 7030.3 W, del caso sin AE conectado.

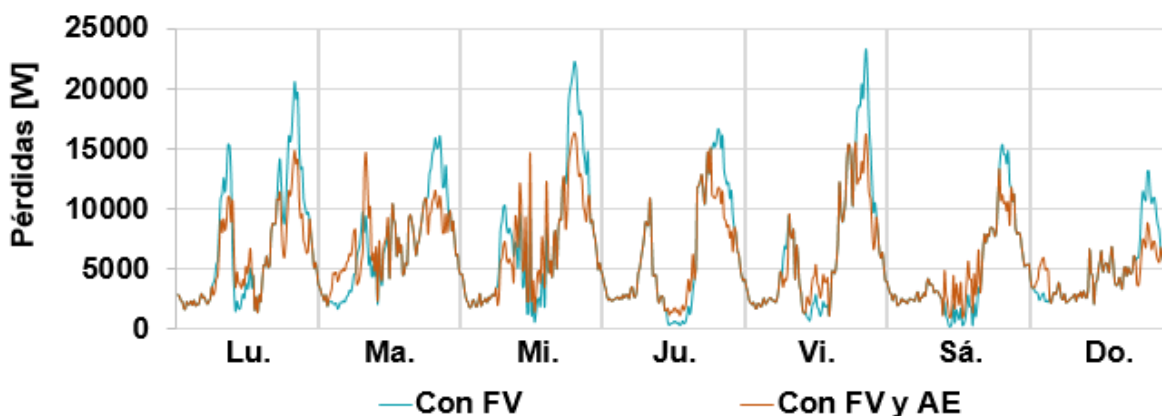


Figura 7.64. Pérdidas totales en la Línea 1 con incorporación del FV y AE

7.1.2.6.6 Voltaje en la barra 312

En la Figura 7.65 se muestra el voltaje en la barra 312 cuando el FV y AE están conectados. Se observa que el voltaje en la barra mejoró, sobre todo en los periodos de alta demanda que, al ser reducida, se logra obtener valores de voltaje más adecuados. El voltaje más bajo con el FV y el AE conectado es de 0.970 pu.

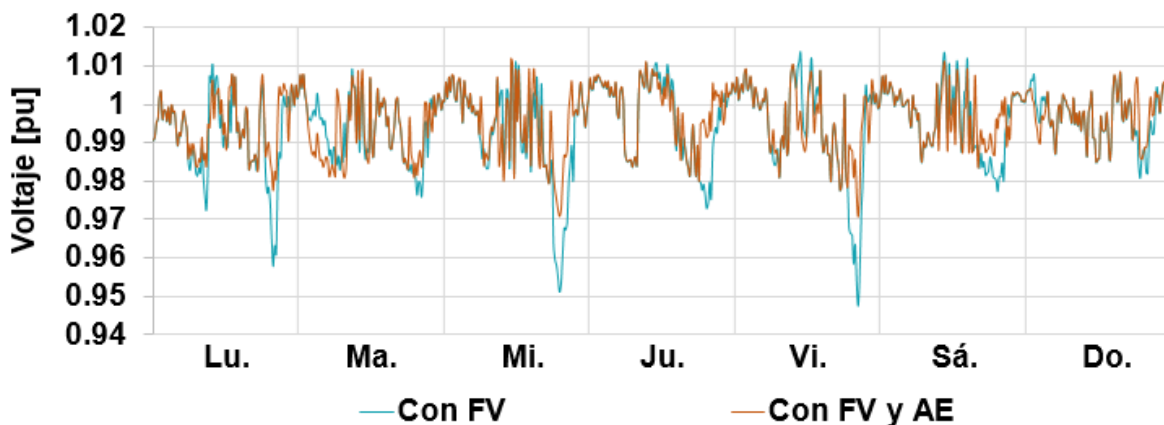


Figura 7.65. Voltaje en la barra 312 con incorporación del FV y AE

7.1.2.6.7 Taps del regulador de voltaje

En la Figura 7.66 se puede observar que en los periodos en los que actúa el almacenador de energía, la posición de los taps es diferente debido a la variación de voltaje por el incremento o disminución de la demanda.

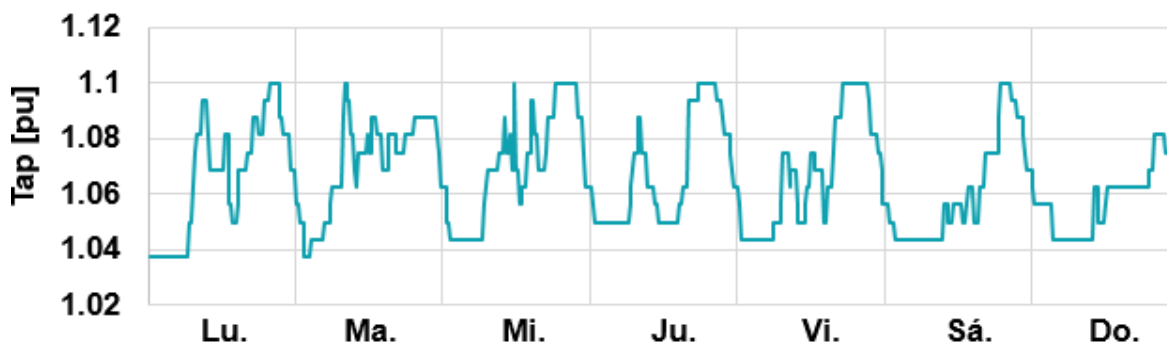


Figura 7.66. Variación de la posición de los taps del regulador de voltaje con incorporación del FV y AE

7.1.2.6.8 Energía generada y consumida

En la Figura 7.67 se muestra la energía total entregada por la subestación, el sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía para satisfacer la demanda de la red en periodo de una semana.

Con la incorporación del AE se puede observar que la energía que demanda la red disminuye de 212243 kWh a 211655 kWh, obteniéndose una reducción de 588 kWh. Este

valor representa las pérdidas reducidas en la red debido a que el AE se encarga de reducir principalmente la demanda máxima en la subestación, por lo tanto, la corriente y las pérdidas disminuyen.

La energía total entregada a la red en la barra 312 solo cuando el FV está conectado es de 36066 kWh. Al incorporar el AE la energía total entregada a la red en esta barra se reduce a 35348 kWh. Esto indica que 718 kWh fueron absorbidos por el AE en la barra 312 y no entregados a la red. Sin embargo, la energía entregada por la subestación solo incrementa 130 kWh, y no 718 kWh. Esto es debido a que la energía que demanda la red disminuye 588 kWh en pérdidas.

Se debe tomar en cuenta que la batería comenzó completamente cargada y que los resultados pueden variar considerablemente al modificar esta condición inicial de la batería.

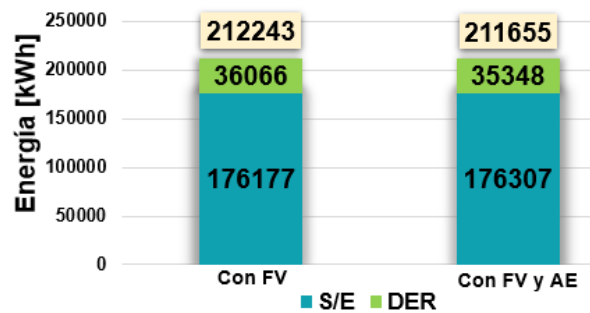


Figura 7.67. Energía entregada por la subestación, el sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento

En la Figura 7.68 se observa que la energía generada abastece la energía que consumen las cargas y las pérdidas de energía en la red en el intervalo de estudio de una semana. Con la incorporación del AE se puede observar que las pérdidas en red disminuyen de 9304 kWh a 8716 kWh, obteniéndose una reducción del 6.32% en pérdidas. Las pérdidas representan el 4.12% de la energía total consumida por la red.

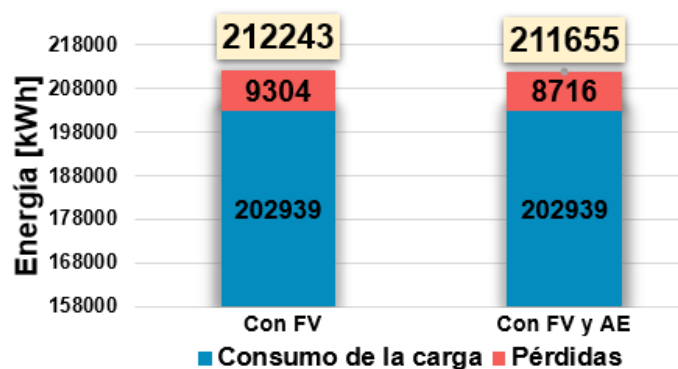
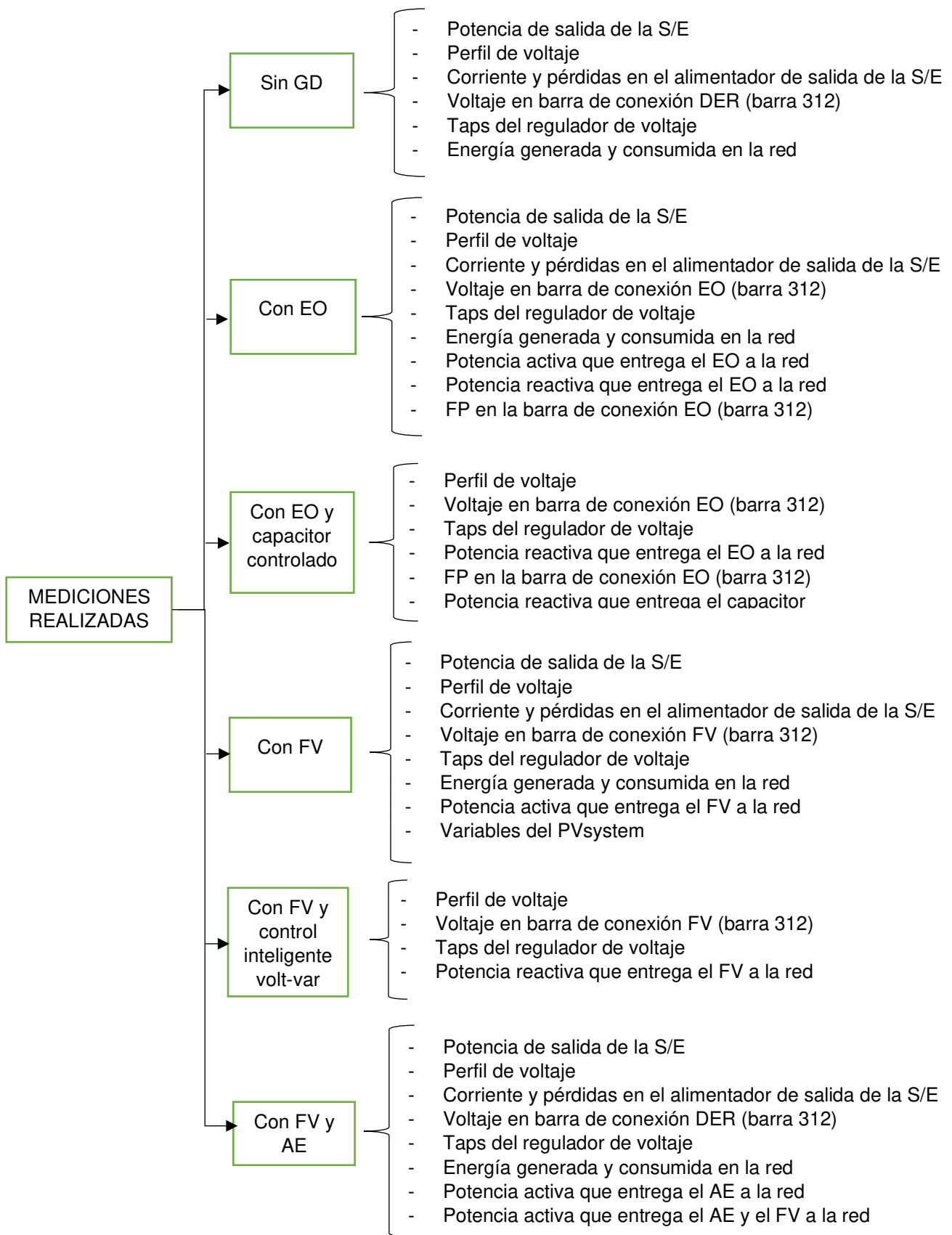


Figura 7.68. Consumo de energía de las cargas y pérdidas de la red con incorporación del FV y AE

A continuación, se muestra un cuadro sinóptico que resume las simulaciones realizadas en la red de 12 barras.



En esta Sección se comparó las mediciones eléctricas obtenidas en distintos puntos de la red de 12 barras para diferentes condiciones operativas. A continuación, se presenta un pequeño resumen comparativo de los resultados obtenidos.

Tabla 7.4 Resultados obtenidos al incorporar un EO en la red de 12 barras sin GD

Mediciones al incorporar EO	Observaciones	Resultado positivo para esta red	
		Si	No
Potencia de salida de la SE	Disminuye demanda en todo el periodo de análisis	✓	
Perfil de voltaje	Aumenta voltaje en todas las barras en demanda máxima	✓	
Corriente y pérdidas en el alimentador de salida de la SE	Disminuyen en todo el periodo de análisis	✓	
Voltaje en barra de conexión EO	Aumenta el valor de picos bajos de voltaje	✓	
Taps del regulador de voltaje	Disminuye posiciones máximas del tap en algunos periodos	✓	
Energía generada y consumida en la red	Disminuyen por reducción de pérdidas	✓	
Potencia activa que entrega el EO a la red	Entrega energía variante en todo el periodo de análisis		✓
Potencia reactiva que entrega el EO a la red	Absorbe potencia reactiva de la red		✓
FP en la barra de conexión EO	Muy bajo		✓

Tabla 7.5. Resultados obtenidos en la red de 12 barras con EO al conectar un capacitor controlado

Mediciones al incorporar EO con capacitor controlado	Observaciones	Resultado positivo para esta red	
		Si	No
Perfil de voltaje	Aumenta voltaje en todas las barras	✓	
Voltaje en barra de conexión EO	Aumenta voltaje por reducción de consumo de reactivos	✓	
Taps del regulador de voltaje	Disminuye posiciones máximas	✓	
Potencia reactiva que entrega el capacitor	Compensa la potencia reactiva que absorbe el EO	✓	
Potencia activa que entrega el EO a la red	Disminuye	✓	
FP en la barra de conexión EO	Cercano a la unidad	✓	

Tabla 7.6. Resultados obtenidos al incorporar un FV en la red de 12 barras sin GD

Mediciones al incorporar FV	Observaciones	Resultado positivo para esta red	
		Si	No
Potencia de salida de la SE	Disminuye demanda en periodos activos del FV	✓	
Perfil de voltaje	Aumenta voltaje al final del alimentador	✓	
Corriente y pérdidas en el alimentador de salida de la SE	Disminuyen en periodos activos del FV	✓	
Voltaje en barra de conexión FV	Disminuye voltaje en periodos activos del FV sin embargo aumentan fluctuaciones de voltaje		✓
Taps del regulador de voltaje	Disminuye posiciones máximas en periodos activos del FV	✓	
Energía generada y consumida en la red	Disminuyen por reducción de pérdidas	✓	
Potencia activa que entrega el FV a la red	Entrega energía variante y solo cuando existe irradiancia en el panel		✓
Potencia reactiva que entrega el FV a la red	Nula	✓	

Tabla 7.7. Resumen de resultados obtenidos en la red de 12 barras con FV al usar la función inteligente volt-var del inversor

Mediciones al incorporar FV con función volt-var del inversor	Observaciones	Resultado positivo para esta red	
		Si	No
Perfil de voltaje	Mejora considerablemente el perfil de voltaje	✓	
Voltaje en barra de conexión FV	Aumenta voltaje y reduce fluctuaciones	✓	
Taps del regulador de voltaje	Disminuye actuaciones y posiciones máximas	✓	
Potencia reactiva que entrega el FV a la red	Varía para estabilizar voltaje	✓	

Tabla 7.8. Resumen de resultados obtenidos al incorporar un AE en la red de 12 barras con FV.

Mediciones al incorporar FV y AE	Observaciones	Resultado positivo para esta red	
		Si	No
Potencia de salida de la SE	Disminuyen las altas demandas y aumentan las bajas demandas	✓	
Perfil de voltaje	Aumenta voltaje en todas las barras a demanda máxima	✓	
Corriente y pérdidas en el alimentador de salida de la SE	Disminuyen en periodos donde se redujo la demanda y aumentan en periodos donde se incrementa la demanda	✓	
Voltaje en barra de conexión DER	Aumento de bajos voltajes en periodos de alta demanda	✓	
Energía generada y consumida en la red	Disminuyen por reducción de pérdidas	✓	
Potencia activa que entrega el AE a la red	Almacenamiento de energía en baja demanda y entrega energía en alta demanda	✓	
Potencia activa que entrega el AE y FV a la red	Mejor distribución de energía	✓	

7.2 ESTUDIO DE UNA RED DE TAMAÑO REAL EPRI CKT5 AL INCORPORAR DER

Los resultados de las simulaciones de este trabajo, tanto de esta Sección como la de la Sección 7.1, se muestran con el objetivo de que estudiantes, educadores, ingenieros, planificadores e investigadores consideren la necesidad de realizar simulaciones QSTS para obtener un análisis más detallado y completo acerca del comportamiento de los sistemas de distribución, especialmente si involucran DER, los cuales encaminan obligatoriamente al desarrollo de las redes inteligentes.

La mayoría de los estudios del sistema de distribución que se realizan en la actualidad se basan en un análisis con instantes estáticos de carga y las razones principales podrían ser el desconocimiento de la variabilidad inestable de resultados que se obtienen al incorporar DER en la red y de la existencia de un software capaz de obtenerlos.

En esta Sección se adopta un sistema de distribución de tamaño real, EPRI Ckt5, proporcionado con la descarga del OpenDSS [63]. Por su amplia dimensión se pudo incorporar VE y DER al mismo tiempo en diferentes puntos de la red, con la finalidad de observar el aporte en conjunto de todas estas tecnologías y la variabilidad en los resultados en el transcurso de una semana. Al ser un sistema desequilibrado, se presentan diferentes

resultados en cada una de las fases. Por último, se realizan simulaciones de fallas, con y sin GD distribuida, siendo estas importantes a considerar en un análisis de protecciones.

El Ckt5 es un sistema desequilibrado que contiene un total de 2998 barras y 3437 nodos. El esquema del sistema se muestra en la Figura 7.69. La ruta trifásica más larga es de 4.97 km. Las principales características técnicas de la red se presentan en la Tabla 7.9.

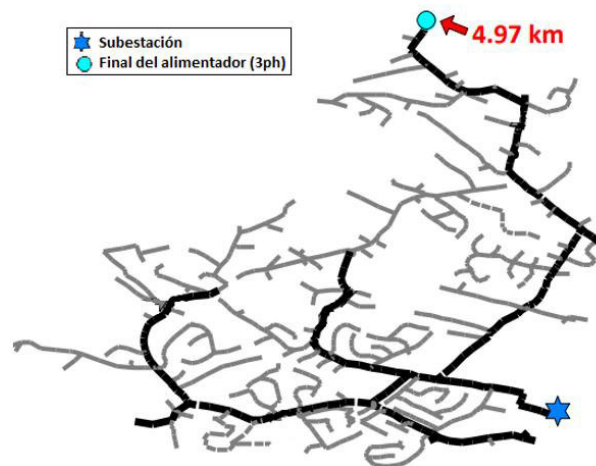


Figura 7.69. Esquema de la red de prueba CKT5 [63]

Tabla 7.9. Información general de la red de prueba de tamaño real CKT5 [7]

Nivel de voltaje de subtransmisión [kV]	115
Nivel de voltaje primario [kV]	12.47
Número de consumidores	1379
Capacidad instalada de los transformadores de distribución [kVA]	16310
Potencia de cortocircuito trifásico [MVA]	114
Longitud de la red primaria [millas]	48
Número de transformadores de distribución	591
Porcentaje de carga residencial	96
Demanda máxima	4069
Número de alimentadores en la barra de la subestación	1

7.2.1 INCLUSIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA RED CKT5

Se conectan 3 estaciones de carga de vehículos eléctricos en la red CKT5. La demanda máxima diversificada es calculada conforme la Sección 6.1.1. La ubicación correspondiente en la red se muestra en la Tabla 7.10.

Tabla 7.10. Ubicación de cargas especiales en la red CKT5

Carga especial	Barra/Nodo	Demanda máxima diversificada [kW]
48 vehículos eléctricos (VE1)	14857.1	65.67
25 vehículos eléctricos (VE2)	39611.2	37.8
10 vehículos eléctricos (VE3)	6578.1	18

En la Tabla 7.11 se muestra la ubicación de conexión de los DER que son conectados en la red de tamaño real CKT5.

Tabla 7.11. Ubicación de los DER en la red de prueba CKT5

DER	Barra	Potencia nominal [kW]
Sistema de almacenamiento de energía (AE1)	821	1000
Sistema eólico (EO1)	14828	1200
Sistema fotovoltaico (FV1)	58430	1656

El suministro máximo de los DER fue asignado justo antes de que se obtuviera flujo inverso en la subestación. Solo se consideró la asignación de cargas especiales y DER a lo largo de la red troncal del alimentador trifásico para simplificar el análisis y la visualización. En la Figura 7.70 se presenta la ubicación del medidor en la SE (EM), de las cargas especiales y los recursos energéticos distribuidos conectados en la red de prueba CKT5.

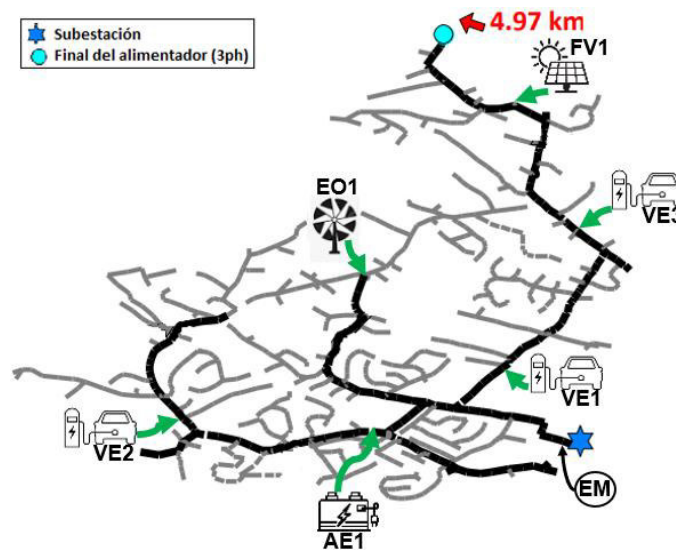


Figura 7.70. Esquema de ubicación de los VE y DER en la red de prueba CKT5
(Adaptado de [63])

En el Anexo A se muestra las líneas de comando para la caracterización de los VE y los DER que son conectados en la red CKT5. Las curvas que caracterizan al sistema fotovoltaico, FV1 y al sistema eólico, EO1, son las que se presentan en la Sección 6.2 y 6.4 respectivamente. La curva de comportamiento de carga y descarga para el almacenador de energía AE1, se presenta en la Figura 7.71.

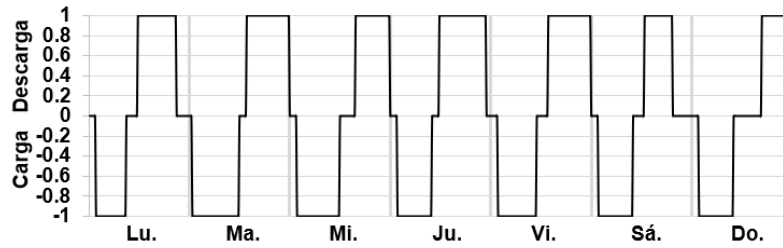


Figura 7.71. Curva de carga y descarga del almacenador AE1 (Autoría propia)

7.2.2 SIMULACIÓN DE LA RED DE PORTE REAL CKT5

7.2.2.1 Inclusión de vehículos eléctricos

La Figura 7.72 compara la potencia suministrada por la subestación para el caso sin VE y con la inclusión de VE. Para las cargas existentes en el sistema de prueba se utilizan curvas de carga con los datos proporcionados por EPRI. La base de datos cuenta con 8760 valores correspondientes a mediciones de demanda reales para un año en periodos de 1 hora. Para este análisis se toman solo los datos de la primera semana. Las curvas de carga de los VE utilizadas son las que se muestran en la Sección 6.1

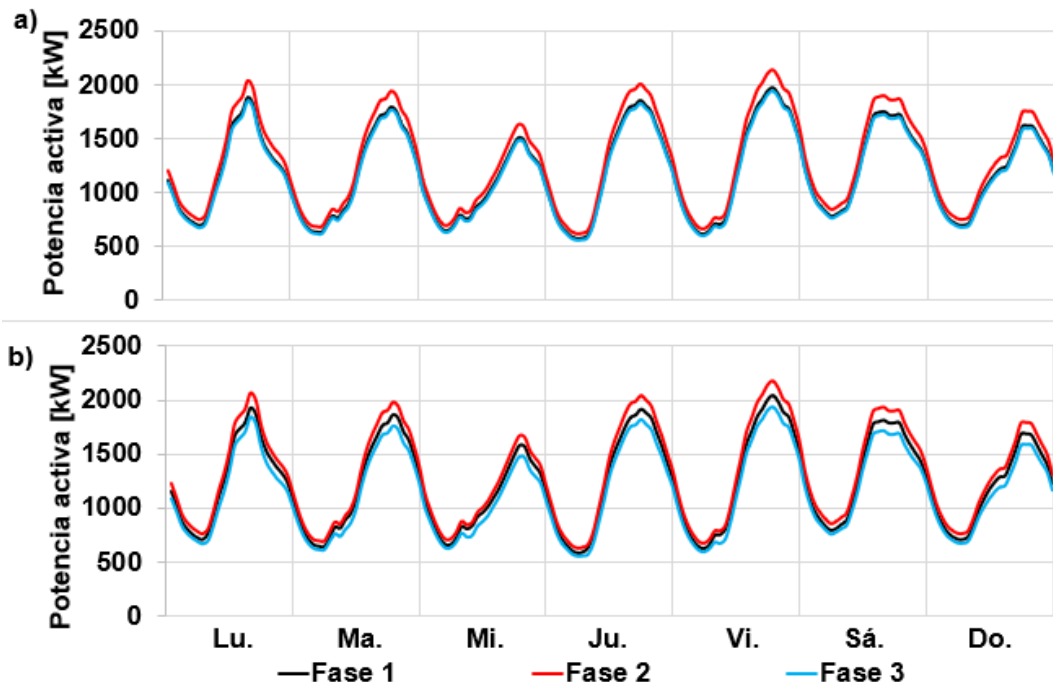


Figura 7.72. Potencia suministrada por la subestación de la red CKT5 a) sin VE y b) con VE

Al incluir los VE en la red, la demanda en la subestación aumenta. Se observa un aumento mayor en la *fase 1*, debido a que en esta fase se incorpora mayor cantidad de VE (ver Tabla 7.1). Estas son las nuevas condiciones de la red que se utilizan como base para comparar resultados por la incorporación del FV, EO y AE.

7.2.2.2 Inclusión del sistema fotovoltaico, eólico y almacenamiento de energía

Por la amplia capacidad de la red CKT5 se incorpora todos los DER al mismo tiempo en diferentes puntos de la red para poder analizar su comportamiento ante un aporte en conjunto de energía proveniente de distintos ramales. En la Figura 7.73 se presenta el suministro de energía del FV (barra 58430), EO (barra 14828) y AE (barra 821) a la red de prueba CKT5. Los valores positivos indican que los DER están entregando energía a la red y los valores negativos indican que los DER están consumiendo energía de la red.

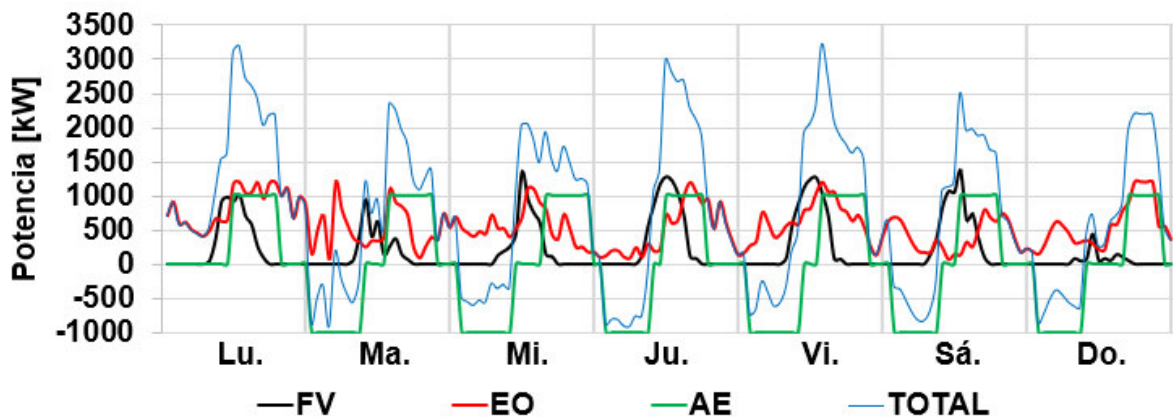


Figura 7.73. Suministro de energía de los DER a la red CKT5

En la Figura 7.74 se visualiza la comparación de la potencia de salida de la subestación con DER y sin DER. Se observa que, debido a la incorporación de los DER, la demanda se reduce en periodo de alta demanda y aumenta en los periodos de baja demanda. Esto se debe al trabajo en conjunto de los DER. Mientras la GD aporta energía a la red en distintos periodos de tiempo, el sistema de almacenamiento se encarga de almacenar energía en periodos de baja demanda y suministrar energía en periodos de alta demanda (ver Figura 7.73).

En la Tabla 7.12 y Tabla 7.13 se puede observar que el instante de tiempo de la ocurrencia de la demanda máxima y mínima cambian al incorporar los DER respectivamente.

Tabla 7.12. Valores de potencia en el instante de máxima demanda sin DER y con DER

Condición	Día/hora máxima demanda	Potencia máxima [kW] Fase 1	Potencia máxima [kW] Fase 2	Potencia máxima [kW] Fase 3	Potencia máxima total [kW]
Sin DER	Vi. 18h00	2046.19	2180.02	1944.12	6170,33
Con DER	Vi. 21h00	1757.53	1875.85	1669.18	5302,53

Tabla 7.13. Valores de potencia en el instante de mínima demanda sin DER y con DER

Condición	Día/hora mínima demanda	Potencia máxima [kW] Fase 1	Potencia máxima [kW] Fase 2	Potencia máxima [kW] Fase 3	Potencia máxima total [kW]
Sin DER	Ju. 5h00	584.429	631.261	553.962	1769,652
Con DER	Mi. 11h00	284.318	331.45	202.994	818,762

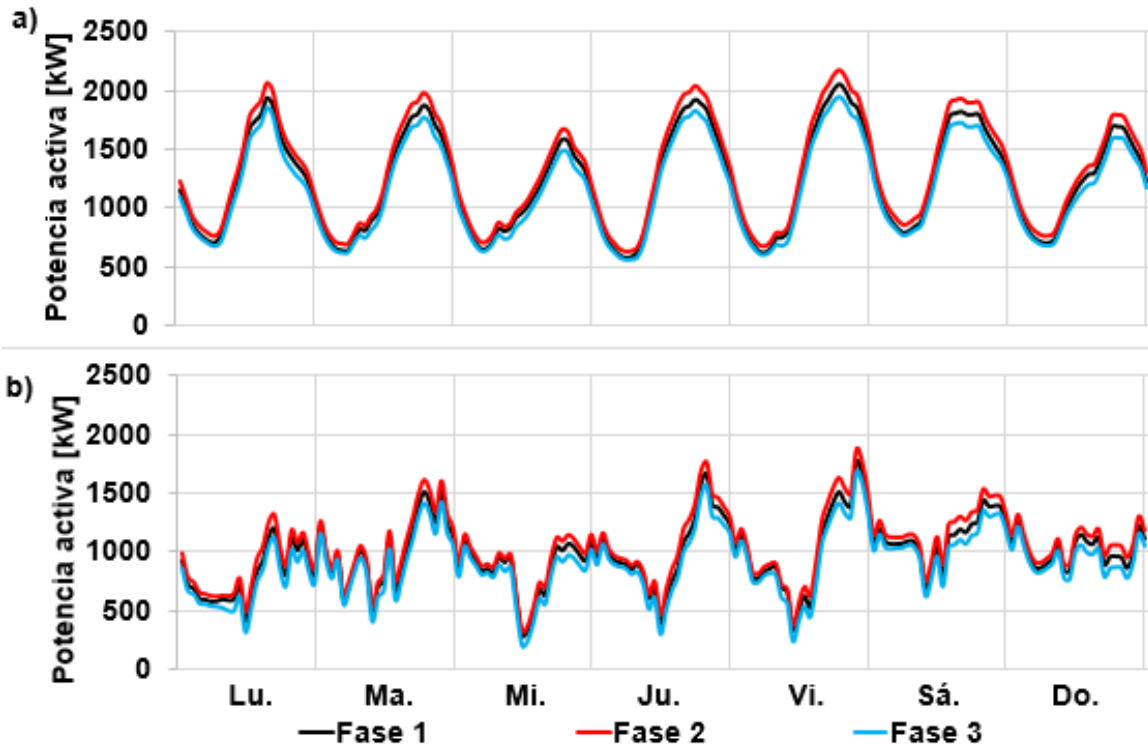


Figura 7.74. Potencia de salida de la subestación en la red CKT5 con VE a) sin DER y b) con DER.

La comparación de corriente de salida en el alimentador principal se muestra en la Figura 7.75. Como es de esperarse, el comportamiento de la corriente y las pérdidas en el alimentador de salida de la subestación es directamente proporcional a la demanda en la subestación.

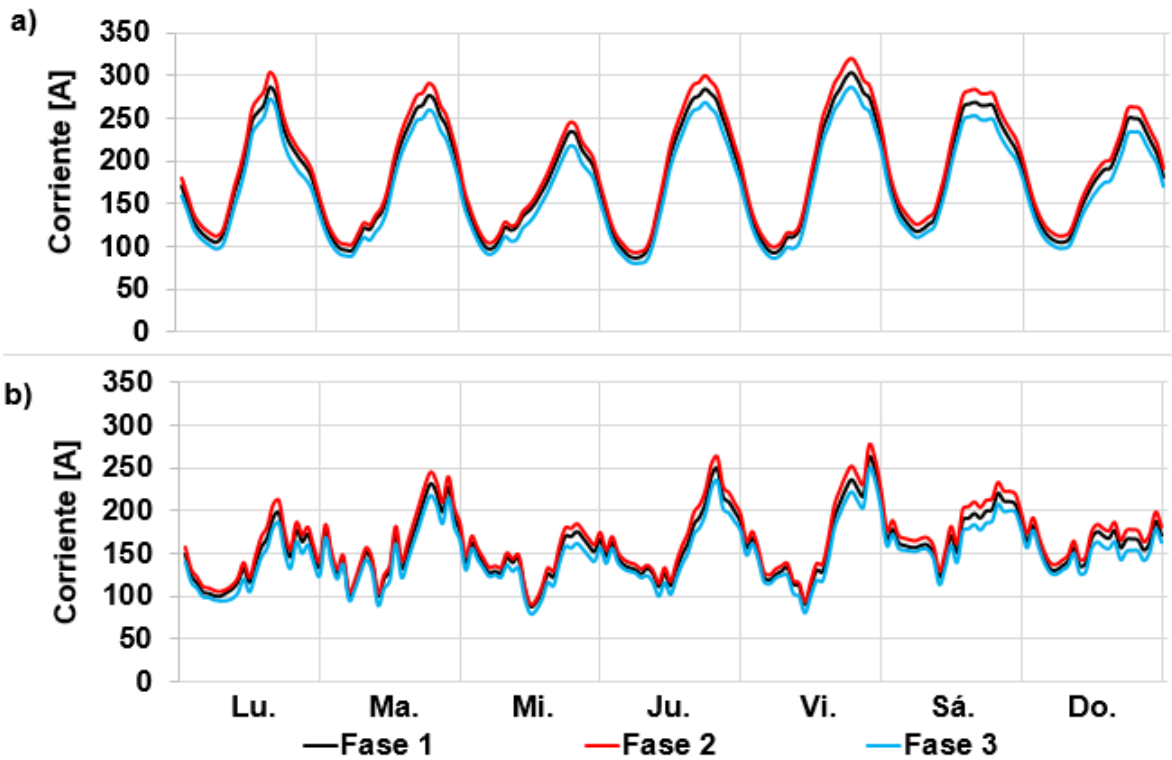


Figura 7.75. Corriente de salida de la subestación en la red CKT5 con VE a) sin DER y b) con DER.

La comparación de las pérdidas en la línea de salida de la subestación se muestra en la Figura 7.76.

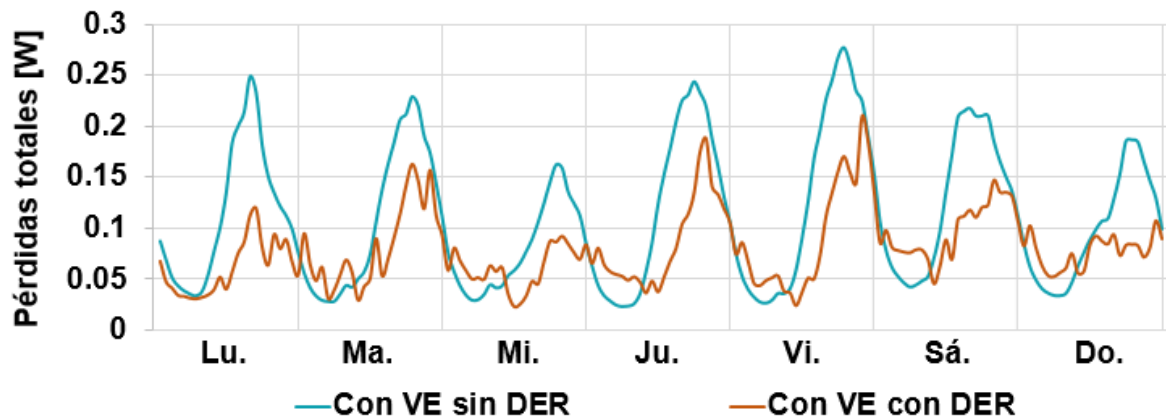


Figura 7.76. Pérdidas en la línea de salida de la SE en la red CKT5 sin DER y con DER

En la Figura 7.77, Figura 7.78 y Figura 7.79 se muestra el voltaje en las barras de conexión de la red CKT5 con VE, antes y después de la incorporación del FV, EO y AE respectivamente. Se observa mayor variación de voltaje en las barras al incorporar estos recursos. Además, se obtiene una reducción en el voltaje en los periodos donde la

demanda aumenta y un aumento en el voltaje en los periodos donde la demanda disminuye.

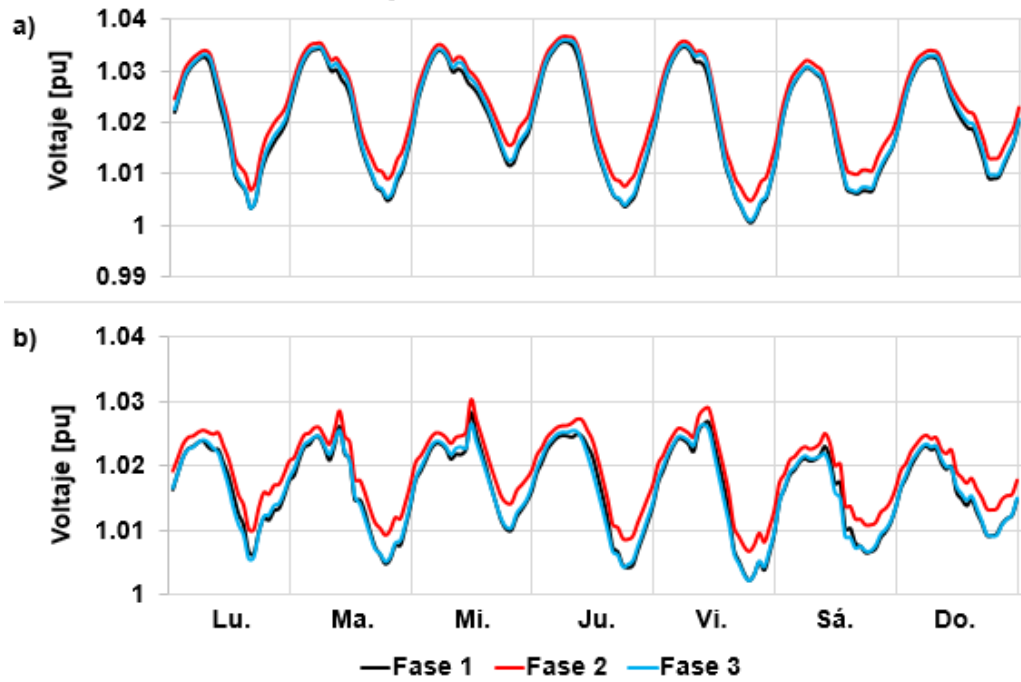


Figura 7.77. Voltaje en la barra de conexión del FV a) antes de ser incorporado y b) después de ser incorporado.

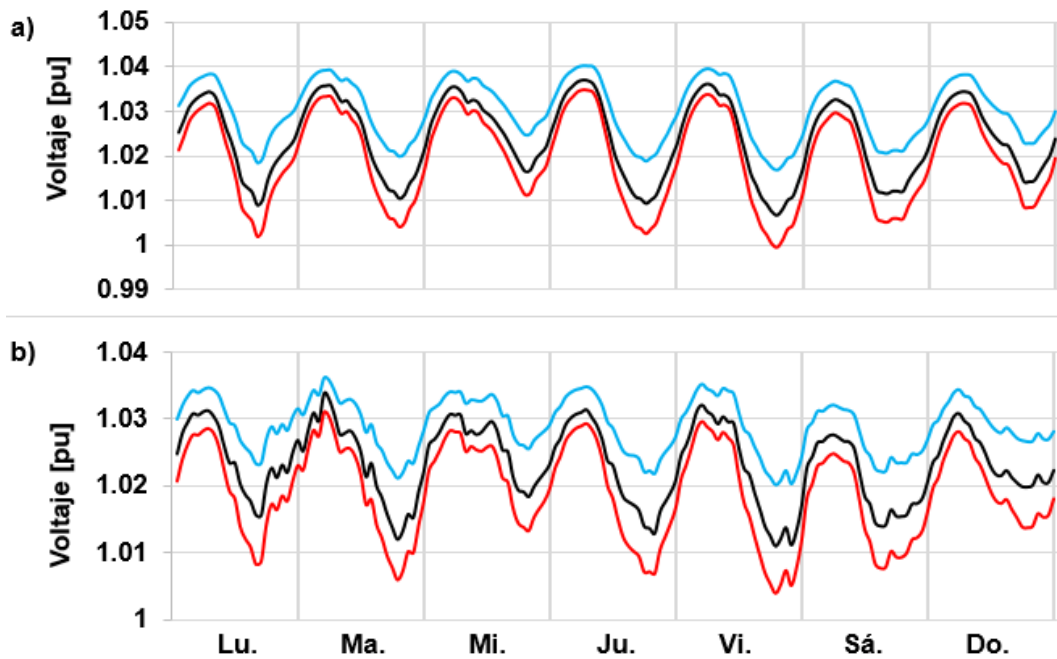


Figura 7.78. Voltaje en la barra de conexión del EO a) antes de ser incorporado y b) después de ser incorporado.

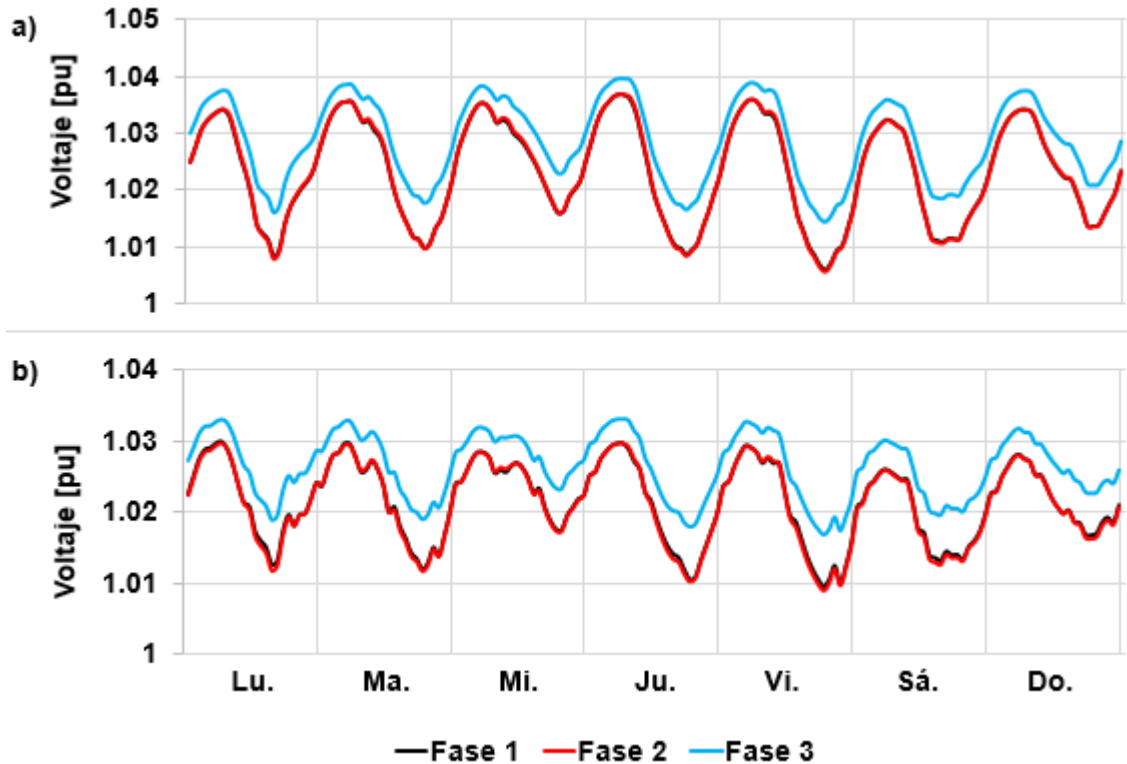


Figura 7.79. Voltaje en la barra de conexión del AE a) antes de ser incorporado y b) después de ser incorporado.

La Figura 7.80 compara la visualización del perfil de voltaje en la red CKT5 en función de la distancia en el punto de máxima potencia para el caso sin DER (Vi. 18h00) y con DER incorporado (Vi. 21h00). Se observa que, al reducirse la potencia máxima en la subestación, el perfil de voltaje aumenta a lo largo del alimentador en todas las fases.

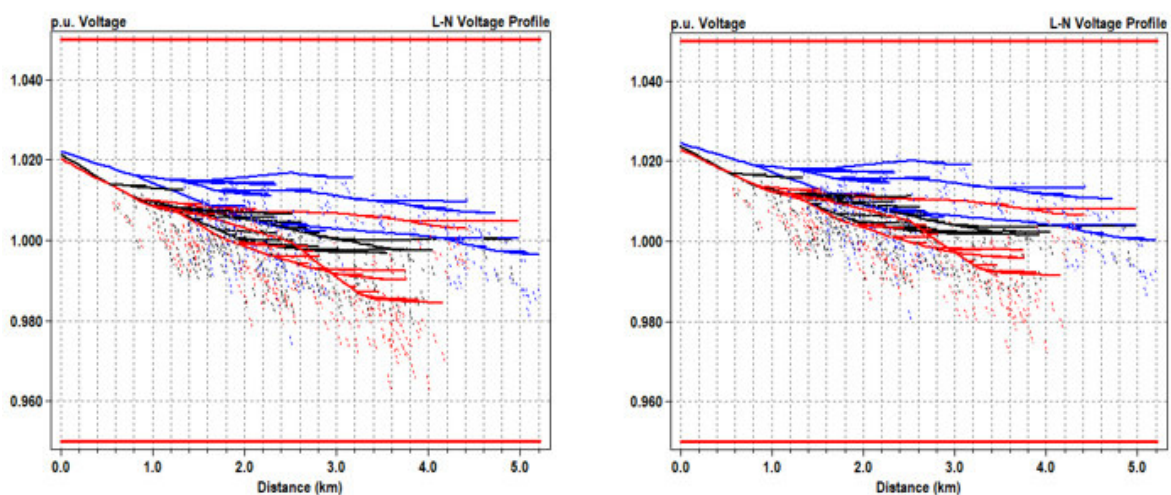


Figura 7.80. Perfil de voltaje en el CKT5 a) sin DER y b) con DER

Como se dijo anteriormente, en la gráfica del perfil de voltaje se muestra la distancia desde la subestación en el *eje x* y la magnitud del voltaje (perfil) en el *eje y*. En este caso la red

es desbalanceada y por tal motivo cada color es un símbolo de una fase separada, mientras que las líneas continuas representan voltajes primarios y las líneas discontinuas corresponden a voltajes secundarios.

En la Figura 7.81 se muestra la energía total entregada por la subestación y los DER incorporados para satisfacer la demanda de la red en periodo de una semana. Se tiene una disminución de energía generada por la subestación debido a la incorporación del FV y EO.

Se sabe que, al incorporar un almacenamiento de energía en la red, puede provocar un aumento en la demanda en el momento de la carga y una disminución en el momento de la descarga. Por lo que tener un almacenador de energía puede hacer que la subestación genere más o menos energía al ser incorporado en la red. Esto depende de diversos factores como la capacidad de almacenamiento, el comportamiento de la curva de carga y descarga, de periodo de análisis, la cantidad de energía almacenada en la batería al inicio del periodo de análisis, etc.

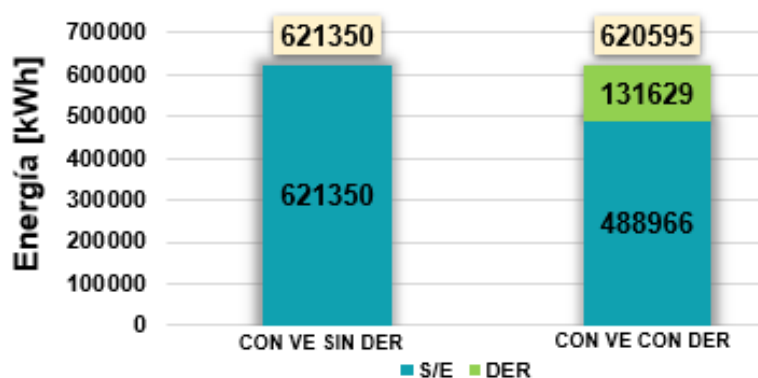


Figura 7.81. Energía entregada por la subestación y los DER

7.2.3 SIMULACIÓN DE FALLAS EN LA RED DE PORTE REAL CKT5

En la Sección 4.5.2 se muestran tres formas distintas para aplicar fallas de cortocircuito en el OpenDSS. Para este caso de estudio se selecciona una barra y se aplica una falla trifásica, una falla de dos líneas a tierra y una falla monofásica a tierra, por medio de un *Fault Object* como se explica en la Sección 4.5.2.2. La barra de la red CKT5 seleccionada para simular las fallas es la 56781 (ver ubicación en la Figura 7.82).

7.2.3.1 Red CKT5 en condiciones normales

En la Figura 7.82 se muestra el esquema de la red de prueba CKT5 utilizada para las simulaciones en condiciones normales de funcionamiento, es decir, sin una falla presente. En (a) se muestra la red sin generación distribuida, donde la única fuente que alimenta a la red es la subestación (S/E), por lo tanto, la potencia generada se distribuye hacia los

distintos ramales según las necesidades del sistema; en (b) se muestra la red con generación distribuida incorporada, es decir, con un sistema eólico y un sistema fotovoltaico. Como se observa, estos inyectan potencia a la red y ayudan a liberar carga desde la subestación hacia los ramales donde están conectados.

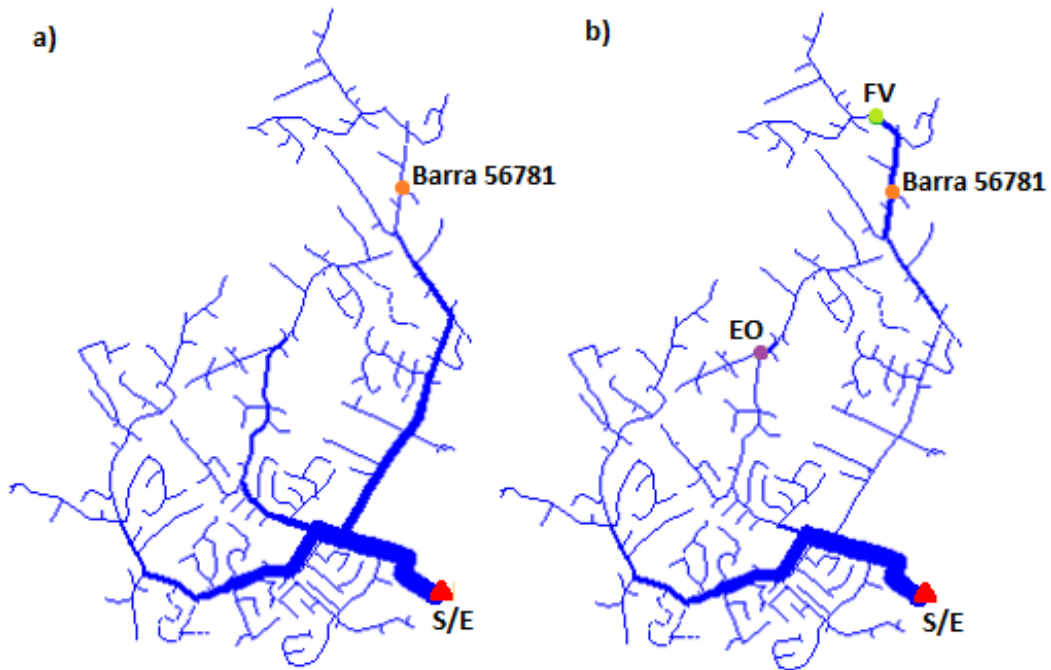


Figura 7.82. Esquema de la red de prueba CKT5 sin falla a) sin GD y b) con GD

En la Tabla 7.14 y Tabla 7.15 se muestran las mediciones de corriente y voltaje en la barra 56781 respectivamente, sin existencia de falla para los casos de estudio sin GD y con GD incorporada en la red.

En las mediciones de corriente se puede observar que, al ser una red con carga desbalanceada, existen diferentes valores de corriente en cada fase para los dos casos (sin GD y con GD). Sin embargo, con la incorporación de GD se observa un aumento de corriente en la barra 56781, esto debido a que la barra se encuentra cerca del sistema fotovoltaico incorporado.

Tabla 7.14. Mediciones de corriente sin existencia de falla en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Sin GD		Con GD	
	Magnitud [A]	Ángulo	Magnitud [A]	Ángulo
A	6.7595	-57.06	72.3672	152.5
B	32.3995	-175.69	49.6271	45.65
C	37.1826	37.1826	47.3961	-70.98

Las mediciones de voltaje muestran que existe un pequeño aumento de voltaje en la barra 56781 por la incorporación del GD. Para los dos casos, los valores medidos son adecuados, es decir, están dentro de 0.95 pu y 1.05 pu.

Tabla 7.15. Mediciones de voltaje sin existencia de falla en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Sin GD		Con GD	
	Magnitud [V]	Ángulo	Magnitud [V]	Ángulo
A	0.990412	-34.85	0.996904	-32.25
B	0.996707	-154.7	1.00482	-152.23
C	0.993003	85.29	0.996995	87.77

7.2.3.2 Red CKT5 con falla trifásica

En la Figura 7.83 se muestra el esquema de la red de prueba CKT5 cuando se aplica una falla trifásica en la barra 56785. Se observa como la potencia generada por la subestación se dirige hacia la barra de falla.

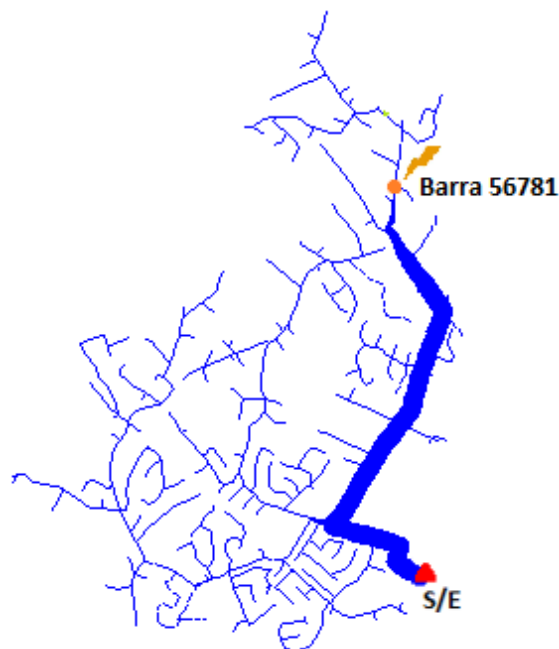


Figura 7.83. Esquema de la red de prueba CKT5 con falla en la barra 56781

Como se muestra en la Tabla 7.16 la corriente a través de los nodos de la barra donde se aplica la falla trifásica aumenta significativamente en las tres fases con respecto a los valores de corriente en condiciones normales de funcionamiento (Tabla 7.14). Además, se observa que, la corriente de falla es mayor cuando se tiene generación distribuida conectada en la red debido a que todas las fuentes aportan a la corriente de falla. Por el contrario, cuando no se tiene GD conectada en la red, la única fuente de contribución a la corriente de falla es la subestación.

Tabla 7.16. Mediciones de corriente para una falla trifásica a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Corriente sin GD		Corriente con GD	
	Magnitud [A]	Ángulo	Magnitud [A]	Ángulo
A	2356.81	-101.01	2471.01	-95.10
B	2476.27	137.85	2494.14	142.94
C	2401.79	14.55	2479.52	20.04

La Tabla 7.17 muestra las medidas de voltaje cuando se aplica una falla trifásica en la barra 56781. Como era de esperarse, los voltajes en las tres fases de la barra de falla caen prácticamente a cero.

Tabla 7.17. Mediciones de voltaje para una falla trifásica a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Voltaje sin GD		Voltaje con GD	
	Magnitud [V]	Ángulo	Magnitud [V]	Ángulo
A	3.27355E-5	-101.01	3.43216E-5	-95.10
B	3.43948E-5	137.85	3.60319E-5	142.94
C	3.33605E-5	14.56	3.44399E-5	20.04

7.2.3.3 Red CKT5 con falla de dos líneas a tierra

En la Tabla 7.18 y Tabla 7.19 se muestran las mediciones de corriente y voltaje en la barra 56781 respectivamente, cuando se aplica una falla de dos líneas (fase A y fase B) a tierra para los casos de estudio sin GD y con GD incorporada en la red. En los dos casos, la corriente en las fases A y B se incrementan significativamente, siendo un poco mayor la corriente cuando existe GD conectada en la red. Con respecto al voltaje, solo las fases A y B muestran una caída de voltaje a prácticamente cero, mientras que la fase C se encuentra dentro de un valor adecuado para los dos casos.

Tabla 7.18. Mediciones de corriente para una falla de dos líneas a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Corriente sin GD		Corriente con GD	
	Magnitud [A]	Ángulo	Magnitud [A]	Ángulo
A	2267.75	-91.45	2544.81	-86.74
B	2218.04	126.92	2238.33	128.26
C	39.8571	60.28	84.3911	-18.77

Tabla 7.19. Mediciones de voltaje para una falla de dos líneas a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Voltaje sin GD		Voltaje con GD	
	Magnitud [V]	Ángulo	Magnitud [V]	Ángulo
A	3.14985E-5	-91.45	3.53467E-5	-86.74
B	3.0808E-5	126.92	3.10898E-5	128.26
C	1.19835	82.72	1.09301	88.93

7.2.3.4 Red CKT5 con falla monofásica a tierra

En la Tabla 7.20 y Tabla 7.21 se muestran las mediciones de corriente y voltaje en la barra 56781 respectivamente, cuando se aplica una falla (fase B) a tierra para los casos de estudio sin GD y con GD incorporada en la red. En los dos casos, la corriente en la fase B se incrementa significativamente, siendo un poco mayor la corriente cuando existe GD conectada en la red. Con respecto al voltaje, solo las fases B muestran una caída de voltaje a prácticamente cero, mientras que las fases A y C se encuentran dentro de valores adecuados para los dos casos.

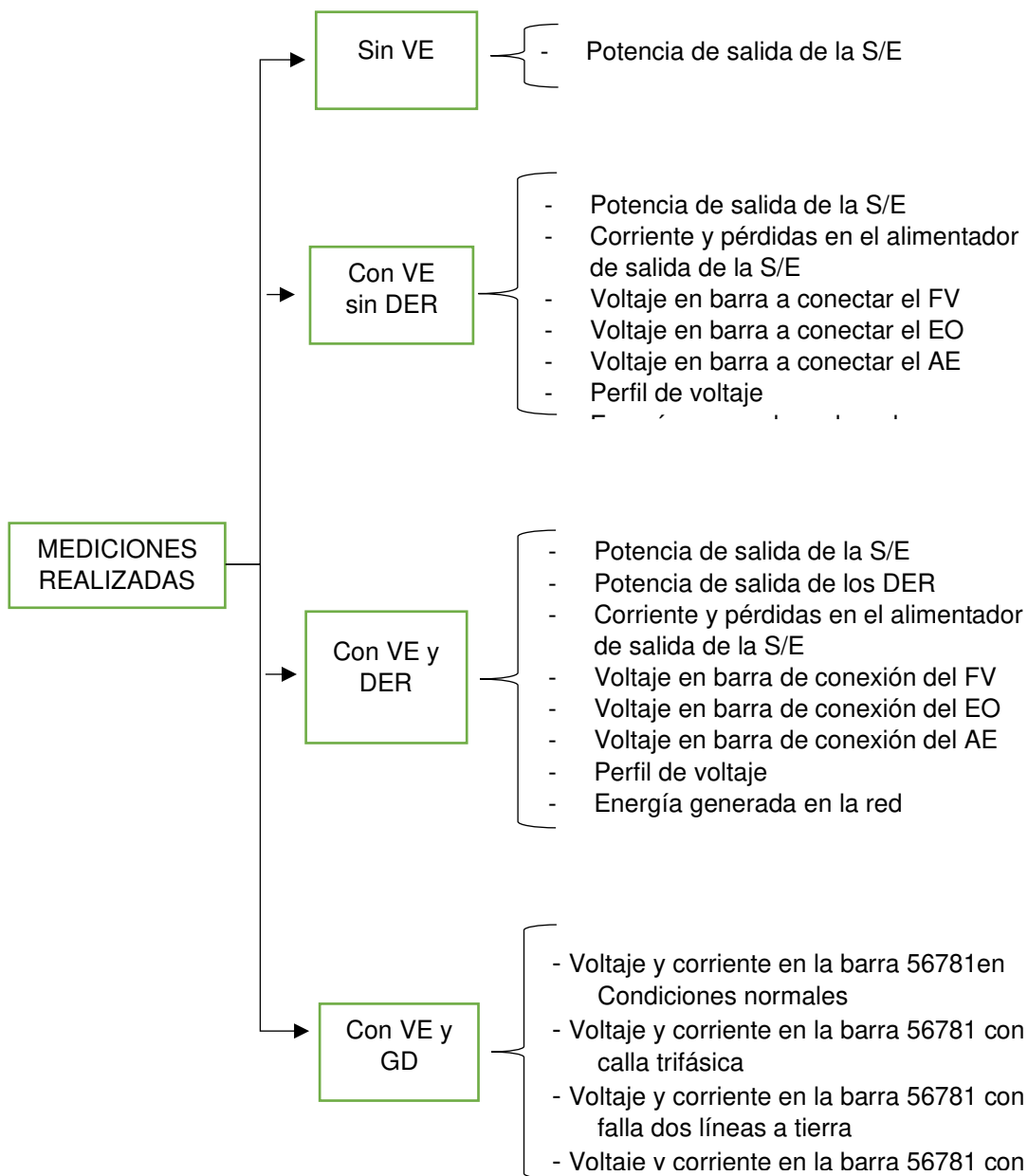
Tabla 7.20. Mediciones de corriente para una falla monofásica a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Corriente sin GD		Corriente con GD	
	Magnitud [A]	Ángulo	Magnitud [A]	Ángulo
A	7.0369	-47.24	44.9855	119.25
B	1837.22	139.18	2037.68	144.5
C	37.5857	51.4	96.1552	-34.02

Tabla 7.21. Mediciones de voltaje para una falla monofásica a tierra en la barra 56781 con GD y sin GD incorporada

Fase	Voltaje sin GD		Voltaje con GD	
	Magnitud [V]	Ángulo	Magnitud [V]	Ángulo
A	1.1537	-24.08	1.19379	-19.81
B	2.55185E-5	139.18	2.83028E-5	144.5
C	1.13031	73.84	1.05729	73.33

A continuación, se muestra un cuadro sinóptico que resume las simulaciones realizadas en la red de CKT5.



8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

La investigación bibliográfica realizada acerca del desarrollo de las redes inteligentes y del crecimiento adquisitivo exponencial a nivel mundial de diferentes recursos energéticos distribuidos hace notar que es insuficiente seguir analizando los sistemas de distribución de manera tradicional donde se asume que existe un flujo de potencia unidireccional con la subestación como única fuente de energía y que además, no considera que las fuentes de energía renovable no se ajustan fácilmente a la demanda del sistema. Por esto, es importante contar con herramientas computacionales que vayan de la mano con el desarrollo de nuevas tecnologías y que dispongan de propiedades necesarias para simular redes de distribución de naturaleza activa con flujos de potencia bidireccionales.

Las amplias características y funcionalidades que ofrece el OpenDSS para el análisis y simulación de sistemas de distribución, lo convierten en un software ideal para la investigación, planificación y aprendizaje de redes de distribución inteligentes. En este trabajo se puede corroborar y aprovechar algunas de estas características, de las cuales se destacan las siguientes:

- Se utilizó modelos avanzados de recursos energéticos distribuidos disponibles en el software, como son: el modelo de sistema fotovoltaico, generador eólico, almacenamiento de energía. De esto se destaca que, estos modelos cuentan con parámetros de entrada característicos de equipos reales. Lo que permitió que se obtengan variables de salida acordes a la naturaleza de cada modelo.
- Se aprovechó el modo de simulación en tiempo secuencial. Para simular siete días de la semana en intervalos de demanda de 15 minutos se escogió el modo diario. Por lo que, se pudo observar la característica dinámica de la generación y la carga en sistemas de distribución. Además, se aprovechó el modo de solución instantáneo para observar perfiles de voltaje en el punto de máxima potencia.
- Se comprobó la posibilidad de controlar al OpenDSS a través de un software externo con el uso de la interfaz COM. Se mostró la manera de correr flujo de potencia por medio de Matlab, abriéndose así, una puerta hacia una amplia cantidad de aplicaciones como, por ejemplo, estudios de optimización, confiabilidad, armónicos y planificación.
- Se aprovechó la capacidad que brinda el software para importar y exportar datos. Se importaron datos de mediciones reales obtenidos por empresas distribuidoras para caracterizar las cargas y los DER utilizados; se exportaron resultados de las

simulaciones para poder graficarlas y obtener una mejor interpretación de los resultados.

- Los elementos de medición que dispone el software fueron de gran ayuda para una correcta interpretación de resultados. Se utilizó monitores para obtener resultados de las variables eléctricas en distintos puntos de la red y medidores para medir la energía total suministrada por las fuentes, la energía total consumida por las cargas y las pérdidas totales en la red.
- Una de las características más importantes del OpenDSS es que es un software libre y de código abierto, característica que permitió el desarrollo de este trabajo.

Una de las desventajas del generador eólico de inducción es que consume potencia reactiva de la red para su funcionamiento y mientras mayor sea la penetración de energía eólica en la red, mayor será el consumo de energía reactiva. Provocando así un bajo factor de potencia en la barra de conexión. Se demostró que, este problema se puede solucionar conectando un banco de capacitores controlado para compensar la potencia reactiva variante absorbida por el generador eólico.

Una de las desventajas de incorporar un sistema fotovoltaico es que provoca fluctuaciones de voltaje por su generación de energía variante e intermitente, estas pueden afectar severamente a la calidad de energía en la red. Sin embargo, con el uso de la función inteligente *volt-var* se logra reducir estas fluctuaciones y, además, se encarga de reducir las fluctuaciones de voltaje mientras esté activada esta función sin depender de la producción de potencia activa del sistema.

Es importante considerar la necesidad de un sistema de almacenamiento cuando se tiene generación distribuida basada en energías renovables para aprovechar al máximo la energía generada por estos sistemas y administrar la demanda de la red de manera eficiente tanto para bajos, como para altos periodos de demanda.

Las simulaciones, considerando el periodo de análisis de una semana con el uso de curvas de carga y perfiles de generación reales, muestran cómo la demanda y la generación se comportan de manera distinta todos los días. Se puede apreciar la diferencia entre los días entre semana y los fines de semana, notándose un registro menor de la demanda, en estos últimos. Con respecto a la generación de la GD, se aprecia que no todas las horas, ni todos los días producen la misma cantidad de energía. De esta manera se comprueba que, la disponibilidad de la energía renovable es muy variante e impredecible. La demanda depende del comportamiento de los usuarios, mientras que la generación de los recursos renovables depende de la hora del día, varios factores climáticos, época del año, etc.

Las simulaciones del sistema de prueba de 12 barras muestran el comportamiento de la red cuando se conectan individualmente los DER. Esto permite observar los cambios que provocan en el sistema cada uno de estos recursos al ser conectados. En todos los casos se pudieron observar ventajas como reducción de la demanda en la subestación, reducción de la corriente en el alimentador principal y por ende reducción de pérdidas. Por otro lado, también se observaron desventajas como inestabilidad en el voltaje y bajo factor de potencia en la barra de conexión de la generación distribuida. Sin embargo, se demostró que las funciones inteligentes asociadas a cada tecnología pueden mejorar estas condiciones no deseables en los sistemas de energía.

Con las simulaciones de la red de prueba CKT5 se obtiene una visión más amplia sobre el comportamiento real de una red de distribución, tanto por su característica radial con un gran número de barras y usuarios, como por su característica desequilibrada. Por su amplia dimensión, se pudo incorporar VE y DER al mismo tiempo en diferentes puntos de la red, con la finalidad de observar el aporte en conjunto de todas estas tecnologías y la variabilidad en los resultados para cada instante de tiempo. Al incorporar estos recursos en la red CKT5 se transformó una red de distribución convencional de naturaleza pasiva con flujo de potencia unidireccional, a una red de distribución de naturaleza activa, con flujos de potencia bidireccionales. Mediante la comparación de los resultados del caso sin DER y con integración de DER, se pudieron observar cambios evidentes en las mediciones de potencia, corriente, voltaje, pérdidas y energía, al igual que en la simulación de la red de 12 barras. Sin embargo, por ser desequilibrada, se reportan diferencia en los resultados para cada una de las tres fases.

La simulación de diferentes tipos de falla en una barra de la red CKT5, permitió observar que la magnitud de la corriente de falla es mayor cuando existe GD conectada en la red. Con este resultado se comprueba que, ante una existencia de falla, todas las fuentes que forman parte del sistema contribuyen a aumentar la corriente de cortocircuito. Por lo que, no se puede ignorar que la presencia de generación distribuida en la red aumenta también el peligro hacia la vida de las personas y el daño hacia los equipos que conforman la red. Sin mencionar que, debido al flujo inverso, el sistema de protecciones puede no actuar de la manera correcta. Por esto también es necesario que los planificadores realicen un correcto estudio de protecciones y OpenDSS puede ser una gran herramienta de apoyo para este propósito.

8.2 RECOMENDACIONES

El OpenDSS continúa desarrollándose por ser un software creado para respaldar aplicaciones relacionadas con las redes inteligentes, las cuales están en continuo avance e innovación. Por esto, se recomienda investigar constantemente las nuevas actualizaciones del software en cuanto a sus nuevas funciones, los modelos disponibles y sus características asociadas. Además, OpenDSS cuenta con una plataforma de apoyo denominada *Discussion* donde se puede interactuar con los autores del programa y con usuarios de OpenDSS para solventar dudas acerca del programa.

En este trabajo, la acción de carga y descarga del almacenador de energía obedece a una curva previamente definida. Sin embargo, por medio de la interfaz COM esta acción puede ser controlada según los distintos requerimientos. Por ejemplo, podría utilizarse para: reducir picos y valles pronunciados en la curva de demanda vista desde la subestación y mejorar así, el factor de carga; almacenar o entregar energía en coordinación con un sistema fotovoltaico (o cualquier tipo de GD) y la demanda del sistema; almacenar energía y utilizarla solo en casos considerados de emergencia, etc.

Para que un sistema funcione de manera correcta con la incorporación de GD, es necesario hacer estudios y análisis adecuados, muchas veces apoyados con algoritmos de optimización para poder cumplir con distintos requerimientos. Estos algoritmos pueden ayudar a determinar, por ejemplo, la ubicación y potencia nominal óptima de la GD para que el sistema pueda cumplir con requerimientos de calidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y cualquier tipo objetivo planteado. Incluso para análisis en redes implementadas o a implementarse, se debe tomar en cuenta el tipo de red, ubicación, zona geográfica, disponibilidad y características de comportamiento del recurso renovable. Esto solo mencionando los sistemas de generación distribuida, sin embargo, las redes inteligentes involucran muchos más equipos y modelos avanzados.

9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Montenegro, M. Bello, R. Dugan and J. S. J. Taylor, "Evolving the Next Generation of Distribution Analysis Tools," in *IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications*, Manizales, Colombia, 2019.
- [2] R. Arritt and R. Dugan, "Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 6, pp. 4216-4220, 2014.
- [3] T. Wanzeler, J. Vieira, P. Radatz, V. Souza and D. Pinheiro, "Assessing the Performance of Smart Inverter Volt- Watt and Volt-Var Functions in Distribution Systems with High PV Penetration," in *IEEE Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos*, Niteroi, Brazil, 2018.
- [4] R. Dugan and T. McDermott, "An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011.
- [5] N. Kagan, C. Barioni and E. João, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, First ed., Edgar Bluche, 2008.
- [6] A. Lenerneier and A. Eichenberger, "Inserção de veículos elétricos – Análise dos impactos no sistema elétrico de potência na subestação Central/Batel em Curitiba," Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.
- [7] G. Casillas, "Alocação de equipamentos de controle de tensão em redes de distribuição considerando recursos energéticos distribuídos," Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- [8] R. Dugan, J. Smith and M. Rylander, "It's All in the Plans, Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, pp. 20-29, 2015.
- [9] R. Walling, R. Saint, R. Dugan, J. Burke and L. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
- [10] B. Bose, *Power Electronics in Renewable Energy Systems and Smart Grid: Technology and Applications*, First ed., NJ: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019.
- [11] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, S. Rajasekar, A. Sabanovic and M. Elitas, "Distribution system state estimation-A step towards smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no. 2, pp. 2659-2671, 2017.
- [12] A. Miller, M. Johns, E. E. Sortomme and S. Venkata, "Advanced Integration of Distributed Energy Resources," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012.

- [13] L. Strezoski, I. Stefani and B. Brbaklic, "Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources," in *IEEE EUROCON-18th International Conference on Smart Technologies*, Novi Sad, Serbia, 2019.
- [14] L. Vasant and V. Pawar, "Solar-wind hybrid energy system using MPPT," in *International Conference on Intelligent Computing and Control Systems*, Madurai, India, 2017.
- [15] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, "Educación en energías renovables se promueve en Quito," 13 April 2021. [Online]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/educacion-en-energias-renovables-se-promueve-en-quito/>. [Accessed 27 April 2021].
- [16] R. Singh, P. Tripathi and K. Yatendra, "Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network," in *3rd International Conference on Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering*, Noida, India, 2019.
- [17] International Renewable Energy Agency, "Solar Power," [Online]. Available: <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Solar-Power>. [Accessed 2021 April 29].
- [18] International Energy Agency, "Snapshot of Global PV Markets," 2021. [Online]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA_PVPS_Snapshot_2021-V3.pdf. [Accessed 18 May 2021].
- [19] EVE, "The solar PV market increased," 2019. [Online]. Available: <https://www.evwind.es/2020/07/05/in-2019-the-solar-pv-market-increased-an-estimated-12-to-around-115-gw/75561>. [Acesso em 12 May 2021].
- [20] D. Quong, "Smart Integration of Distributed Renewable Generation and Battery Energy Storage," The University of Queensland, Australia, 2014.
- [21] A. Sallam and O. Malik, *Electric Distribution Systems*, Wiley-IEEE Press, 2019.
- [22] L. Karlsson, "Distributed generation - the reality of a changing energy market," Uppsala Universitet, 2011.
- [23] International Renewable Energy Agency, "Wind Power," [Online]. Available: <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Wind-Power>. [Accessed 14 May 2021].
- [24] CELEC-EP, "Central Eólica Villonaco," 2019. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/84-central-eolica-villonaco-la-de-mayor-produccion-por-turbina-en-el-mundo>. [Accessed 21 Feb 2021].
- [25] Global Wind Energy Council, "Global Wind Report 2021," 2021. [Online]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>. [Accessed 2021 May 10].

- [26] M. DelValle, "Estudio y configuración de almacenamiento eléctrico en una red de distribución con generación renovable," Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2019.
- [27] R. Dugan, J. Taylor and D. Montenegro, "Energy Storage Modeling for Distribution Planning," in *IEEE Rural Electric Power Conference*, Westminster, CO, USA, 2016.
- [28] Eco-Inventos, "Iberdrola inaugura la primera planta de almacenamiento de baterías conectada a la red de distribución en España," 29 Nov 2019. [Online]. Available: <https://ecoinventos.com/iberdrola-primera-planta-almacenamiento-baterias-conectada-red-distribucion-espana/>. [Accessed 4 May 2021].
- [29] G. Lazari and M. Sperancio, "Vehicle-to-Home Evaluation in Brazil," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, Gramado, Brazil, 2019.
- [30] D. Silva, T. Abud, P. Machado and M. Fortes, "Impact Analysis of Plug-in Electric Vehicle Connected in Real Distribution Network," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 5, pp. 2239-2245, May.
- [31] Westmeath Examiner, "Westmeath has 23 electric vehicle charging points," 19 March 2019. [Online]. Available: <https://www.westmeathexaminer.ie/2019/03/19/westmeath-has-23-electric-vehicle-charging-points/>. [Accessed 8 May 2021].
- [32] General Motors, "OnStar Teams Up with TimberRock for EV Solar Charging," 7 July 2013. [Online]. Available: <https://media.gm.com/media/us/en/gm/news.detail.html/content/Pages/news/us/en/2013/Jul/0710-onstar-timberrock.html>. [Accessed 5 May 2021].
- [33] International Energy Agency, "Global EV Outlook 2021," 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021?mode=overview>. [Accessed 1 May 2021].
- [34] J. Quirós, L. Ochoa and B. Lees, "A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin*, Montevideo, Uruguay, 2016.
- [35] I. Kim, "Impact of electric vehicles on peak load reduction," in *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific*, Busan, Korea, 2016.
- [36] R. Dugan, "Introduction to OpenDSS," OpenDSS Training Workshop, 24 August 2020. [Online]. Available: <https://www.epri.com/events/C97292AF-0790-4514-B9DF-CCEF80D685E1>. [Accessed 28 Jan 2021].
- [37] P. Chirapongsananurak, S. Santoso, R. Dugan and J. Smith, "Voltage Regulation in Distribution Circuits with Wind Power," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, USA, 2012.

- [38] P. Radatz, "Modelos avanzados de análisis de redes eléctricas inteligentes utilizando el software OpenDSS," Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- [39] L. Guerra, "Localización Óptima de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Trifásicos con Carga Variable en el Tiempo Utilizando el Método de Monte Carlo," Universitat de Barcelona, Barcelona, 2012.
- [40] S. Abena and K. Butler, "Investigation of Approaches for Incorporating Smart Meter Data in Load and PV Models in Medium Voltage Power System Studies," in *IEEE Texas Power and Energy Conference*, College Station, TX, USA, 2019.
- [41] P. Radatz, N. Kagan, C. Rocha, J. Smith and R. Dugan, "Assessing Maximum DG Penetration levels in a Real Distribution Feeder by using OpenDSS," in *International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Belo Horizonte, Brazil, 2016.
- [42] J. Barraste, "Análisis del impacto de la incorporación de paneles fotovoltaicos de carácter residencial en redes de distribución de baja tensión," Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2017.
- [43] J. Ramírez, "Desarrollo de una aplicación en el software OpenDSS orientada a la simulación de un sistema de distribución en diferentes escenarios de operación," Universidad de La Salle, Colombia, 2019.
- [44] M. Santana, "Tutorial para a aplicação do software Opendss na análise da distribuição de energia elétrica," Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.
- [45] J. Claro, "Modelado y simulación de Smart Grids con OpenDSS y Matlab," Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- [46] J. Leal, "Manual de uso del programa OpenDSS para el curso de distribución y transmisión de potencia," Universidad de Costa Rica, Costa Rica, 2016.
- [47] J. Cárdenas and B. Jaramillo, "Modelación y simulación de las redes de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.," Universidad de Cuenca, Cuenca, 2017.
- [48] C. Fonseca, "Integración de Sistemas Fotovoltaicos en la Red de Distribución," Universidad de Los Andes, 2013.
- [49] D. Hidalgo, "Modelado de Redes de Distribución Usando OpenDSS," Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015.
- [50] V. Escobar, "Aporte de las redes inteligentes comunitarias al aumento de la generación distribuida," Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2019.
- [51] P. Radatz, C. Rocha, M. Rylander, J. Smith and N. Kagan, "Distribution Impacts using a Mix of Smart Inverter Functions on a High Penetration PV feeder," in *IEEE*

PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, Gramado, 2019.

- [52] J. Ruíz, D. González and F. Espinosa, "Impact of changing location and power of a PV system in electrical distribution networks, integrating Matlab and OpenDSS," *DYNA*, vol. 85, no. 205, pp. 125-131, 2018.
- [53] W. Sunderman, R. Dugan and J. Smith, "Open Source Modeling of Advanced Inverter Functions for Solar Photovoltaic Installations," in *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, 2014.
- [54] R. Dugan, J. Taylor and G. Delille, "Storage simulations for distribution system analysis," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Stockholm, 2013.
- [55] J. Sexauer, P. Radatz and C. Rocha, "OpenDss Primer - Portuguese Version," July 2016. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2020].
- [56] R. Dugan and D. Montenegro, "OpenDSS Manual," June 2020. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2020].
- [57] R. Dugan, "Basics and Scripting," 24 August 2020. [Online]. Available: <https://www.epri.com/events/C97292AF-0790-4514-B9DF-CCEF80D685E1>. [Accessed 5 Feb 2021].
- [58] J. Granger and W. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, Mexico: Mc Grow Hill, 1996.
- [59] C. Rocha and P. Radatz, "Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS," OpenDSS Brazil User Group, Brazil, 2017.
- [60] EPRI, "Defining Faults - OpenDSSWiki," 30 Jan 2015. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2020].
- [61] Microsoft Ignite, "Component Object Model," 2018. [Online]. Available: <https://docs.microsoft.com/en-us/windows/win32/com/component-object-model--com--portal>. [Accessed 26 Feb 2021].
- [62] EPRI, "Introduction to the OpenDSS," April 2009. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 2020 Oct 13].
- [63] D. Montenegro, R. Dugan, R. Henry, T. McDermott and W. Sunderman, "SOURCEFORGE," OpenDSS, EPRI Distribution System Simulator, [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2020].
- [64] P. Radatz and C. Rocha, "Elemento Circuit (Vsource) do OpenDSS," OpenDSS Brazil User Group, Brazil, 2017.
- [65] P. Radatz and C. Rocha, "Elemento Transformer do OpenDSS," OpenDSS Brazil User Group, Brazil, 2017.

- [66] J. Olivares, P. Georgilaki, E. Vázquez and J. Mendieta, "Comparison of Three-Phase Distribution Transformer Banks Against Three-Phase Distribution Transformers," in *Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion*, Agia Napa, 2010.
- [67] J. Santacruz, "Desarrollo de una herramienta computacional para optimizar la operación de redes de distribución activas," Universidad de Guanajuato, Guanajuato, 2017.
- [68] W. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Third ed., New Mexico: CRC Press, 2012.
- [69] C. Rocha and P. Radatz, "Elemento Line do OpenDSS," OpenDSS Brazil User Group, Brazil, 2017.
- [70] P. Radatz and C. Rocha, "Elemento Load do OpenDSS," OpenDSS Brazil User Group, Brazil, 2018.
- [71] S. Sithone, N. Mbuli and J. Pretorius, "Voltage Regulation in the Douglas Area Using Shunt Capacitor Banks and Controllable Shunt Reactors," in *International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Wroclaw, Poland, 2013.
- [72] Q. Sun, Z. Ma, C. Wang, F. Wallin and J. Guo, "A Comprehensive Review of Smart Energy Meters in Intelligent Energy Networks," *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 3, no. 4, pp. 1-15, 2016.
- [73] EPRI, "TechNote EnergyMeter - OpenDSSWiki," Jan 2015. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2020].
- [74] "My Electric Avenue," [Online]. Available: <http://myelectricavenue.info/>. [Accessed 3 Feb 2021].
- [75] Y. Li, C. Chen and Q. Xie, "Research of An Improved Grid-connected PV Generation Inverter Control System," in *International Conference on Power System Technology*, Zhejiang, China, 2010.
- [76] P. Radatz, C. Rocha, W. Sunderman, M. Rylander and J. Peppanen, "OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models," Jun 2020. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2021].
- [77] J. Smith, "Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies," Oct 2013. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2021].
- [78] C. Rocha, P. Radatz, M. Rylander and R. Dugan, "Storage Element," May 2020. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Accessed 13 Oct 2021].
- [79] Kaggle, "Wind Turbine Scada Dataset," 2018. [Online]. Available: <https://www.kaggle.com/berkerisen/wind-turbine-scada-dataset>. [Accessed 1 Jun 2021].

- [80] Empresa Eléctrica Quito, "Normas para sistemas de distribución- Guía para diseño de redes de distribución," 28 Feb 2014. [Online]. Available: <http://ftp.eeq.com.ec/upload/informacionPublica/2014/NORMAS%20PARA%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION%20PARTE%20A.pdf>. [Accessed 5 Jun 2021].

ANEXOS

ANEXO A. Caracterización de los VE y los DER que son conectados en la red CKT5

ANEXO A: CARACTERIZACIÓN DE LOS VE Y LOS DER QUE SON CONECTADOS EN LA RED CKT5

CARACTERIZACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS:

```
New loadshape.VEsemana npts=168 interval=1
~ mult=(File=VEsem.csv, column=5 , header=yes) ACTION=NORMALIZE

// VE1
New Transformer.trafoVE1 phases=1 wdg=1 bus=14857.1 kv=7.19955785679463 kVA=75
~ wdg=2 bus=barraVE1.1 kv=0.24 kVA=75 %imag=0.5 %loadloss=1.4 %noloadloss=.25 XHL=2
New Load.load_VE1 Bus1=barraVE1.1 Phases=1 Model=1 yearly=VEsemana kv=0.24 kW=65.67 pf=0.98

// VE2
New Transformer.trafoVE2 phases=1 wdg=1 bus=39611.2 kv=7.19955785679463 kVA=50
~ wdg=2 bus=barraVE2.2 kv=0.24 kVA=50 %imag=0.5 %loadloss=1.4 %noloadloss=.25 XHL=2
New Load.load_VE2 Bus1=barraVE2.2 Phases=1 Model=1 yearly=VEsemana kv=0.24 kW=37.8 pf=0.98

// VE3
New Transformer.trafoVE3 phases=1 wdg=1 bus=6578.1 kv=7.19955785679463 kVA=25
~ wdg=2 bus=barraVE3.1 kv=0.24 kVA=25 %imag=0.5 %loadloss=1.4 %noloadloss=.25 XHL=2
New Load.load_VE3 Bus1=barraVE3.1 Phases=1 Model=1 yearly=VEsemana kv=0.24 kW=18 pf=0.98
```

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO:

```
// DEFINICIÓN DEL TRAF0 ELEVADOR PARA EL GENERADOR|FV
New Transformer.TrafoElevadorFV phases=3 xhl=5
~ wdg=1 bus=barraFV kv=0.69 kVA=2000 conn=wye tap=1
~ wdg=2 bus=58430 kv=12.47 kVA=2000 conn=wye tap=1

// Curva del factor de correccion del Pmpp vs temperatura
New XYCurve.CurvaPT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// Curva de eficiencia vs potencia de entrada del inversor
New XYCurve.CurvaEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]

// Curva de la irradiancia de entrada al panel en pu
New Loadshape.CurvalIrrad npts=672 interval=0.25
~ mult=(File=PVsem.csv, column=9 , header=yes)

// Curva de la temperatura de entrada al panel
New Tshape.CurvaTemp npts=672 interval=0.25
~ temp=(File=PVsem.csv, column=10 , header=yes)

// Definicion del PVSystem
New PVSystem.PV phases=3 bus1=barraFV kv=0.69 kVA=1800 irrad=1
~ Pmpp=1656 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1
~ effcurve=CurvaEff P-TCurve=CurvaPT yearly=CurvalIrrad Tyearly=CurvaTemp
```

CARACTERIZACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA:

```
New Loadshape.CurvaCargDes npts=672 interval=0.25
~ mult=(File=CargaDescCsv2.csv, column=2 , header=yes)

New Storage.bateria phases=3 Bus1=821 kv=12.47 kWrated=1000 kWhrated=10000
~ dispmode=follow yearly=CurvaCargDes
```

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA EÓLICO:

```
New loadshape.wp npts=1008 interval=(10 60 / ) ! datos cada 10 min por 7 dias
~ mult=(file=CurvaTurbina.csv, column=6 , header=yes)

// DEFINICIÓN DEL TRAFD ELEVADOR PARA EL GENERADOR EÓLICO

New Transformer.TrafoElevadorEO phases=3 xhl=5
~ wdg=1 bus=BarraEO kV=0.69 kVA=1500 conn=wye tap=1
~ wdg=2 bus=14828 kV=12.47 kVA=1500 conn=wye tap=1

// SE DEFINE LA TURBINA TIPO FSWT

new generator.WINDTURB bus1=BarraEO kv=0.69 phases=3 kw=1200 kva=1500
~ yearly=wp model=6
~ usermodel=indmach012a
~ userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.12602, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84, maxslip=0.2)
```

ORDEN DE EMPASTADO