

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN
LICENCIATURA

Validación de Modelado y Simulación de
Redes de Distribución.

Por:

Marco Jara Jiménez
Abdenago Guzmán Ledezma
Oldemar Ramírez Rodríguez

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica

Enero 2021

El presente trabajo se ha elaborado de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Trabajos Finales de Graduación de la Universidad de Costa Rica.

Ing. Marco Jara Jiménez

Ing. Abdenago Guzmán Ledezma

Ing. Oldemar Ramírez Rodríguez

Fecha: _____

Comité Asesor:

Avalo el contenido del presente trabajo final de graduación.

VB°: _____
Ing. Gustavo Valverde Mora, PhD
Director

VB°: _____
Ing. Raúl Fernandez Vásquez
Asesor

VB°: _____
Ing. Bryan Molina Guzmán
Asesor

Índice general

Índice de figuras	vii
Índice de cuadros	x
Acrónimos	xi
Nomenclatura	xiii
1 Introducción	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Alcances	4
1.3 Objetivos	5
1.4 Justificación	6
1.5 Planteamiento del problema	6
1.6 Metodología	8
1.7 Contribución individual	9
2 Estado del Arte	11
2.1 Redes de distribución eléctrica	11
2.2 GIS	13
2.3 QGIS	13
2.4 Redes de Distribución Eléctrica y GIS	14
2.5 OpenDSS	16
2.6 Asignación de cargas	21
3 Desarrollo	23
3.1 Depuración de datos para el modelo	23
3.2 Depuración de las herramientas	38
3.3 Identificación de fuentes de error en las simulaciones	39
3.4 Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo	40
3.5 Evaluación del mejoramiento de la asignación de cargas y modelado de la red	81
3.6 Identificación de modelo de carga	82
3.7 Estimación de variables no monitoreadas	86

4 Conclusiones	93
4.1 Recomendaciones	95
Bibliografía	99

Índice de figuras

2.1	Componentes básicos de un sistema de potencia. (Kersting, 2002) .	12
2.2	Interfaz de QGIS	14
2.3	Circuito de distribución modelado en sistema de información geográfica	15
2.4	Campos magnéticos.	17
2.5	Dos conductores con la vía de retorno.	19
3.1	Curva de demanda re-muestreada, circuito Santa Bárbara.	29
3.2	Tabla de atributos de algunas cargas sin consumo	30
3.3	GIS del circuito Santa Bárbara	31
3.4	Posible doble transformador y/o cruce de líneas BT.	32
3.5	Interconexión del cruce de líneas en BT.	32
3.6	Medidor alimentado por segundo transformador.	33
3.7	Cruce de líneas en BT.	33
3.8	Líneas separadas una de la otra.	34
3.9	Doble transformador en circuito BT.	34
3.10	Transformador este removido.	34
3.11	Transformador oeste existente.	34
3.12	Doble transformador en circuito BT.	35
3.13	Booster de 500 kVA.	35
3.14	Circuitos muy próximos en GIS.	36
3.15	Conexión de neutro únicamente.	36
3.16	GIS del circuito Linda Vista	37
3.17	Asignación de carga caso 1	41
3.18	Asignación de carga caso 2	42
3.19	Asignación de carga caso 3	42
3.20	Potencia del alimentador, circuito Santa Barbara, caso 1.	44
3.21	Error por iteración, circuito Santa Bárbara, caso 1.	45
3.22	Cliente 1256516 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 1. .	46
3.23	Cliente 1256905 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 1. .	46
3.24	Cliente 1287448 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 1. .	47
3.25	Distribución normal de la probabilidad del error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 1.	48
3.26	Transformador 946407 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.	49

3.27	Transformador 946282 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 1.	49
3.28	Transformador 946281 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.	50
3.29	Potencia del alimentador, circuito Linda Vista, caso 1	51
3.30	Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 1.	51
3.31	Cliente 1291766 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 1. . . .	52
3.32	Cliente 1259383 con error medio, circuito Linda Vista, caso 1. . . .	52
3.33	Cliente 1291767 con menor error, circuito Linda Vista, caso 1. . . .	53
3.34	Transformador 949718 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 1.	54
3.35	Transformador 949610 con error medio, circuito Linda Vista, caso 1.	54
3.36	Transformador 949622 con menor error, circuito Linda Vista, caso 1.	55
3.37	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 1.	56
3.38	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 1.	57
3.39	Potencia del alimentador, circuito Santa Barbara, caso 2	58
3.40	Error por iteración, circuito Santa Bárbara, caso 2.	58
3.41	Cliente 1256516 con mayor error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.	59
3.42	Cliente 1282995 con error medio en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.	59
3.43	Cliente 1256819 con menor error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.	60
3.44	Distribución normal de la probabilidad del error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.	61
3.45	Transformador 946407 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 2.	62
3.46	Transformador 946281 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 2.	62
3.47	Transformador 946282 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 2.	63
3.48	Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 2	64
3.49	Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 2.	65
3.50	Cliente 1258939 con mayor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.	66
3.51	Cliente 1259383 con error medio de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.	66
3.52	Cliente 1278121 con menor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.	67
3.53	Potencias del transformador 949718 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 2	68

3.54	Potencias del transformador 949610 con error medio, circuito Linda Vista, caso 2.	68
3.55	Potencias del transformador 949622 con menor error, circuito Linda Vista, caso 2	69
3.56	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 2.	70
3.57	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 2.	71
3.58	Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 2, Q ajustado	72
3.59	Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 3	73
3.60	Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 3.	73
3.61	Cliente 1258939 con mayor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 3	74
3.62	Cliente 1259386 con error medio de tensión, circuito Linda Vista, caso 3	75
3.63	Cliente 1257411 con menor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 3	75
3.64	Potencias del transformador 949824 con mayor error en P, circuito Linda Vista, caso 3	76
3.65	Potencias del transformador 949625 con error medio en P, circuito Linda Vista, caso 3	77
3.66	Potencias del transformador 949617 con menor error en P, circuito Linda Vista caso 3	77
3.67	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 3.	79
3.68	Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 3.	80
3.69	Error por iteración de asignación de cargas en las potencias del alimentador según el modelo de carga, circuito Santa Bárbara. . .	84
3.70	Error promedio en las tensiones de carga disponibles según modelo de carga, circuito Santa Bárbara.	85
3.71	Protocolo de simulación a tiempo real para la visualización del estado de la red y sus variables.	87
3.72	Estimación cargabilidad de transformador, penetración de medidores remotos: 76.7%.	88
3.73	Estimación cargabilidad de transformador, penetración de medidores remotos: 86%.	89
3.74	Estimación del consumo, cliente 851074, circuito Linda Vista. . . .	90
3.75	Estimación del consumo, cliente 851083, circuito Linda Vista. . . .	91

Índice de cuadros

3.1	Tabla de resumen de resultados por circuito, por caso	81
3.2	Resumen de resultados variando el modelo de carga, circuito Santa Bárbara	85

Acrónimos

AMI	advanced metering infrastructure
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
EPERLab	Electric Power and Energy Research Laboratory, UCR
GIS	geographic information system
LV	circuito Linda Vista
MR	medición remota
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
QGIS	Quantum Geographic Information System
SB	circuito Santa Bárbara
SIGEL	Sistema de Información Geográfica Eléctrica, CNFL
Tx	Transformadores
UCR	Universidad de Costa Rica
UVECASE	Unidad de Verificación de la Calidad del Suministro Eléctrico, UCR

Nomenclatura

λ	flujo concatenado
D	distancia entre conductores
GMR	radio medio geométrico, por sus siglas en inglés
I	corriente eléctrica
L	inductancia
P	potencia activa
Q	potencia reactiva
r	resistencia
S	potencia aparente
V	tensión eléctrica
x	reactancia
Z	impedancia

1 Introducción

El aumento en la demanda eléctrica y la incorporación de nuevas tecnologías como autos eléctricos, sistemas de generación distribuida, almacenamiento, entre otros, hace necesaria la ejecución de estudios más detallados de la red de distribución, esto con el objetivo de mantener y asegurar la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Por esto es necesario poseer herramientas computacionales que permitan realizar estudios que caractericen el impacto de estas nuevas tecnologías.

A partir de modelos computacionales de las redes de distribución se generan estudios de flujos de potencia, simulando así el comportamiento de todos los componentes de la red de distribución. No obstante, los resultados de estas simulaciones tienen mayor aceptación si presentan valores eléctricos cercanos a los obtenidos con mediciones en la red. La validación de las simulaciones contrastadas con los valores de medición remota son importantes para los operadores de redes de distribución, para obtener así un modelo razonable y confiable para proyectar el impacto de la evolución de las redes.

Sin la adecuada planificación y el estudio mediante flujos de potencia, los operadores no identifican fácilmente las sobrecargas o los problemas de tensión en la red. Esta identificación se vuelve crucial cuando se llevan a cabo estudios de penetración de nuevas tecnologías. Además, es de interés para los operadores de red realizar planeamientos, para identificar los puntos de la red donde existen problemas de tensión y/o sobrecargas así como las zonas donde se concentran estos eventos, causados por la inserción de nuevas tecnologías (Quiros-Tortos et al., 2017) o el mismo crecimiento de la demanda.

Dado lo anterior, es común que cada vez que se crea un nuevo modelo, éste sea comparado con mediciones de campo con el fin de validarlo, y así brindar mayor exactitud en los resultados de las simulaciones. Es una práctica común en las compañías de distribución eléctrica la utilización de Sistemas de Información Geográfica para la gestión de los activos, sin embargo, basado en la información disponible es posible crear modelos eléctricos que sirven como base para ejecución de simulaciones, un claro ejemplo de esto es la herramienta creada en el EPERLab de la Escuela de Ingeniería Eléctrica (Quesada et al., 2016), en donde crean un modelo en OpenDSS con base en la información disponible en el GIS.

En el presente proyecto se evaluará y se cuantificará la exactitud de la herramienta creada en el EPERLab, de forma que se comparará con mediciones de campo, con el objetivo de identificar las correcciones necesarias para acercar los resultados simulados a los medidos remotamente, y así asegurar la utilización de una herramienta que da resultados con alto grado de exactitud con respecto a los valores reales.

1.1 Antecedentes

Entre los proyectos de validación de modelos de redes de distribución a nivel internacional se tiene (Jayasuriya, 2013), donde se realizan simulaciones utilizando un modelo eléctrico muy detallado basado en la red de distribución de un circuito de Melbourne, Australia. El circuito posee 113 hogares y cada uno con medidores inteligentes recabando datos cada treinta minutos. La validación la efectúan contrastando la simulación de flujo de potencia diario contra los datos recopilados con los medidores inteligentes durante un día, obteniendo que existe una enorme correlación entre los resultados de las simulaciones y las mediciones reales, esto con base a los márgenes de error obtenidos de 0.79 % en la tensión de fase y 16.05 % en la corriente de fase y los estándares Australianos.

El trabajo realizado por (Yingying Tang, 2014) ilustra el proceso de construcción de un modelo de la red de distribución utilizando el método de división de zonas. Primeramente proceden a dividir el circuito en zonas y recopilan mediciones a partir de una infraestructura avanzada de medición (AMI por sus siglas en inglés) y sistemas de adquisición de datos instalados en la red. Instalando 6 sistemas de adquisición de datos de manera que cada medidor recopila datos de una cantidad de clientes. Ahora bien, el método de división de zonas consiste en dividir el circuito en zonas y mediante un medidor instalado en el transformador se recolectan datos de todos los clientes en esa zona. Los clientes son modelados como un solo consumidor que se conecta al secundario del transformador y cada transformador con sistema de adquisición de datos en la zona es identificado para aplicarle el procedimiento de asignación de potencias. El medidor de energía recolecta información de los parámetros de cada transformador y junto a los AMI en los hogares se logra analizar los sistemas fotovoltaicos instalados. Los resultados de las simulaciones muestran una gran similitud con los reales aunque no llegan a obtener datos de todos y cada uno de los clientes dado que no todos poseen AMI. Sin embargo, mejoran el modelo matemático de la red basándose en las mediciones reales con el fin de obtener un modelo cercano al circuito real y así proveer confiabilidad en los

futuros estudios realizados para el análisis de impacto nuevas tecnologías.

Por otro lado (Liang, 2010), analiza la metodología de validar un modelo de red utilizando una caracterización de cargas mediante modelos computacionales utilizando el método de *calibración* (término otorgado por el autor). La *calibración* es un proceso de ajuste de parámetros con el fin de mejorar la similitud entre el modelo y los datos medidos. Mediante el ingreso de mediciones, obtenidas desde la red, a un lazo de optimización que continuamente modifica los parámetros para obtener así un modelo ajustado con respecto a las mediciones.

El artículo de conferencia Arrit y Dugan (2013) realiza una comparación de los métodos de asignación de cargas utilizados en sistemas de distribución. Los métodos analizados son la asignación por AMI, asignación por kVA de transformador, asignación por uso mensual y asignación Class Loadshape de OpenDSS. El artículo compara los resultados de flujo de potencia usando los diferentes métodos en el mismo circuito. El circuito seleccionado posee 99 % de cobertura AMI, por lo que se supone que el método de asignación por AMI tiene la mayor precisión y sirve como punto de referencia para comparar contra los otros métodos. El circuito medido es un alimentador residencial de 13.2 kV con solamente 1 % de carga comercial. Posee 1779 clientes servidos. Posee 10 cargas trifásicas, todas las demás son monofásicas. La demanda pico es de 5800 kW con un factor de demanda de 46 %, y el alimentador posee dos bancos de capacitores controlados. El circuito es modelado con el programa EPRI OpenDSS, y todos los transformadores de servicio en baja tensión son modelados. Los resultados muestran que el uso de una infraestructura AMI proporcionará una planificación de sistemas de distribución con gran mejora en las predicciones del rendimiento real del sistema, suponiendo que existen herramientas de análisis que pueden procesar los datos.

Un antecedente importante para este trabajo de investigación procede de Valverde y et al. (2017), ya que presenta el desarrollo de los plugins de dos programas computacionales que permiten la integración del sistema de información geográfica o GIS con un simulador de sistemas de distribución. Los plugins fueron desarrollados con el objetivo de brindar herramientas gratuitas de sistemas de potencia para explorar los beneficios de nuevas tecnologías integradas con los sistemas de distribución. El artículo muestra la eficacia de la simulación considerando una red de distribución real con 13 323 clientes, ubicada en Costa Rica. Los resultados muestran que la integración de OpenDSS con la plataforma abierta QGIS permite llevar a cabo estudios más fácilmente y eficientemente de redes de distribución.

Siguiendo la misma línea, los autores Quirós-Tortós y et al. (2017) realizan una revisión de los diferentes aspectos a considerar en la integración QGIS2OpenDSS, debido al importante uso que esta herramienta de modelado y simulación tiene para estudiar el impacto de la integración de tecnologías de generación renovables a la red de distribución nacional. Este artículo posee un análisis detallado de las diferentes herramientas de procesamiento de datos, simulación y visualización de resultados que posee el programa. Para ilustrar el uso de las herramientas, los autores analizan un modelo que contiene 1,638 barras en media tensión, 827 líneas de media tensión, 204 transformadores de servicio en baja tensión, y 6 078 clientes servidos. Acorde con el GIS, se modelan 24 km de líneas en media tensión y 87.49 km en baja tensión. El análisis realizado muestra resultados efectivos de corrección en información geográfica de los datos, y resultados esenciales para el estudio del impacto de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución. La discusión muestra el reto de integrar las bases de datos GIS de las distribuidoras de electricidad de Costa Rica y otras organizaciones con programas de análisis de redes de distribución para estudiar los impactos de sistemas fotovoltaicos de techo.

1.2 Alcances

En este trabajo de investigación se utilizan las herramientas de simulación desarrolladas en el Laboratorio EPERLab, Escuela de Ingeniería Eléctrica, el simulador OpenDSS y los datos almacenados en capas de información geográfica dentro del ambiente de GIS. Se utilizan mediciones en campo de equipos de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) instalados a lo largo de 2 circuitos de distribución. Por lo tanto, el análisis se enfoca en las variables medidas en campo y los parámetros disponibles. Los casos de resultados de simulación donde no se dispone del dato de campo, quedan excluidos para el análisis del trabajo.

Dado que desarrollo del trabajo es afectado en función de los resultados obtenidos en la verificación y validación del modelo de distribución, en los casos que el resultado no cumple con las condiciones esperables de desempeño de simulación (porcentajes de error, etc.), se implementa en el programa la corrección al algoritmo para aumentar la exactitud de los resultados simulados, las recomendaciones de cada caso se pueden consultar en la sección de conclusiones.

Como primera instancia, el estudio se enfoca en las mediciones realizadas al transformador de subestación, es decir, la medición completa del circuito. Posteriormente, queda al alcance de la disposición de mediciones más pun-

tuales de transformadores de baja tensión o medidores inteligentes de clientes para realizar un estudio más avanzado del modelo.

Dentro del alcance de la investigación y desarrollo del trabajo se espera obtener:

- Una comparación de los resultados de simulación de al menos dos circuitos de distribución con los resultados de medición en campo del mismo circuito. Por lo que se presentan curvas de variables eléctricas del sistema en ambos casos, donde se puede evaluar la exactitud del modelo.
- Resultados cuantificables de la exactitud del modelo para simulación utilizado.
- Mejoras al modelo utilizado en caso de obtener resultados poco exactos.
- Monitoreo de variables no medidas mediante simulaciones.
- El modelo de carga que más se asemeja al comportamiento detectado con los medidores remotos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Validar los modelos y simulaciones de redes de distribución a partir de mediciones de campo en circuitos costarricenses.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Depurar el modelo en GIS y modelar en OpenDSS el circuito o circuitos de distribución en estudio.
2. Simular y comparar los resultados de las simulaciones con las mediciones registradas en campo.
3. Identificar fuentes de errores que pueden crear desviación en los resultados de las simulaciones respecto a los datos de campo.
4. Evaluar la necesidad de corregir la asignación de cargas y modelado de la red para obtener mayor exactitud.
5. Estimar variables no monitoreadas a partir de datos tomados en campo.
6. Identificar el modelo de carga de acuerdo al comportamiento real de las cargas registrado en los AMI.

1.4 Justificación

Los modelos de redes de distribución pueden ser utilizados como un medio preciso, cercanos a una plataforma simulación en tiempo real para aplicar estrategias de mejora en las redes. Esto para llevar cabo modelos de las redes de distribución tomando en cuenta todos los activos registrados en las bases de datos geográficos, realizar flujos de potencia en el modelo computacional y planificar las mejoras de la infraestructura o aplicar metodologías ante la inserción de vehículos eléctricos, generación distribuida, almacenamiento y crecimiento de la demanda.

Por esto, los temas de investigación de redes de distribución presentan una contribución al modo en que se realizan los procedimientos actualmente, y como se ha redactado en antecedentes, diferentes autores trabajan estudios relacionados al tema de este trabajo de graduación con el fin de aportar con nuevos resultados de investigación y mejorar las herramientas de análisis computacional de redes de distribución.

De ese mismo modo, este trabajo proporciona un planteamiento de contribución que no solo puede llegar a ser usado por las compañías de distribución nacional, sino que también podría llegar a ser consultado a nivel global a través de una o más publicaciones. El tema de investigación presenta un nivel de aceptación importante, ya que las partes interesadas (Escuela de Ingeniería Eléctrica y Compañías Distribuidoras de Costa Rica) esperan que este estudio sea realizado cuanto antes para avanzar con posibles proyectos de implementación u otras etapas operativas.

1.5 Planteamiento del problema

Las herramientas de simulación computacional utilizadas actualmente son de gran importancia para realizar estudios en las redes de distribución, tomar decisiones anticipadas a eventos o bien monitorear el sistema mediante simulaciones. Los sistemas eléctricos de distribución poseen gran cantidad de equipos de medición y control en las subestaciones, sin embargo, en la actualidad gran parte de la red carece de sistemas de medición avanzados que puedan tomar mediciones en tiempo real en transformadores de baja tensión o cargas finales.

Los modelos de redes de distribución utilizados para la simulación cumplen un papel importante para el estudio y comportamiento del sistema actual, lo que conlleva a una dependencia con dichos modelos. Por esta razón, se vuelve necesario tener una alta exactitud entre el modelo utilizado para la simulación y los datos obtenidos en las mediciones, ya que esto permitiría reducir la incertidumbre y obtener un modelo con un comportamiento cercano al real de

la red eléctrica.

Dicho esto, el trabajo de investigación propuesto pretende encontrar la exactitud del modelo, proceder a un análisis de sus deficiencias respecto a las mediciones reales del transformador de subestación, o bien, respecto a las mediciones de circuitos de baja tensión. Esto da origen al problema principal de discusión y análisis del presente trabajo, permitiendo plantear una metodología para desarrollar el estudio y la metodología para mejorar el modelo de red de distribución.

1.6 Metodología

Para la ejecución del presente trabajo es necesario seguir y cumplir una serie de tareas que garantizan el éxito de finalización, a continuación se describen las 5 etapas que componen la metodología.

Etapas I: Depuración del modelo de la red en GIS

1. Comprobar que todas las conexiones eléctricas en el sistema de información geográfica son correctas, esto significa que no deben existir líneas desconectadas, o bien conectadas erróneamente con otra. Se debe considerar que en Costa Rica se usan redes radiales por lo que bajo ninguna circunstancia deberán existir lazos.
2. Asegurarse que todos los transformadores se encuentran debidamente conectados tanto en baja como en media tensión con la configuración de conexión que concuerde con la red de media tensión que lo alimenta.
3. Comprobar que todas las cargas se encuentran correctamente conectadas a la red de media tensión.
4. Asegurar la correcta conexión de fases entre transformadores y líneas de media tensión.
5. Ejecutar inspecciones de campo para evacuar dudas de errores en el modelo GIS.

Etapas II: Modelado de la red de distribución en OpenDSS

1. Adecuar los archivos shape del GIS para poder ser utilizados como base para la creación del modelo en OpenDSS, de forma que la extracción de datos desde la herramienta que crea el modelo lo haga de la forma correcta.
2. Adecuar el formato de la curva de demanda del alimentador de circuito, de forma que utilice el mismo formato requerido por OpenDSS y la herramienta de simulación del EPERLab.
3. Comprobar el formato de las curvas típicas de consumo de los clientes.
4. Modelar y comprobar mediante snapshots el correcto modelado del circuito de distribución.

Etapa III: Validación del modelo

1. Determinar los puntos donde se evaluarán las variables de forma que tenga sentido con los medidores colocados en campo.
2. Extraer de las mediciones y simulaciones los datos a comparar.
3. Estimar la desviación entre la simulación y las variables medidas.
4. Identificar el origen de las desviaciones detectadas en los parámetros comparados.
5. Determinar el modelo de carga más adecuado a utilizar de acuerdo a los modelos de carga disponibles en OpenDSS y el comportamiento de la carga identificado con la medición remota.

Etapa IV: Evaluación de la aplicación de mejoras al modelo

1. Determinar a partir de que porcentaje de desviación se deben aplicar mejoras al modelo.
2. Investigar opciones de mejora a la asignación de cargas y modelo o variables de las líneas utilizadas.
3. En caso de ser necesario, aplicar mejoras al modelo utilizado por las herramientas.
4. Realizar las modificaciones respectivas a la herramienta de creación del modelo en openDSS, para que de esta forma asigne a las cargas el modelo determinado en la Etapa III-5.

Etapa V: Propuesta de implementación del monitoreo de variables en puntos no supervisados por medidores

1. Investigar sobre protocolos de consulta de datos de medidores inteligentes.
2. Proponer un método para la estimación de variables no medidas en tiempo real.

1.7 Contribución individual

De manera general los tres integrantes trabajaron en conjunto todos los objetivos del seminario de graduación, pero de forma específica se denota que cada uno tiene mayor participación en:

1. Marco J.: Depurado del modelo en GIS y modelado, identificación de fuentes de error.
2. Abdenago G.: Evaluación de la asignación de cargas, simulación y análisis de resultados.
3. Oldemar R.: Estimación de variables no monitoreadas, identificación del modelo de carga.

2 Estado del Arte

2.1 Redes de distribución eléctrica

La red de distribución eléctrica parte de la subestación de distribución y finaliza en los medidores de los consumidores, esta red se puede dividir en dos partes:

1. Distribución primaria, esta distribuye la energía de las subestaciones en un rango de nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV hacia los transformadores de distribución.
2. Distribución secundaria, distribuye la energía al consumidor a tensiones de utilización menor o igual a 1 kV. (ARESEP, 2015)

Las topologías utilizadas en las redes de distribución pueden ser radiales, siendo esta la más usada, y consiste en una conexión entre la subestación y el cliente con uno solo camino posible; por otra parte están las conexiones en lazo o anillada en donde existe más de un camino, obteniendo de esta manera una mayor confiabilidad. (Glover y Sarma, 2012)

Las redes de distribución pueden ser tanto aéreas como subterráneas, sin embargo, ambas disponen de líneas primarias, transformadores, equipos de protección o aislamiento tales como fusibles, interruptores entre otros. El uso de cada tipo de distribución depende de la densidad de población; por ejemplo, ante sitios muy urbanizados o llenos de edificios se utiliza el medio subterráneo. Aunque la distribución subterránea no es afectada por el clima y distintos accidentes antrópicos como sí lo es la distribución aérea, el costo de instalación de la primera opción es significativamente más alto por lo que se utiliza de forma discreta.

En la figura 2.1 se observa un diagrama unifilar de un sistema de potencia, donde están identificados cada componente de este.

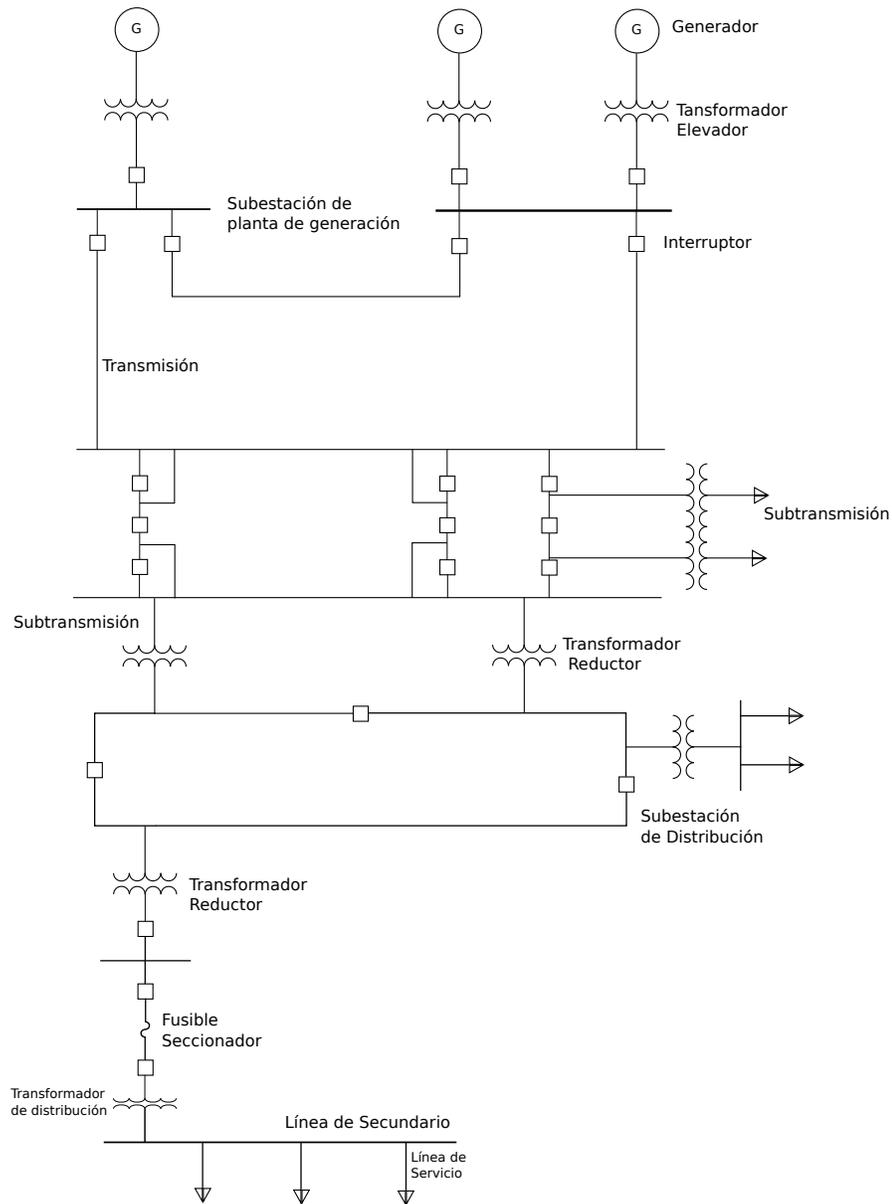


Figura 2.1: Componentes básicos de un sistema de potencia. (Kersting, 2002)

Los sistemas de distribución entregan la electricidad al medidor del usuario con un análisis previo por parte de la empresa distribuidora. Como resultado directo, los sistemas de distribución están típicamente diseñados de manera que queden sobredimensionados, Kersting (2002). No obstante, conforme avanza la urbanización y la tecnología, la red se carga con más demanda de

potencia por lo que se genera la importancia de obtener un mejor modelado de la red para determinar cuando esta alcanzará su límite de capacidad, el estado de operación de los componentes y si estos pueden operar de una forma óptima.

2.2 GIS

Los GIS (del inglés Geographic Information System) son básicamente bases de datos referenciadas geográficamente, en donde se permite la visualización, manipulación y análisis de los mismos; se pueden utilizar para almacenar datos tanto físicos, como sociales y económicos, por lo que se hace una herramienta informática muy poderosa para el manejo de información; estos datos son empleados a través de capas en donde se pueden clasificar para luego superponerlos y compararlos.

Las capas contenidas en el contexto del presente proyecto son de tipo vectorial, es decir, pueden estar compuestas por puntos o líneas y cada uno de estos se almacenan en una tabla de atributos, en donde están guardados todos los datos de interés de cada elemento de la red, Quesada et al. (2016). Dada la variedad de aplicaciones en donde se pueden utilizar los GIS, alrededor del mundo estos son utilizados para análisis de suelos, temperatura, densidad poblacional, redes de transporte vehicular, ferroviario, hídrico, eléctrico, entre otros. En el presente proyecto se utilizará el software QGIS, una de sus principales ventajas es que es una plataforma de código abierto y gratuita.

2.3 QGIS

QGIS es una popular herramienta de código abierto tipo GIS, desarrollada por Open Source Geospatial Foundation, OSGeo (2017). Este software permite el análisis y la modificación de datos tipo GIS con una interfaz gráfica amigable con el usuario; por otra parte, tiene la característica de poseer un repositorio de complementos los cuales son el resultado del trabajo de cientos de personas alrededor del mundo que desean compartir su desarrollo técnico en dicha herramienta, esta característica permite facilitar el uso de QGIS ya que su versión básica solo trae instalados algunos complementos.

Una de las principales características de esta herramienta es que es muy fácil crear complementos en el lenguaje de programación Python, lo cual permite desarrollar herramientas con el objetivo de facilitar las tareas necesarias en distintos campos de estudio. El entorno de trabajo de este software es mostrado en la figura 2.2.

La integración de los GIS con las redes de distribución eléctrica, toman un rol importante en el manejo de los activos de la red, este tema es profundizado de mejor manera en la siguiente sección.

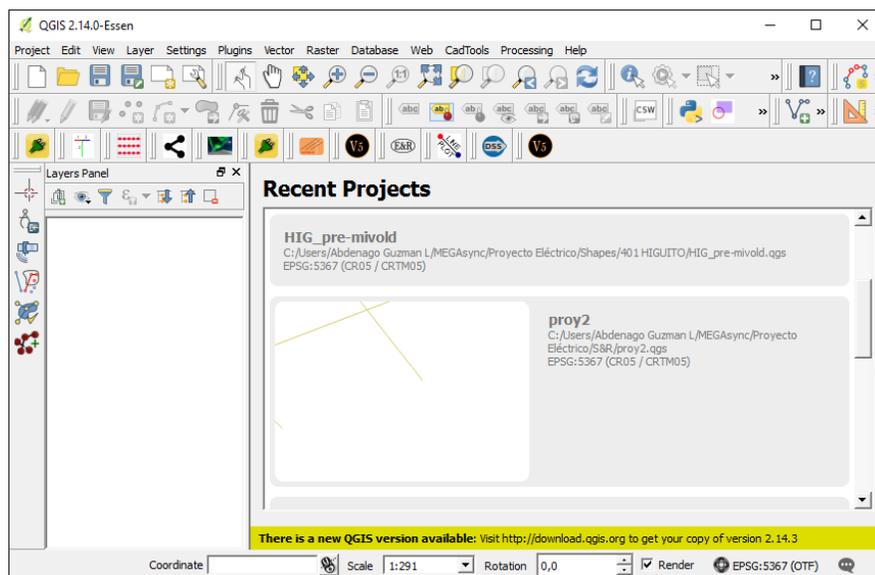


Figura 2.2: Interfaz de QGIS

2.4 Redes de Distribución Eléctrica y GIS

La búsqueda por un desarrollo sostenible, el objetivo planteado por muchos países de minimizar las emisiones de CO_2 , y el intento por cubrir las necesidades energéticas mediante fuentes renovables han provocado un incremento en el uso de autos eléctricos y en la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos u otras fuentes renovables, lo cual desde el punto de vista ambiental es beneficioso, sin embargo, este comportamiento resulta una problemática para las redes de distribución eléctrica, ya que esto genera comportamientos en la red para los cuales el sistema de distribución no ha sido diseñado. Esto hace necesario un estudio más profundo de la red y además proyecciones del comportamiento del sistema de distribución, ante un incremento en este tipo de tecnologías. (Navarro-Espinosa et al., 2015)

Las compañías de distribución eléctrica cuentan con bases de datos georeferenciadas como la mostrada en la figura 2.3, dichos sistemas de información contienen datos técnicos de los elementos instalados en la red, como por ejemplo el calibre de los conductores, la longitud, la conexión de los transformadores, las fases conectadas, entre otros. Dada la necesidad de estudios en

la red y la disponibilidad de esta información en GIS, en la Universidad de Costa Rica (UCR) se desarrolló una herramienta en QGIS, la cual construye la red de distribución en un archivo, el cual puede ser utilizado en el software OpenDSS con el objetivo de realizar simulaciones y de esta manera realizar estudios de tensiones, armónicas, capacidad de las líneas, entre otros. (González et al., 2016)

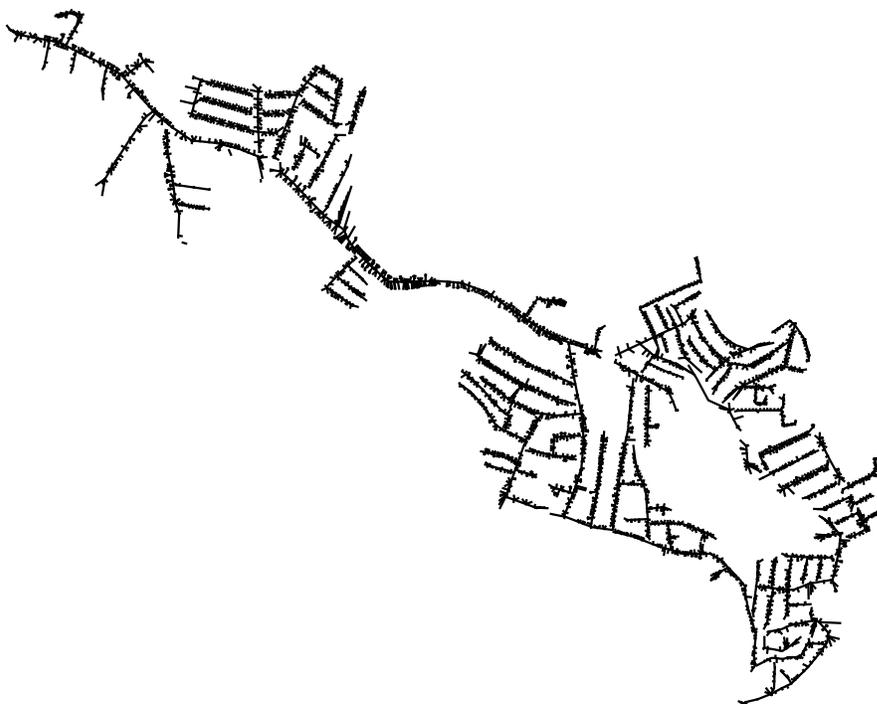


Figura 2.3: Circuito de distribución modelado en sistema de información geográfica

Normalmente en los GIS de los circuitos de distribución existen muchas inconsistencias desde el punto de vista de conexiones entre elementos de la red. Esto representa un problema, ya que realizar simulaciones con los datos tal y como se encuentran, representa una incertidumbre muy significativa en los resultados obtenidos.

Ante estas inconsistencias y la gran cantidad de datos GIS en un circuito de distribución (cientos de transformadores y miles de líneas), en el Eperlab de la UCR se desarrolló un algoritmo para identificar cuando existen líneas eléctricas aisladas eléctricamente, este algoritmo fue desarrollado bajo el principio de la teoría de grafos. Esta metodología permite la identificación de este tipo de inconsistencias en un tiempo bastante reducido si se compara con una identificación manual. Además, se creó otro algoritmo, el cual permite la co-

rección automática de algunos de los errores más comunes en las redes de distribución. (Guzman et al., 2018)

2.5 OpenDSS

El simulador de sistemas de distribución abierto o *OpenDSS* por sus siglas en inglés, es un ambiente de simulación eléctrico que soporta casi todo el dominio de frecuencias (sinusoidal en estado estacionario), además, soporta muchos de los nuevos tipos de estudios que se han desarrollado para las necesidades futuras como lo son los smart grid, el monitoreo de la red y la implementación de energías renovables. *OpenDSS* es una herramienta desarrollada en 1997 para soporte de varias investigaciones y proyectos que requieren análisis de las redes de distribución. Muchas de las características encontradas en el programa son para el soporte de la generación distribuida interconectada con la red. Otros atributos que posee es el análisis de la eficiencia energética y el flujo de corrientes armónicas, Dugan (2016). *OpenDSS* utiliza datos detallados para poder modelar cada uno de los elementos de la red eléctrica de distribución, por lo que para cualquier usuario de esta poderosa herramienta es fundamental conocer el modelo utilizado para cada uno de los elementos. A continuación se detalla brevemente el modelo matemático utilizado para la simulación de los elementos más importantes en la red.

2.5.1 Líneas eléctricas

Para modelar las líneas eléctricas se utiliza el modelo de impedancia serie y capacitancia en derivación, dichos modelos permiten calcular el efecto de la caída de tensión en la distribución de la energía y la fluctuación de potencia reactiva producto de las impedancias de la línea.

Kersting (2017) muestra que la impedancia es función de la resistencia de los conductores y la reactancia propia y mutua entre conductores. La figura 2.4 muestra de 1 a n conductores con líneas de flujo magnético creadas por las corrientes en cada conductor. Se supone que la suma de corrientes es cero, esto es:

$$I_1 + I_2 + \dots + I_i + \dots + I_n = 0 \quad (2.1)$$

El flujo concatenado total del conductor i está dado por

$$\lambda_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(I_1 \cdot \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \cdot \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots + I_i \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} + \dots + I_n \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \right) \text{ W-T/m} \quad (2.2)$$

donde D_{in} es la distancia entre el conductor i y el conductor n (pies), y GMR_i es el radio medio geométrico del conductor i (pies).

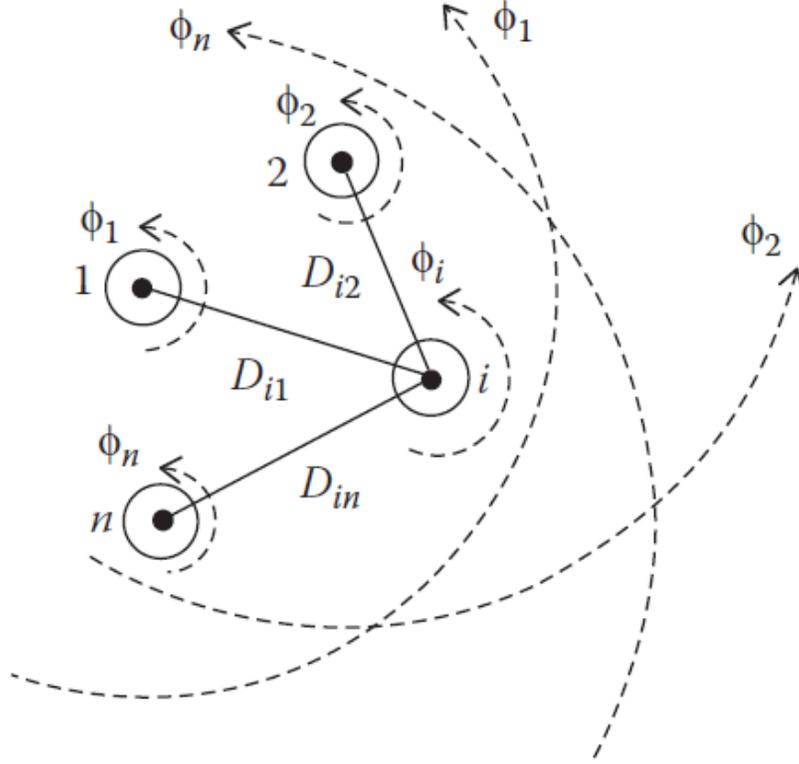


Figura 2.4: Campos magnéticos.
(Kersting, 2017)

La inductancia del conductor i es constituida por la auto-inductancia del conductor i y la inductancia mutua entre el conductor i y todos los otros $n - 1$ conductores. Por definición, Kersting (2017):

$$\text{Auto-inductancia: } L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \text{ H/m} \quad (2.3)$$

$$\text{Inductancia mutua: } L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \text{ H/m} \quad (2.4)$$

Para las líneas trifásicas usualmente se supone que cada fase ocupa la misma posición física en la estructura para un tercio de la longitud de la línea,

y además, que estas se encuentran balanceadas. Por lo que,

$$\text{Inductancia de fase: } L_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \text{H/m} \quad (2.5)$$

donde

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \text{pies} \quad (2.6)$$

D_{ab} , D_{bc} y D_{ca} son las distancias entre las fases.

Suponiendo una frecuencia de 60 Hz, la reactancia inductiva de la fase está dada por:

$$\text{Reactancia de fase: } x_i = j\omega \cdot L_i = 0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \Omega/\text{milla} \quad (2.7)$$

La impedancia serie por fase de la línea trifásica está dada por:

$$\text{Impedancia serie de fase: } z_i = r_i + j \cdot 0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \Omega/\text{milla} \quad (2.8)$$

Debido a que los sistemas de distribución están constituidos por circuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos sirviendo cargas desbalanceadas, es necesario redefinir los términos de las impedancias mutua y propia de las líneas tomando en cuenta el retorno de tierra para las cargas desbalanceadas. En 1926, John Carson publicó un conjunto de ecuaciones para modelar la impedancia de líneas eléctricas, considerando el retorno por tierra. El método de Carson consistió en representar una línea con conductores cuyo extremo de envío estaba conectado a la fuente y el otro extremo estaba puesto a tierra.

La figura 2.5 muestra una línea que consta de dos conductores (i y j) que llevan corrientes (I_i e I_j) con los extremos remotos de los conductores atados a tierra. Un conductor ficticio de “suciedad” I_d portador de corriente se utiliza para representar la ruta de retorno para las corrientes.

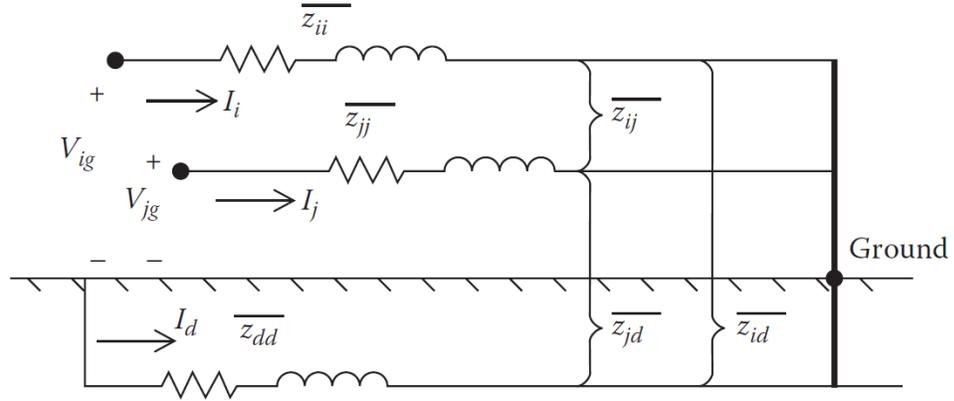


Figura 2.5: Dos conductores con la vía de retorno.
(Kersting, 2017)

A partir de la LTK, se obtiene la expresión simplificada:

$$V_{ig} = (z_{ii}z_{di}) \cdot I_i + (z_{ij}z_{dj}) \cdot I_j + (z_{id}z_{dd}) \cdot I_d \quad (2.9)$$

Mediante LCK se tiene que $I_d = -I_i - I_j$, por lo que la expresión queda:

$$V_{ig} = (z_{ii} + z_{dd}z_{di} - z_{id}) \cdot I_i + (z_{ij} + z_{dd}z_{dj} - z_{id}) \cdot I_j = \hat{Z}_{ii} \cdot I_i + \hat{Z}_{ij} \cdot I_j \quad (2.10)$$

donde \hat{Z}_{ii} y \hat{Z}_{ij} son las impedancias primitivas que incluyen el efecto del retorno. Estas impedancias se representan como:

$$\text{Impedancia primitiva propia: } \hat{Z}_{ii} = r_d + r_i + j \cdot 0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + \ln \frac{D_{id} \cdot D_{dj}}{GMR_d} \right) \quad (2.11)$$

$$\text{Impedancia primitiva mutua: } \hat{Z}_{ij} = r_d + j \cdot 0,12134 \cdot \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + \ln \frac{D_{dj} \cdot D_{id}}{GMR_d} \right) \quad (2.12)$$

2.5.2 Transformadores

Tanto para los transformadores de distribución como para los transformadores de subestación se desarrolla en principio el mismo concepto matemático para modelar, la variación importante es la capacidad o potencia de cada elemento.

Los bancos de transformadores trifásicos se encuentran en la subestación de distribución. Donde la tensión se transforma a partir de la transmisión o

subtransmisión, al nivel del alimentador de distribución. En la mayoría de los casos la subestación transformadora será una unidad trifásica, quizás con taps de alta tensión sin carga o, quizás, con unidad con cambiador de derivación bajo carga (LTC, por sus siglas en inglés).

Los modelos a utilizar en estudios de flujo de potencia y cortocircuito son generalizados para las conexiones en la misma forma como han sido desarrollados los segmentos de línea. Las ecuaciones matriciales para conseguir las tensiones y corrientes en el nodo primario en función de las tensiones y corrientes de nodo secundario son dadas por:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLN_{abc}] + [b_t][I_{abc}]$$

$$[I_{ABC}] = [c_t][VLN_{abc}] + [d_t][I_{abc}]$$

Es importante recalcar que las ecuaciones matriciales poseen variaciones para cada tipo de conexión de transformación y topología de transformador, por lo que se debe identificar el tipo de conexión y aplicar las modificaciones necesarias en el modelado.

2.5.3 Cargas

La mayoría de las cargas eléctricas dependen de la tensión de operación. Típicamente, esta dependencia se representa con el modelo exponencial de carga:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta$$

$\alpha, \beta = 0$ Carga tipo P constante

$\alpha, \beta = 1$ Carga tipo I constante

$\alpha, \beta = 2$ Carga tipo Z constante

P = potencia activa de la carga

Q = potencia reactiva de la carga

P_0 = potencia activa nominal a una tensión V_0

Q_0 = potencia reactiva nominal a una tensión V_0

V_0 = Tensión nominal de la carga

α = Exponente de la potencia activa

β = Exponente de la potencia reactiva

Cuando la carga tiene componentes de potencia constante, corriente constante e impedancia constante, se utiliza el modelo ZIP:

$$P = P_0(a_0 + a_1(\frac{V}{V_0}) + a_2(\frac{V}{V_0})^2)$$

$$Q = Q_0(b_0 + b_1(\frac{V}{V_0}) + b_2(\frac{V}{V_0})^2)$$

donde:

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1$$

2.6 Asignación de cargas

La metodología de asignación de cargas adopta los resultados a partir de la representación estadística de la demanda eléctrica para crear perfiles de carga típicos. La demanda de cada cliente es asignada a partir de análisis de la curva de demanda del alimentador principal del circuito. Estos perfiles son asignados en agrupaciones en circuitos específicos basados en el consumo mensual, tipo de cliente y ubicación geográfica. Esta asignación de cargas es crítica ya que entre más realista sea ayuda a realizar estudios de impacto por el ingreso de nuevas tecnologías en las redes de distribución. (D.Leiva, 2017)

Es importante mencionar que la metodología fue desarrollada utilizando software libre con datos georeferenciados basados en GIS para los análisis de redes mediante flujos de potencia utilizando modelos computacionales. El uso de esta metodología es considerada para caracterizar la demanda de los clientes en una región o circuito dado, esto con el fin de poder realizar estudios y modelar mejoras e introducción de nuevas tecnologías en las redes así como los posibles impactos que conllevan.

3 Desarrollo

En este capítulo se detalla el procedimiento realizado según los alcances de cada objetivo del trabajo. Para el estudio y depuración de los modelos se ha dispuesto de los datos del GIS y de mediciones de campo para los circuitos denominados Linda Vista y Santa Bárbara.

3.1 Depuración de datos para el modelo

Se realiza un análisis de la información recibida de mediciones de campo, con los cuales será posible comparar con los resultados de las simulaciones.

Con los archivos facilitados por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), que contienen las mediciones obtenidas de los medidores remotos instalados en las cargas y transformadores y las bases de datos de los archivos GIS, se realizó una comparación de cada identificación (ID) de cliente. Se verifican cuáles barras poseen medidor remoto conectado.

Para el caso de potencias de transformadores, se han extraído a través de Python todas las curvas cuyo ID de medidor esté en la tabla de información de macro-medición, desde el CSV global con medición remota (MR) de CNFL (agosto 2019). No obstante, en el GIS este ID no se puede localizar, por lo que se ha utilizado el número de transformador para determinar cuáles poseen medición, pero desafortunadamente una gran parte de los transformadores no pueden ser determinados ya que el número del GIS **no se encuentra** en el archivo con la información de macro-medición y viceversa, lo cual sugiere una inconsistencia entre numeración de transformadores o des-actualización en la base de datos. Algunos se lograron determinar agregando las siglas P-33 al inicio del número. Por otro lado, se realizó una comparación entre la curva de medición del transformador y la suma de curvas medidas de carga en el ramal para validar la confiabilidad de la información, de esta manera, se logró determinar que algunos medidores **no corresponden** al transformador descrito en la información de macro-medición sugiriendo que el medidor realmente se ha movido o posee valores no confiables. Estos casos fueron ignorados para efectos de comparación de resultados de simulación con mediciones de campo. Además, algunos transformadores en la capa tenían el mismo número, y en el caso donde ese número tenía un medidor identificado, fue necesario determinar el caso donde la curva de suma de mediciones de cargas se ajustaba más a la medición de transformador y de esta forma discriminar a cuál **pertenece**

realmente. Estos casos aislados demuestran algunas de las inconsistencias que se pueden encontrar en el GIS.

Para el caso de tensiones, se realizó una lectura o *parsing* en Python de los archivos de datos xml de medición para convertirlos en csv. Esto con el fin de realizar la manipulación y comparación de datos reales y los resultados de las simulaciones.

Es importante mencionar que las mediciones de campo utilizadas para el análisis corresponden al mes de agosto 2019.

Medición remota circuito Linda Vista

- Potencias de subestación: tanto P como Q están disponibles para realizar las simulaciones.
- Tensión de carga: en total se tienen 29 curvas de tensión (0.6 %), todas ellas clientes con medidor clase 200.
- Potencias de carga: en total se tienen 4659 curvas de potencia activa de los 4885 clientes conectados en el GIS (95.4 %), solo una curva es de medidor C20, las demás son medidor C200. Por otro lado, de los 4659 clientes, solamente 3935 (80.6 %) poseen medición de potencia reactiva (el cliente C20 incluido).
- Potencias de transformador: el archivo de información de macro-medición sugiere que existen 97 medidores entre los 105 transformadores del circuito; del archivo global con mediciones de CNFL se pueden extraer hasta 96 curvas (un ID no existe), pero de estas 96, solamente 65 se pudieron asignar al circuito usando el GIS (con el número de transformador), asimismo, de esos 65 solamente 59 son curvas confiables porque concuerdan con la suma de curvas de carga (en 6 casos la curva sigue una tendencia diferente y/o es menor a la suma de curvas de carga). Finalmente, para efectos de comparación se tienen mediciones PQ del 56.2 % de transformadores.

Medición remota circuito Santa Bárbara

- Potencias de subestación: tanto P como Q están disponibles para realizar las simulaciones.
- Tensión de carga: en total se tienen 11757 curvas de tensión (72.7 %), todas ellas clientes con medidor clase 200.

- Potencias de carga: en total se tienen 11078 curvas de potencia activa de los 16169 clientes conectados en el GIS (68.5 %), dos curvas son de medidor C20, las demás son C200. Por otro lado, de los 11078, solamente 13 (0.1 %) poseen medición de potencia reactiva (ambos C20 incluidos).
- Potencias de transformador: el archivo de información de macro-medición sugiere que existen 28 medidores entre los 607 transformadores del circuito; del archivo global con mediciones de CNFL se pueden extraer hasta 7 curvas (los demás IDs no existen), todos ellos se pudieron asignar al circuito usando el GIS (con el número de transformador) y son curvas confiables ya que concuerdan con la suma de curvas de carga. Finalmente, para efectos de comparación se tienen mediciones PQ del 1.2 % de transformadores.

Es importante destacar que los clientes con medición de tensión no son necesariamente los mismos con medición de potencia, lo que indica que se utilizan dispositivos diferentes para la medición de cada variable, o que existe un problema de medición.

3.1.1 Preparación de tablas de atributos GIS

Con el objetivo de preparar la base de datos GIS para el plugin QGIS2OpenDSS se realizó una revisión completa de los atributos según el manual del plugin, de esta manera, se han realizado todos los cambios de formato necesarios para ajustar la compatibilidad con la herramienta. Principalmente se modificó la nomenclatura de los nombres de columna y en algunos casos, valores de atributos. Por otro lado, se ha detectado información faltante para algunos elementos del GIS en las líneas y en la subestación, de manera que se competa con ciertas asunciones e información de placa para la subestación (transformador media tensión).

Primeramente, se realizó la corrección de nomenclatura según cada capa del GIS en ambos circuitos:

(Nombre Original → Nombre Modificado)

Líneas MT subterráneas:

Se modifican los siguientes nombres de atributos:

- OPERATINGV → NOMVOLT
- NEUTRALMAT → NEUTMAT
- NEUTRALSIZ → NEUTSIZ
- MATERIALFA → PHASEMAT
- CALIBREFAS → PHASESIZ
- AISLAMIEN → INSULMAT

- VOLTAJEAIS → INSULVOLT

Se adiciona el atributo SHIELDING y se asume cada elemento como CN o neutro concéntrico.

Líneas MT aéreas:

Se modifican los siguientes nombres de atributos:

- OPERATINGV → NOMVOLT
- MATERIALFA → PHASEMAT
- NEUTRALMAT → NEUTMAT
- CALIBREFAS → PHASESIZ
- NEUTRALSIZ → NEUTSIZ
- CONDUCTORC → LINEGEO

Líneas BT subterráneas:

Se modifican los siguientes nombres de atributos:

- OPERATINGV → NOMVOLT
- MATERIALFA → PHASEMAT
- NEUTRALMAT → NEUTMAT
- CALIBREFAS → PHASESIZ
- NEUTRALSIZ → NEUTSIZ
- TIPOAISLAM → INSULMAT

Líneas BT aéreas:

Se modifican los siguientes nombres de atributos:

- OPERATINGV → NOMVOLT
- MATERIALFA → PHASEMAT
- NEUTRALMAT → NEUTMAT
- CALIBREFAS → PHASESIZ
- NEUTRALSIZ → NEUTSIZ
- TIPO_AISLA → TYPE

Los valores del atributo TYPE se modifican de la siguiente manera:

- Celdas en blanco, DES y DESNU-DO → BARE
- TRIPLEX → TPX
- XLP, PVC y THNN → RHH
- CUADRUPLEX → QPX

Importante destacar que se han asumido XLP, PVC y THNN como RHH no por formato incompatible sino debido a que el plugin no es compatible con esos tipos de aislamiento (se puede incluir información estándar de estos en el futuro).

Transformadores:

Se modifican los siguientes nombres de atributos:

- VOLTAJE_OPE → PRIMVOLT
- VOLTAJE_BAJ → SECVOLT
- CONEXION_ME → PRIMCONN
- CONEXION_BA → SECCONN
- KVAFASE_A → KVAPHASEA
- KVAFASE_B → KVAPHASEB
- KVAFASE_C → KVAPHASEC

Los valores de PRIMCONN se modifican de la siguiente forma:

- 1F-LT → LG
- YR → OY

Los valores de SECCONN se modifican de 1F-LT a SP.

Se agrega el atributo TAPSETTING y se asume cada elemento en 1.00 (nominal). Otros elementos se encuentran con nomenclatura correcta.

Subestación:

Se añade la información completa de la subestación del circuito Santa Bárbara, según la información entregada (de placa) y siguiendo las instrucciones del manual de OpenDSS.

- HIGHVOLT: 230
- MEDVOLT: 34.5
- LOWVOLT: 13.8
- XHL: 16.08
- XHT: 7.845
- XLT: 1.77
- HIGHCONN: Y
- MEDCONN: Y
- LOWCONN: D
- KVAHIGH: 45000
- KVAMED: 45000
- KVALOW: 15000
- WINDINGS: 3
- TAPS: 33
- TAPSETTING: 1
- TAPMAX/MI: 1.05/0.85

Las impedancias originales entregadas fueron:

$$\begin{aligned} \text{AT/MT} &= 10.72\%, \text{ base} = 30 \text{ MVA} \\ \text{AT/BT} &= 5.23\%, \text{ base} = 10 \text{ MVA} \\ \text{MT/BT} &= 1.18\%, \text{ base} = 10 \text{ MVA} \end{aligned}$$

No obstante, el manual de OpenDSS indica que las impedancias de los devanados del transformador deben encontrarse en la base del primer devanado (según se indique en su nomenclatura), de manera que el lado AT/MT corresponde a *high-to-low*, AT/BT a *high-to-tertiary* y MT/BT a *low-to-tertiary*

cuya base de devanados es 45 MVA para alta, 45 MVA para media (low) y 15 MVA para baja (tertiary).

Por lo tanto, las impedancias se convierten de la siguiente forma:

$$X_{HL} = 10,72 \cdot \frac{45}{30} = 16,08$$

$$X_{HT} = 5,23 \cdot \frac{45}{30} = 7,845$$

$$X_{LT} = 1,18 \cdot \frac{45}{30} = 1,77$$

Por otro lado, el circuito Linda Vista posee la información de subestación completa y con nomenclatura adecuada.

Cargas:

Se modifica el nombre de columna DESCSECTOR a CLASS. Los atributos de CLASS se renombran de la siguiente forma:

- Residencial → R
- Comercial → C
- Industrial → I

Nota: 28 entradas en circuito Linda Vista y 208 en circuito Santa Bárbara no poseen identificación de cliente ni datos, por lo que se han eliminado para efectos de simulación. Por otro lado, algunos clientes poseen una entrada en el GIS de kWh en cero, de manera que se asumen como clientes desconectados (probablemente base de datos des-actualizada en cuanto a desconexiones de clientes).

Inclusión de información faltante

En las tablas de atributos de las capas de líneas aéreas, tanto de media tensión como de baja, se detectaron algunas celdas vacías, esta información faltante se ha completado tomando datos de otro elemento del GIS con características equivalentes.

En ambos circuitos, algunos elementos se encontraban sin datos en material y calibre de neutro, otros sin material y calibre de fase, y otros sin ninguno de los anteriores. En todos los casos se ingresó la información de otra línea que presentaba características equivalentes.

3.1.2 Preparación de curvas de carga

El muestreo de medición de potencia en las subestaciones de ambos circuitos se encuentra en una frecuencia de 10 minutos, no obstante, todas las curvas de demanda de los clientes se encuentran en una frecuencia de 15 minutos, es por esto que ha sido necesario realizar un re-muestreo hacia abajo o *downsampling* de la curva de potencia de subestación de 144 muestras por día a 96 muestras por día, esto mediante Python. La figura 3.1 muestra la curva de potencia activa del circuito Santa Bárbara para el día 5 de agosto de 2019. Como se puede observar, la tendencia de la curva es prácticamente igual salvo que tiene una menor cantidad de muestras, las pequeñas variaciones ocurren debido al ajuste realizado.



Figura 3.1: Curva de demanda re-muestreada, circuito Santa Bárbara.

Por otro lado, se ha realizado una conversión de las curvas de subestación y clientes al formato adecuado para OpenDSS y el plugin QGIS2RunOpenDSS a través de Python. Siguiendo estos pasos:

- Se extrae de los archivos globales de medición remota CNFL (P y Q separados) un archivo con solo los clientes de cada circuito y otro con solo los transformadores.

- Del archivo de mediciones de clientes, se extrae un perfil de demanda o *loadshape* para cada cliente, tanto de P como de Q en el formato adecuado para OpenDSS, el nombre de curva signado es el ID de cliente.
- Se convierte la medición de subestación (alimentador circuito) al formato del plugin QGIS2RunOpenDSS, se depuró el CSV debido a inconsistencias de formato (separación por ;). Y finalmente se le realiza el *downsampling* a 15 minutos.

3.1.3 Depuración de circuitos

En el proceso de depuración de los circuitos se encuentran varios puntos de desconexión de líneas de baja tensión y media tensión, anillos en la red, transformadores desconectados, entre otros.

Circuito Santa Bárbara

Analizando la base de datos GIS del circuito Santa Barbara, se encuentran 28 cargas con completa ausencia de parámetros y cientos de cargas con un registro de 0 kWh mensual tal y como se observa en algunas cargas mostradas en la figura 3.2. Todas las cargas con problemas de datos se han consultado a CNFL. Las cargas con ausencia de parámetros se deben a una des-actualización de la base de datos (antiguas desconexiones del servicio eléctrico a clientes o la inexistencia del medidor) y las cargas con cero consumo son recientes desconexiones de servicio eléctrico. Por lo que estas cargas son eliminadas o ignorados en el caso que no poseen consumo.

	NUMEROME_1	KWH_PERIOD	KWH_PROMED	DESCSECTOR	KWHMONTH	CLASS
1	1056474	0	19	Comercial	0	C
2	1074328	0	0	Residencial	0	R
3	1293710	0	44	Residencial	0	R
4	648342	0	0	Residencial	0	R
5	1268162	0	0	Residencial	0	R
6	346410	0	0	Residencial	0	R
7	1277908	0	0	Residencial	0	R
8	1285071	0	101	Residencial	0	R
9	697136	0	0	Residencial	0	R
10	646827	0	51	Residencial	0	R
11	1278671	0	205	Residencial	0	R
12	1277919	0	0	Residencial	0	R
13	1268535	0	0	Residencial	0	R
14	1263391	0	0	Comercial	0	C
15	567233	0	0	Residencial	0	R
16	353164	0	5	Residencial	0	R

Figura 3.2: Tabla de atributos de algunas cargas sin consumo

En la red del circuito Santa Bárbara se realiza una visita de campo, ya que algunas de las inconsistencias que se encuentran no pueden ser resueltas con solo analizar el modelo GIS y tomar medidas correctivas. Esta visita soluciona las incongruencias de transformadores desconectados, doble transformador en redes, cargas desconectadas y líneas de BT o MT con cruces. A continuación se describen los principales hallazgos de la visita.

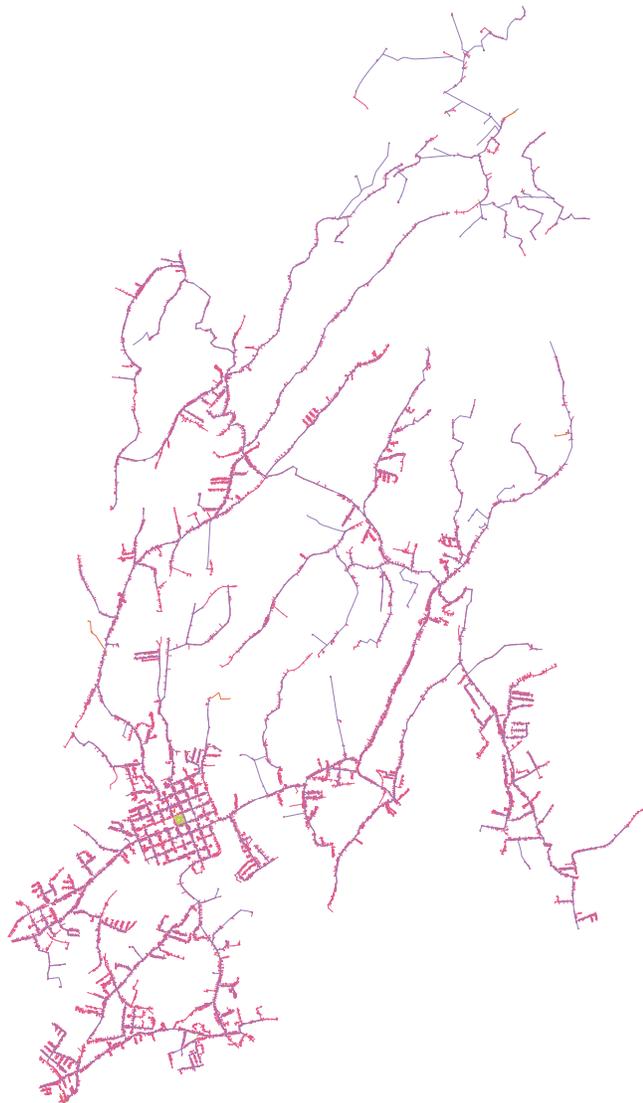


Figura 3.3: GIS del circuito Santa Bárbara

En la figura 3.4 donde se señala la existencia de un transformador conectado a una red la cual ya posee uno, o bien, existe la duda de a cuál transformador pertenece la rama que cruza. En la visita de campo se logró determinar que el cruce está interconectado como se muestra en la figura 3.5, además, el transformador que se muestra encerrado alimenta un único cliente identificado con el medidor mostrado en la figura 3.6 .

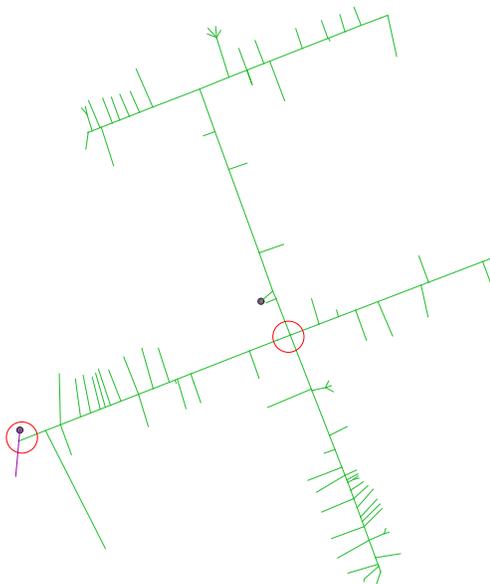


Figura 3.4: Posible doble transformador y/o cruce de líneas BT.

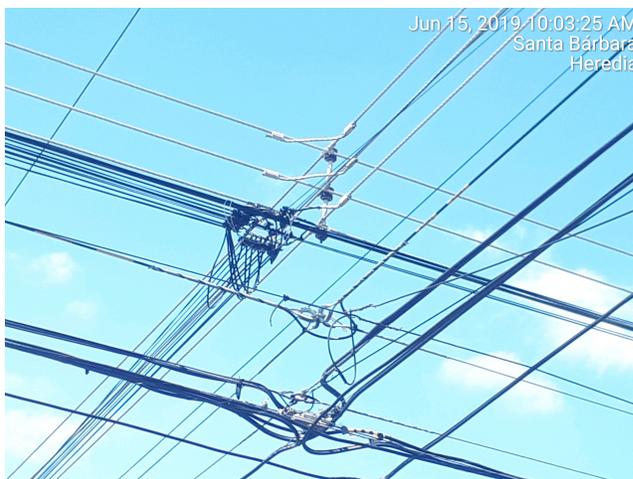


Figura 3.5: Interconexión del cruce de líneas en BT.

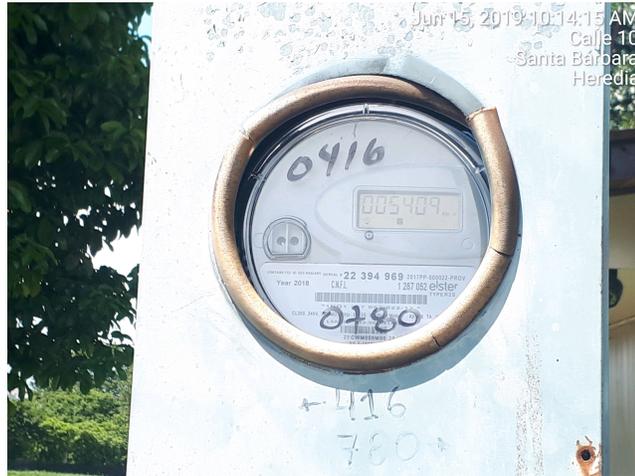


Figura 3.6: Medidor alimentado por segundo transformador.

La figura 3.7 muestra otro cruce de líneas BT detectado, en la visita de campo se logró determinar que no existe conexión entre ambas líneas como se muestra en la figura 3.8.

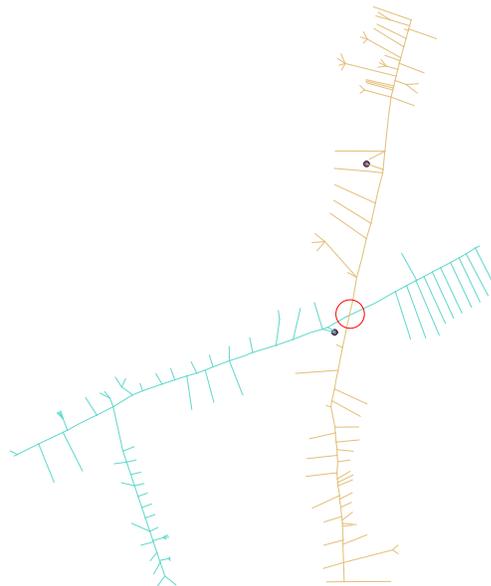


Figura 3.7: Cruce de líneas en BT.



Figura 3.8: Líneas separadas una de la otra.

En la figura 3.9 se muestran dos transformadores en el mismo circuito, en la visita de campo se logró determinar que uno de ellos ya no se encuentra en sitio, lo que se trata de la falta de actualización del GIS. Las figuras 3.10 y 3.11 muestran ambos postes, uno sin transformador y el otro con el transformador actual.

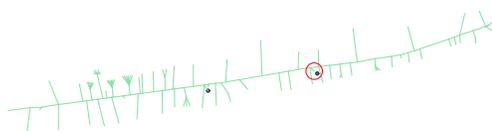


Figura 3.9: Doble transformador en circuito BT.



Figura 3.10: Transformador este removido.



Figura 3.11: Transformador oeste existente.

La figura 3.12 muestra otro circuito BT con doble transformador, en la visita se logró determinar que el transformador norte es un booster utilizado para un cliente específico. Este transformador es de 500 kVA, y se muestra en la figura 3.13.

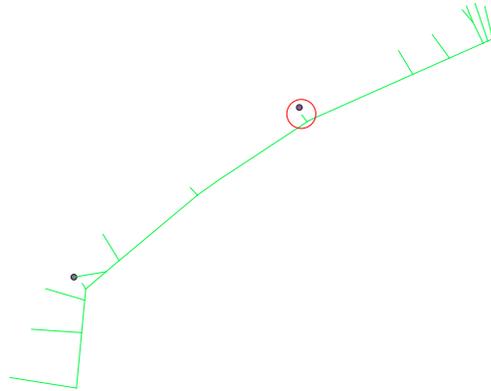


Figura 3.12: Doble transformador en circuito BT.



Figura 3.13: Booster de 500 kVA.

Como último caso encontrado, en la figura 3.14 se muestran dos circuitos donde no se logra determinar si existe interconexión entre los mismos. En la visita se ha determinado que ambos se encuentran físicamente aislados (figura 3.15, por lo tanto, en el GIS se les ha asignado a cada uno el transformador adecuado.

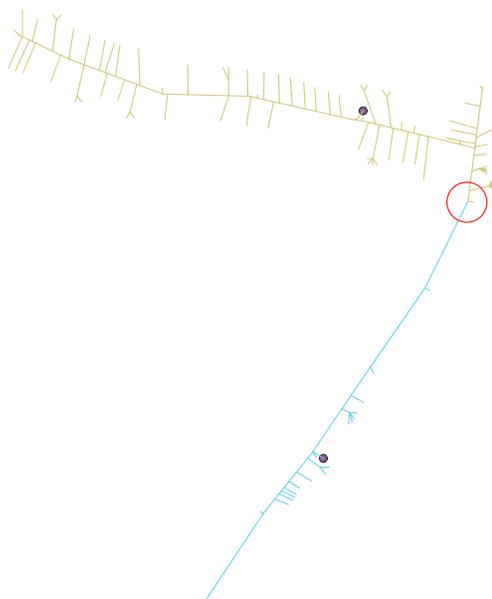


Figura 3.14: Circuitos muy próximos en GIS.



Figura 3.15: Conexión de neutro únicamente.

Se encuentran varios anillos en MT, estos son eliminados después de analizarlos con ayuda de CNFL ya que algunos son solo errores de GIS o son reconectador que dentro del modelo GIS generan anillos.

Circuito Linda Vista

La red del circuito Linda Vista presentaba menor cantidad de errores en comparación al circuito Santa Bárbara esto en gran medida a la pequeña área que

cubre el circuito, este visto en la figura 3.16. Utilizando la herramienta DN Corrector se identifican los errores y de forma manual todas las inconsistencias fueron corregidas.



Figura 3.16: GIS del circuito Linda Vista

Los transformadores son corregidos mediante el cambio del ajuste del tap y las barras sin tensión se proceden a corregir investigando y corrigiendo la

desconexión.

3.2 Depuración de las herramientas

Las herramientas de análisis de circuitos fueron utilizadas para el manejo de datos y corrección. Sin embargo, presentaron problemas recurrentes y provocaron consecuencias de atraso ya que no estaba planificado la corrección de las mismas.

3.2.1 Depuración del DN Corrector

Primeramente la herramienta tenía el papel de leer los circuitos, reportar los errores, corregir inconsistencias simples y cortar líneas automáticamente. La herramienta no lograba leer los circuitos ya que las líneas presentaban un formato diferente, multiline, provocando que la herramienta no detectara los símbolos de líneas. Al no reconocer algunas líneas, ocultaba segmentos y creaba inconsistencias en las redes de BT y MT. Una vez corregido el código Python, la herramienta reconoce las líneas de formato multiline.

No obstante, la herramienta no recorta las líneas, aunque logra reconocer todos los tipos de símbolos y generar las islas respectivas, no logra cortar las líneas y el error no es solucionado. Por otro lado, tampoco logra conectar cargas o transformadores flotantes. Debido a que se abarcó mucho tiempo corrigiendo el plugin y no dio los resultados esperados, se optó por utilizar la herramienta solo para detección, y la corrección se elaboró manualmente. Todos los cortes de líneas, conexión de transformadores y cargas se elaboraron manualmente generando así un gran tiempo de procesamiento de datos que no estaba planeado en los alcances del proyecto.

3.2.2 Depuración del QGIS2OpenDSS

La herramienta QGIS2OpenDSS también presentó problemas de procesamiento de capas a raíz de las variaciones en los formatos de los datos, dada la actualización de Python así como el formato diferente en los datos otorgados por parte del CNFL, creó atrasos en el procesamiento de los datos. El plugin no lograba reconocer algunos elementos de las capas de líneas provocando que muchos de los símbolos fuesen ignorados en el proceso, generando inconsistencias en el modelo del circuito.

Una vez corregida la mala interpretación que el plugin presentaba en la lectura de símbolos, presentó problemas de lectura de coordenadas de los sím-

bolos, así como un faltante de sentencias para nombrar elementos en las bibliotecas de cables.

3.3 Identificación de fuentes de error en las simulaciones

Durante el proceso de simulación se detectaron varias fuentes de error, esto siendo reflejado en los resultados.

En las simulaciones de flujo de potencia se obtenían niveles de tensión incongruentes en los clientes siendo estos comparados con redes de barrios vecinas. Al analizar la red en busca de las fuentes de error se detecta que existe una mala asignación de medidores en clientes así como transformadores. Al discutir el tema con la distribuidora eléctrica se detalla que los medidores de transformadores son trasladados y reconectados en otros. El inconveniente destaca la desactualización de la base de datos donde algunos clientes o transformadores fueron desconectados de la red sin embargo los datos no fueron actualizados. Esto produciendo que los medidores estuvieran conectados en otras redes pero según la base de datos permanecían en el mismo lugar.

Otro aspecto importante de error fue el mal modelado de la red GIS por parte de la distribuidora eléctrica, heredando las incongruencias a los modelos DSS. Se encontraron transformadores que indicaban niveles de tensión no adecuados para el tipo de clientes aguas abajo, o que la conexión eléctrica entre el transformador y la red BT propiciaba sobrecargas, tal es el caso de los autotransformadores que generaban sobrecargas en las fases y tensiones elevadas en las barras aguas abajo. También se presentaron transformadores monofásicos con mala designación de fases o conexión eléctrica, produciendo que estos estuvieran desconectados o mal conectados a la red MT.

En las bases de datos de mediciones, ya sean potencias o tensiones, se encontraban mediciones nulas (vacías) o con ceros por periodos de tiempo. Analizando este comportamiento junto a la distribuidora eléctrica, se concluye que los medidores algunas veces presentan falsas lecturas o error de conexión para el envío de datos de ahí los ceros o espacios vacíos.

3.3.1 Simulaciones de flujos de potencia en OpenDSS

Para el análisis de los circuitos Linda Vista y Santa Bárbara, se simulan flujos de potencia diarios primeramente solo para evaluar los cambios realizados en el GIS. Analizando los valores de tensión en las barras y flujos de potencia

se identifican niveles incorrectos o ausencia de tensión. Estos resultados demuestran que deben ser corregidas las conexiones entre elementos en el GIS o corregir los atributos de los elementos, con el fin de obtener el correcto nivel de tensión u obtener un correcto de flujo.

3.4 Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo

Para las simulaciones se ha utilizado el día **5 de agosto de 2019**, en intervalos de 15 minutos. Se seleccionó debido a que es un día donde las curvas de demanda del alimentador en los circuitos no posee interrupciones, y que a su vez las cargas poseen la menor cantidad de mediciones en cero.

Los resultados de simulaciones consideran tres casos, estos diseñados con el fin de analizar el impacto de utilizar el algoritmo de asignación de cargas de alto nivel, o el impacto del uso del algoritmo de asignación de cargas de bajo nivel.

Considere la asignación de cargas de alto nivel como el encargado de modificar las curvas de los clientes para obtener una respuesta en la simulación que se asemeje a la curva real de potencias activa y reactiva en la salida de la subestación. Mientras que el algoritmo de asignación de cargas de bajo nivel, se especializa en adaptar las curvas de los clientes basándose en los perfiles de potencia activa y reactiva del transformador de baja tensión que alimenta cada circuito secundario, y cuando estos ramales no disponen de medición remota en el transformador de baja tensión, se adaptan los clientes a las curvas de la subestación.

Los tres casos diseñados para analizar se describen como:

- Caso 1: Es la simulación utilizando curvas genéricas para todas las cargas definidas a partir de mediciones de UVECAGE. El algoritmo de asignación de carga modifica estas curvas para ajustar el perfil de demanda del alimentador en los resultados de la simulación con respecto a la curva real de la subestación. Tal y como se muestra en la figura 3.17, todas las cargas (en azul) se modifican para lograr que la curva del alimentador simulada de igual que la curva medida.
- Caso 2: Esta simulación consiste en la asignación de curvas obtenidas a partir de medición remota en las cargas que disponen de estos valores, o la asignación de la curva de UVECAGE ante la ausencia de información de medición remota. El algoritmo de asignación de carga modifica únicamente las curvas genéricas de UVECAGE. Cabe destacar que existen

algunos clientes solo poseen la medición remota de potencia activa, por lo que a estos clientes se les realiza asignación de carga en la potencia reactiva. En la figura 3.18, se puede apreciar que en un circuito secundario puede existir clientes con MR (en negro) y sin MR (en azul), de esta forma se estaría utilizando la curva del alimentador para ajustar los clientes sin MR.

- Caso 3: Para este caso la simulación incorpora el nuevo algoritmo de asignación de carga, este realiza un ajuste de las curvas de los clientes basándose en la curva real del transformador de baja tensión. Los clientes cuyo transformador no dispone de medición remota, se ajustan a partir de la curva del alimentador. En esta simulación todos los clientes utilizan curvas UVECAGE. En la figura 3.19, se aprecia que el transformador 6 correspondiente a las cargas en azul no posee curva medida, por lo que dichos clientes se simulan con curvas de UVECAGE ajustadas a la curva del alimentador, pero esto se realiza hasta después de ajustar los clientes en donde su transformador respectivo sí tiene curva medida. De esta forma, la asignación de carga de alto nivel se utiliza para terminar de ajustar la curva del alimentador simulada.

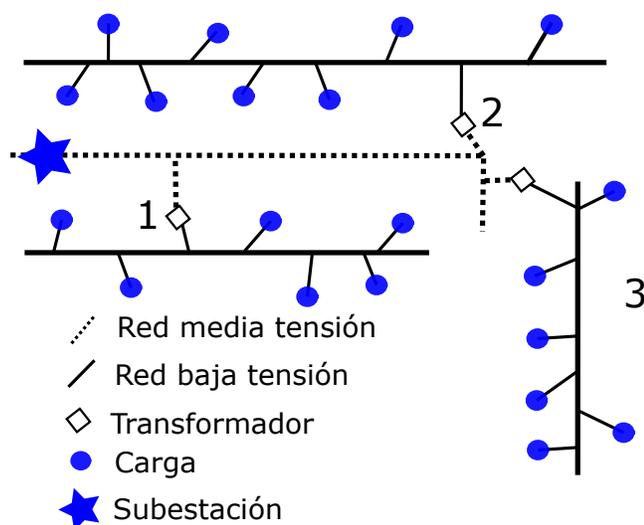


Figura 3.17: Asignación de carga caso 1

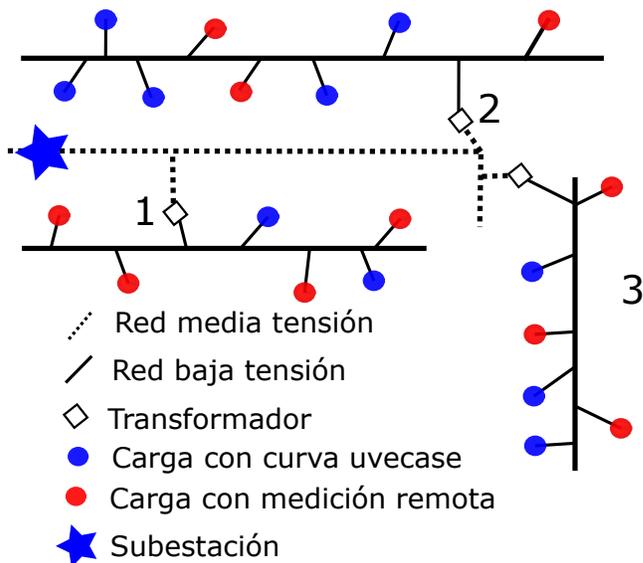


Figura 3.18: Asignación de carga caso 2

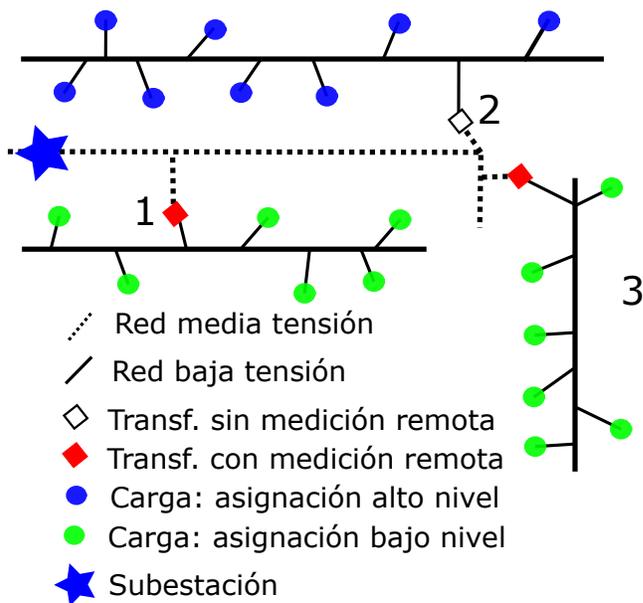


Figura 3.19: Asignación de carga caso 3

En todos los casos se incluyó el aporte de potencia de las luminarias, las cuales se les asignó un perfil de demanda constante de 6:00 pm a 6:00 am cuya

potencia activa se basa en la información obtenida del GIS. Estas cargas nunca son sujetas a modificaciones por parte del algoritmo de asignación de carga.

Para el análisis de **exactitud** de cada caso de simulación se determinó una distribución del error basado en el error promedio de todo el día por elemento, esto es, se obtiene el error en cada punto de la curva (cada 15 minutos) entre la medición de campo y el resultado de simulación, para luego calcular el promedio de los 96 valores del día. Los valores finales de comparación entre un caso de simulación y otro, será el promedio de todos los elementos disponibles con error calculado, como se detalla en la ecuación (3.2).

$$\text{Prom}_{\text{elemento}} = \frac{\sum_{i=1}^{96} \frac{\text{pred}_i - \text{real}_i}{\text{real}_i} \cdot 100}{96} \quad (3.1)$$

$$\text{Prom}_{\text{comparación}} = \frac{\sum^n \text{Prom}_{\text{elemento}(n)}}{n} \quad (3.2)$$

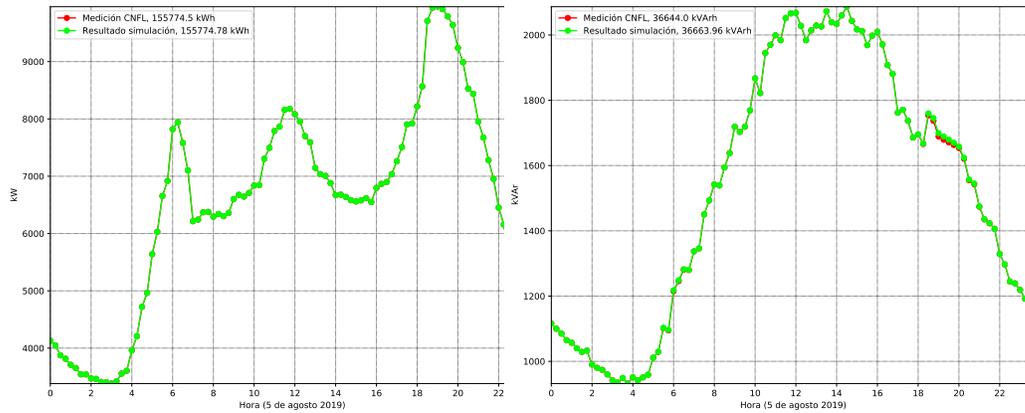
donde n es la cantidad de elementos con medición disponible para realizar la comparación, estos pueden ser la tensión de la carga o las potencias activa y reactiva de transformadores de baja tensión.

3.4.1 Caso 1: Simulación UVECASA con asignación de cargas de alto nivel

Para obtener los resultados de este escenario, se procede con la asignación de cargas para todos los clientes con curvas de UVECASA, y con esto se realiza una asignación de cargas de alto nivel, que permite que en la salida de la subestación la curva simulada sea igual o similar a la real. A continuación se muestran los resultados para los circuitos Santa Bárbara y Linda Vista.

Circuito Santa Bárbara

La figura 3.20 muestra el resultado de simulación del alimentador del circuito Santa Bárbara, usando un máximo de 15 iteraciones obteniendo así 1% de error en Q y 0.3% de error en P durante el algoritmo de asignación de carga. Tal y como se aprecia, dichos porcentajes de error son casi imperceptibles de forma gráfica, siendo así un resultado bastante aceptable a nivel de la subestación.



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curvas de potencia reactiva (Q)

Figura 3.20: Potencia del alimentador, circuito Santa Barbara, caso 1.

El error por iteración en la asignación de carga se muestra en la siguiente figura 3.21. Dado que el 100 % de las cargas se manipulan mediante asignación de cargas, el error se reduce rápidamente. Tal y como se observa en la figura, a partir de la iteración 4 la mejora no es significativa como en las iteraciones anteriores.

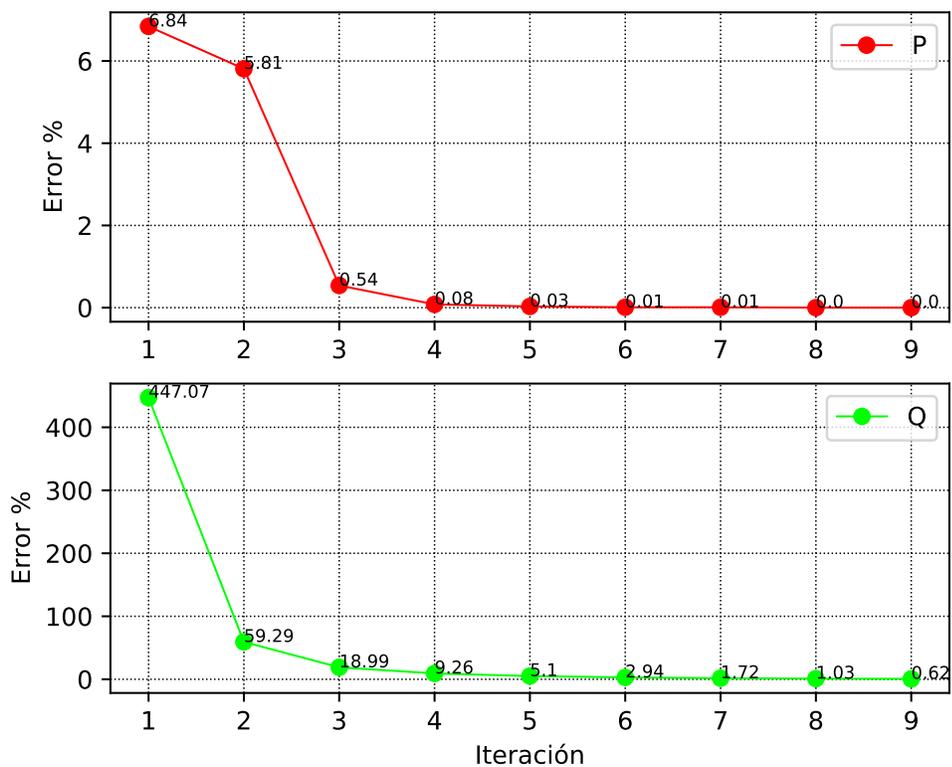


Figura 3.21: Error por iteración, circuito Santa Bárbara, caso 1.

Para este caso, se puede notar cómo la asignación de carga converge en la iteración número 9, donde se alcanza un 0% y 0.62% de error en la curva de P y Q del alimentador respectivamente. Es notable como en la figura 3.20 que el error en la curva de P es 0% ya que ambas curvas están superpuestas.

Analizando los resultados de tensión en las cargas se obtienen los 3 casos representativos según el error comparado con la medición de campo, estos son, donde hay mayor error, donde el error se sitúa en la media y donde hay menor error. Las figuras 3.22 a 3.24 muestran los resultados.

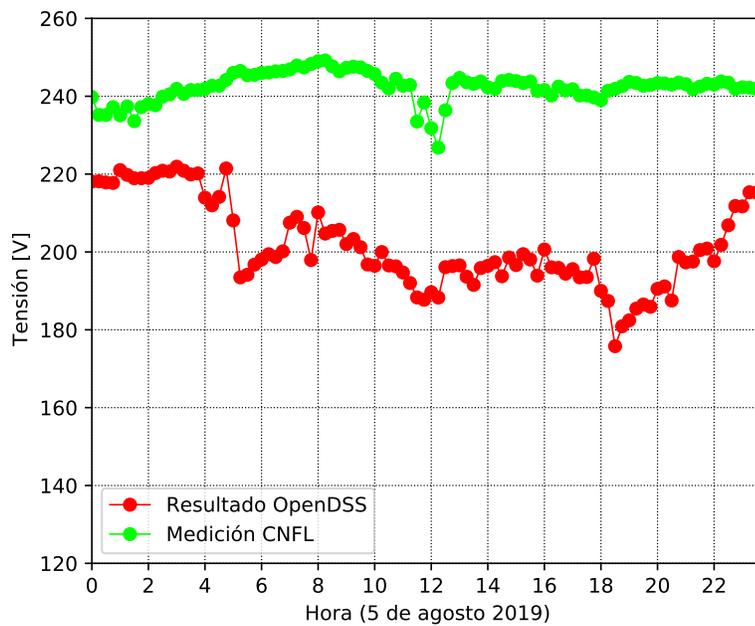


Figura 3.22: Cliente 1256516 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.

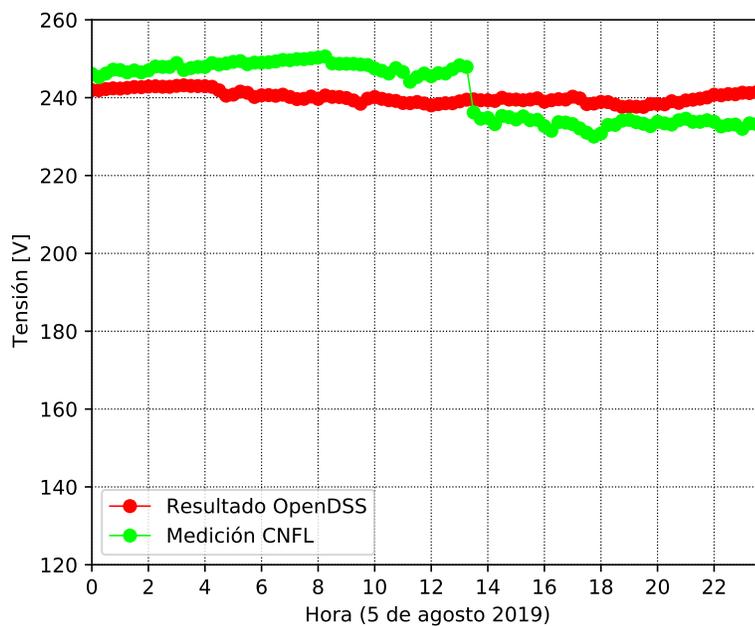


Figura 3.23: Cliente 1256905 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 1.

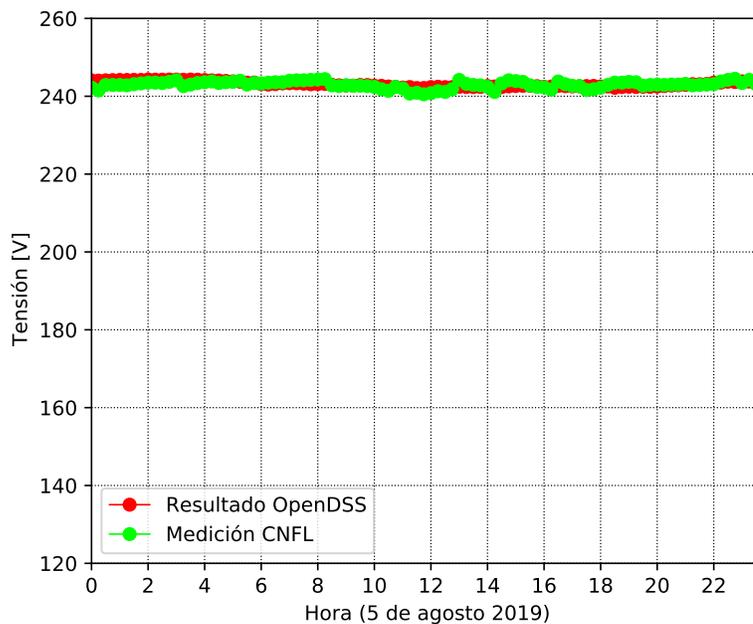


Figura 3.24: Cliente 1287448 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.

Se puede notar que el peor caso varía como máximo 25%, esto puede deberse principalmente al ajuste de TAP el transformador debido a que los TAPs han sido asumidos por falta de información de estos.

Por otra parte, la figura 3.25 muestra el análisis estadístico del error en las medidas tensiones disponibles. El error mostrado va de 0 a 1, donde 0 equivale a 0% de error y 1 equivale a 100% de error. Se excluyen del análisis todos aquellos casos donde la medición contiene una interrupción de servicio o error de medición.

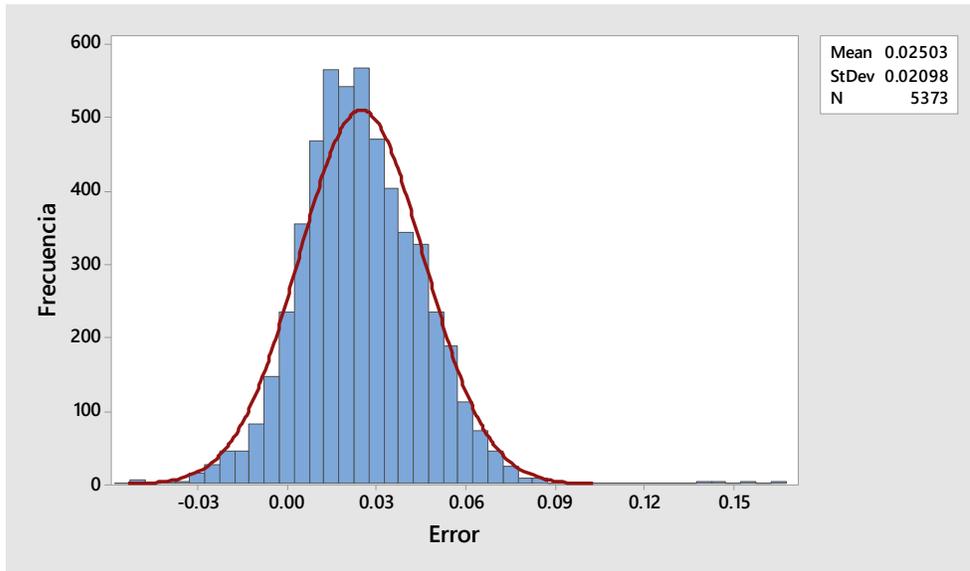
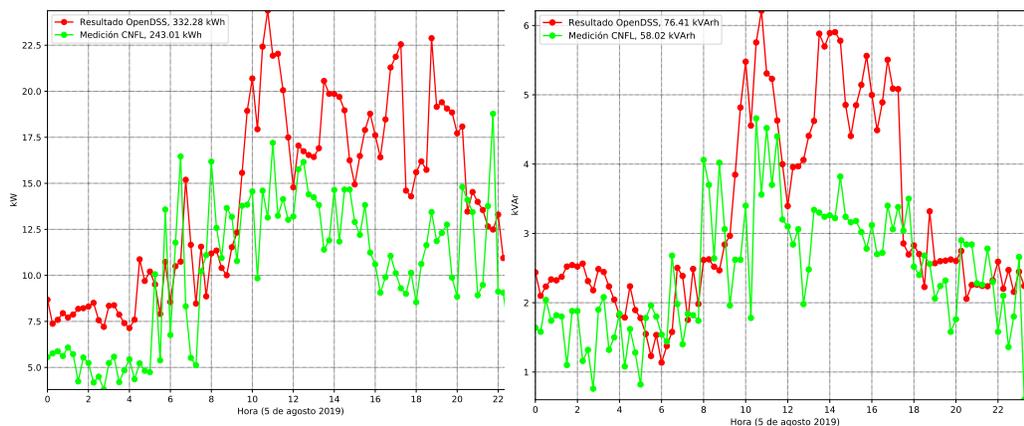


Figura 3.25: Distribución normal de la probabilidad del error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 1.

De la figura anterior, se puede extraer que el error de tensión se centra en 2.5%, para una muestra de 5373 clientes, lo que indica que la simulación presenta resultados confiables de tensión.

En el análisis de potencia en transformadores se realiza una comparación en los 3 casos representativos, esto según el porcentaje de error usando la medición de campo. Para obtener los casos se utiliza únicamente el error en potencia activa.

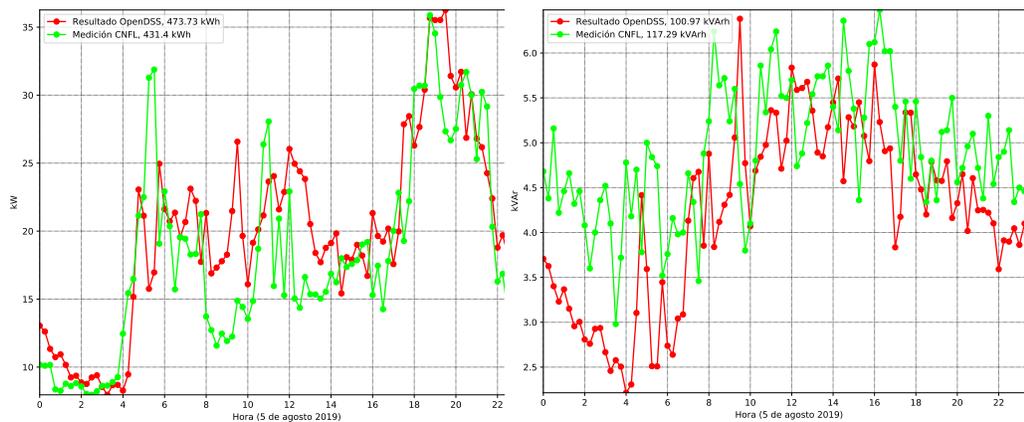
3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

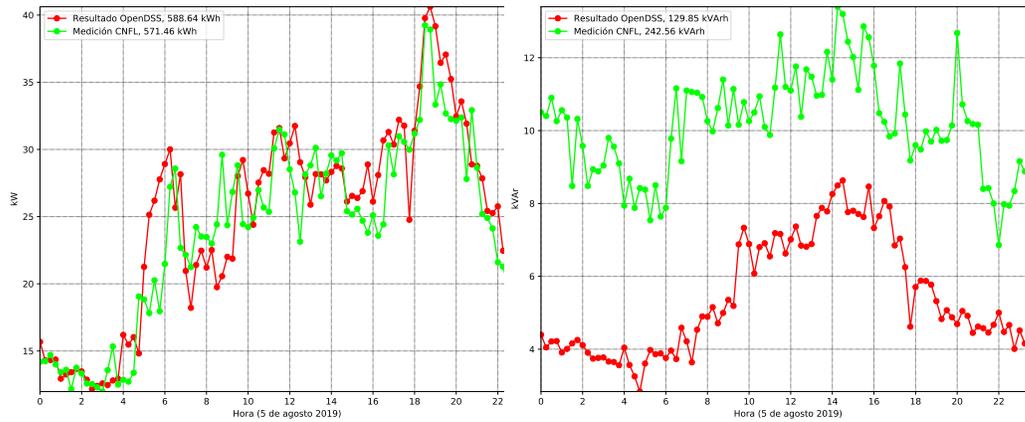
Figura 3.26: Transformador 946407 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.27: Transformador 946282 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 1.



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.28: Transformador 946281 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 1.

Es notable que el caso 1 arroja buenos resultados en la asignación de carga ya que al comparar el resultado de simulación con la medición se tienen tendencias bastante correlacionadas, no obstante, en el caso de menor error en potencia activa se obtiene alto error en potencia reactiva.

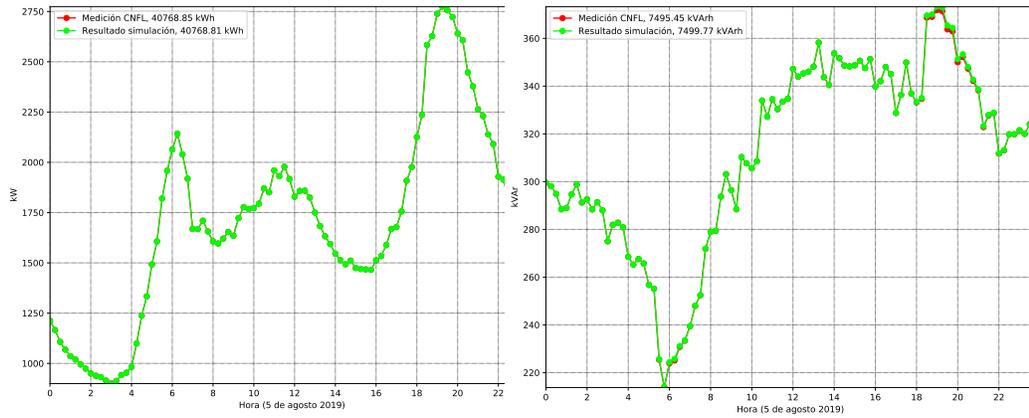
El mayor error en P obtenido es de 143% según se muestra en la figura 3.26a, y en Q es de 274% según se muestra en la figura 3.26b.

No se incluye distribución normal del error para las potencias reales y reactivas, ya que solo se dispone de 7 mediciones de transformadores, lo que no proporciona información suficiente para la distribución.

Circuito Linda Vista

El resultado de la simulación del alimentador del circuito Linda Vista se muestra en la figura 3.29, aunque el algoritmo de asignación de cargas fue programado para iterar 15 veces, fueron suficientes 4 iteraciones para que el error en P fuera de 0.1% y el error en Q fuera 3.1% deteniendo así el proceso de asignación de cargas. Los resultados de las iteraciones se observan en la figura 3.30.

3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curvas de potencia reactiva (Q)

Figura 3.29: Potencia del alimentador, circuito Linda Vista, caso 1

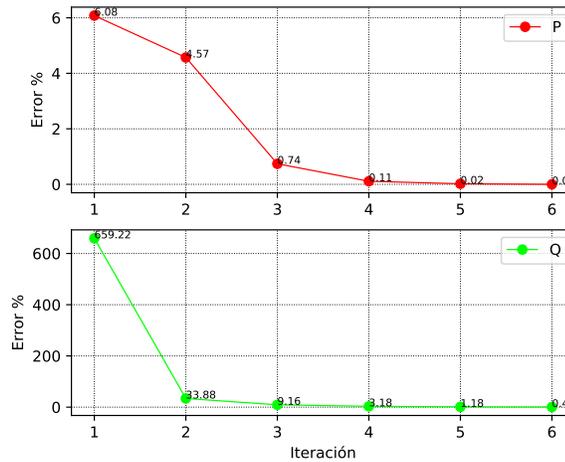


Figura 3.30: Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 1.

Al analizar las tensiones de los clientes se puede observar que las simulaciones como tales no logran obtener un nivel bajo de error, aun con la asignación de cargas la simulación no resulta con niveles bajos de error ya que este algoritmo se enfoca en potencia y no en la tensión. En las figuras 3.31, figura 3.33 y la figura 3.32 muestran las tensiones de las cargas representativas para este circuito.

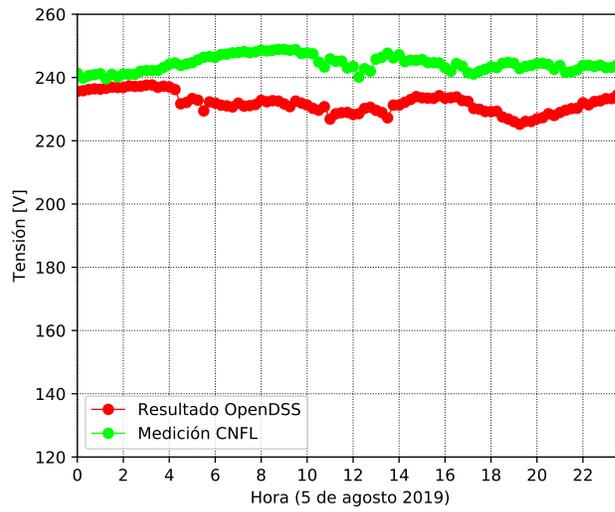


Figura 3.31: Cliente 1291766 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 1.

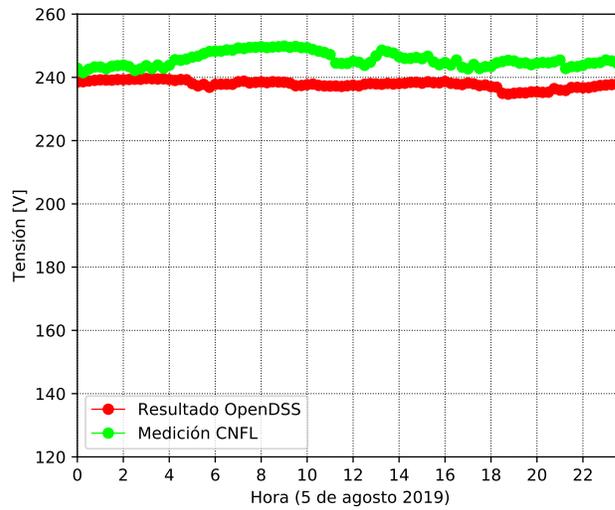


Figura 3.32: Cliente 1259383 con error medio, circuito Linda Vista, caso 1.

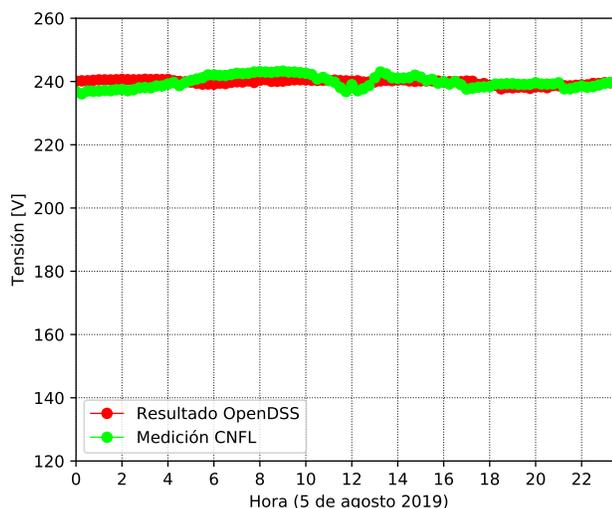
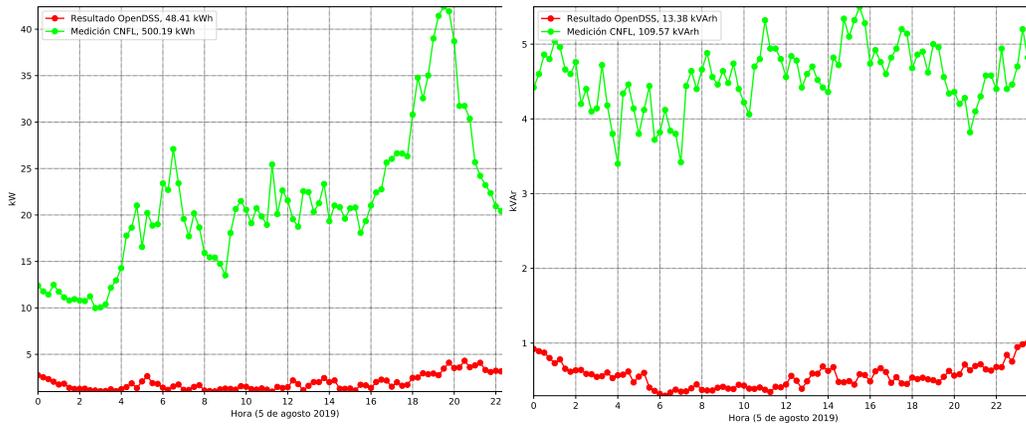


Figura 3.33: Cliente 1291767 con menor error, circuito Linda Vista, caso 1.

No se incluye distribución normal del error ya que se dispone de pocas mediciones de tensión, lo que no proporciona información suficiente para la distribución.

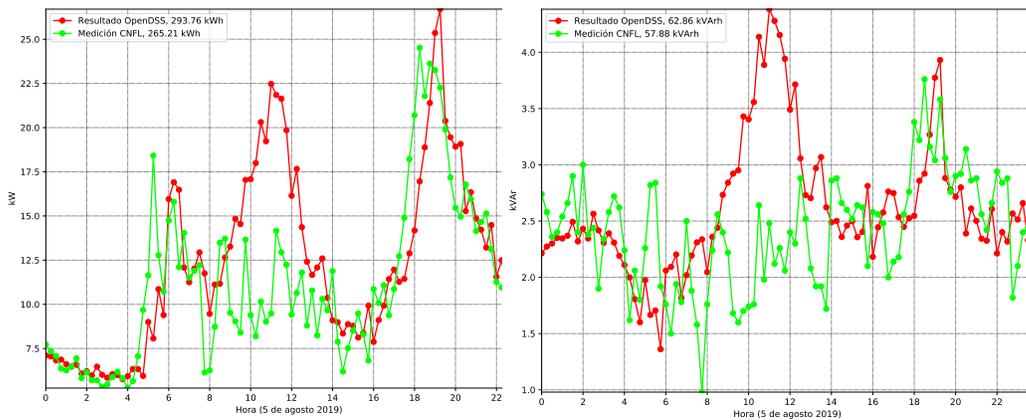
Los transformadores presentan un error bajo en potencia al ser comparados con la medición real obtenida mediante medición remota. Los casos representativos se observan en las figuras 3.34, 3.35 y 3.36. Siendo las muestras de mayor error en potencia activa, error medio y menor error ilustrados. Por otra parte, la figura 3.37 muestra el análisis estadístico del error en las mediciones de potencias P disponible. Mientras que la figura 3.38 muestra el análisis de error en las potencias reactivas. Se puede notar cómo el promedio en potencia activa de los 59 transformadores analizados se encuentra en el 23%, existiendo unos cuantos alejados de la media, y por otro lado en potencia reactiva se puede notar cómo la mayoría de muestras se encuentran con error inferior al 90%, pero que algunos casos aislados elevan el promedio a 93.7%.



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.34: Transformador 949718 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 1.

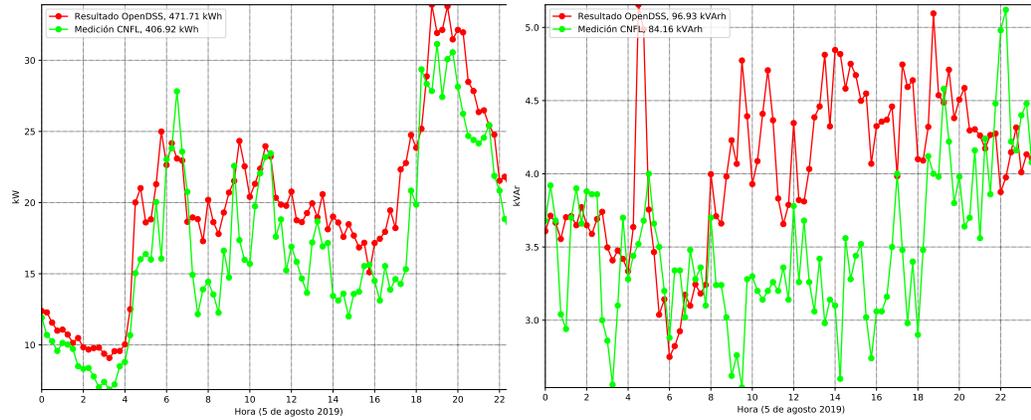


(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.35: Transformador 949610 con error medio, circuito Linda Vista, caso 1.

3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.36: Transformador 949622 con menor error, circuito Linda Vista, caso 1.

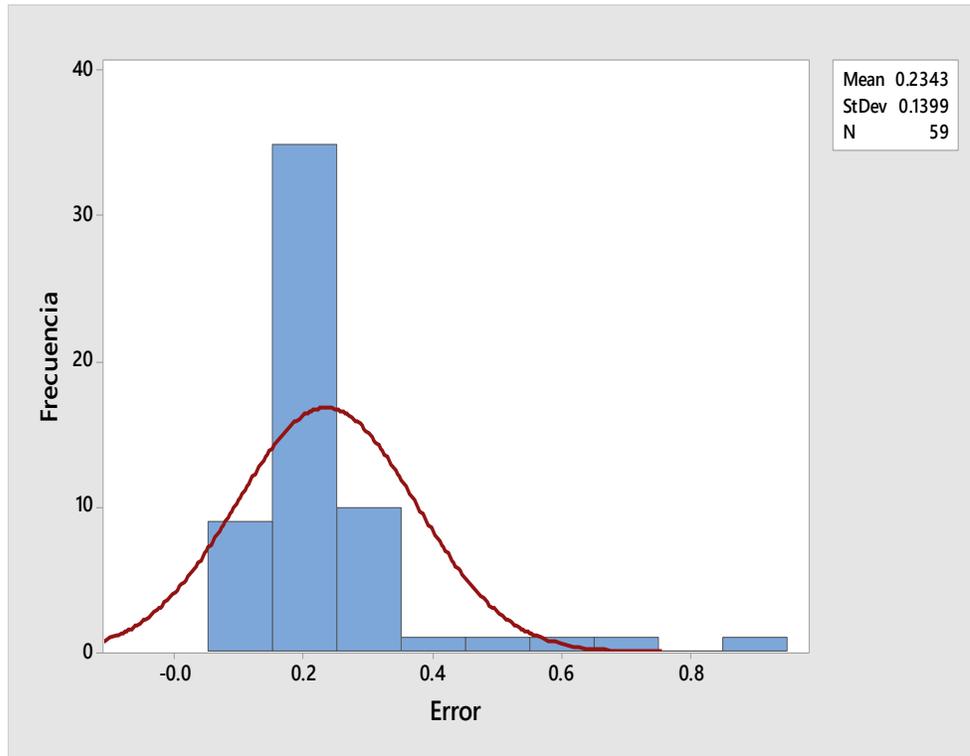


Figura 3.37: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 1.

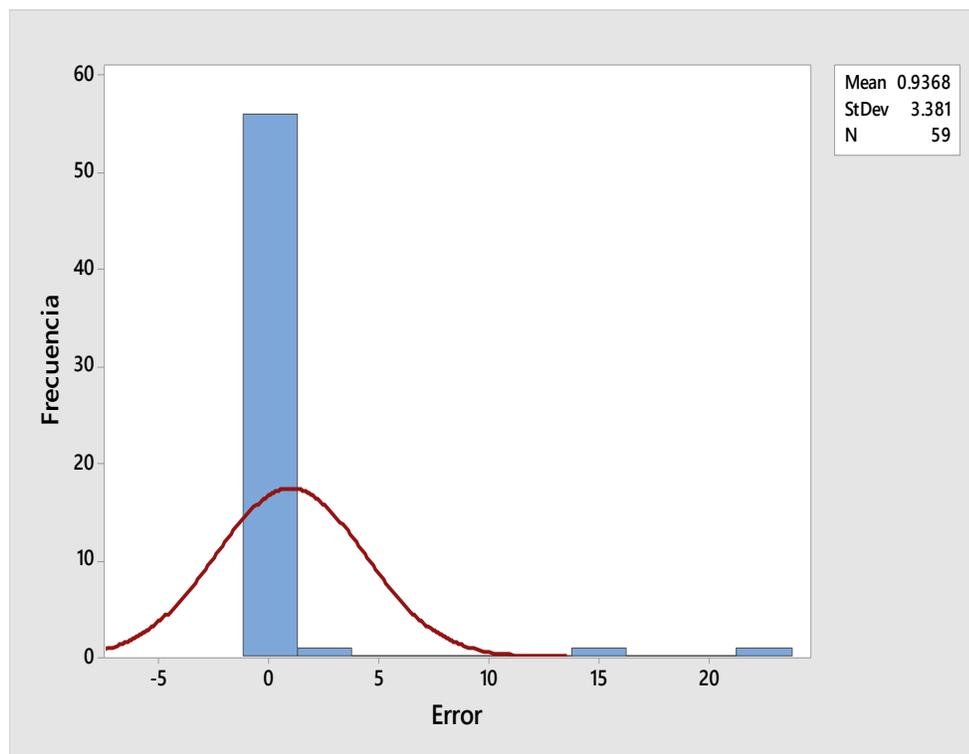


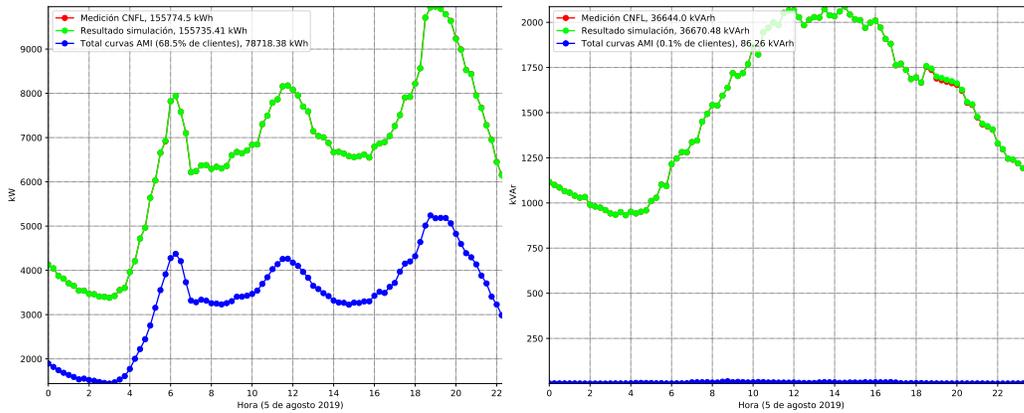
Figura 3.38: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 1.

3.4.2 Caso 2: Simulación UVECASE-Medición Remota con asignación de cargas de alto nivel

Para obtener los resultados de este escenario, se procede con la asignación de cargas para todos los clientes que poseen medición remota, y al restante de los clientes se les hace una asignación de carga con curvas de UVECASE, siendo esta última una asignación de cargas de alto nivel, que permite que en la salida de la subestación la curva simulada sea igual o similar a la real. A continuación se muestran los resultados para los circuitos Santa Bárbara y Linda Vista.

Circuito Santa Bárbara

La figura 3.39 muestra el resultado de simulación del alimentador total del circuito Santa Bárbara, usando un máximo de 15 iteraciones o 1 % de error en Q y 0.3 % de error en P durante el algoritmo de asignación de carga.



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curvas de potencia reactiva (Q)

Figura 3.39: Potencia del alimentador, circuito Santa Barbara, caso 2

La gráfica incluye la curva de suma de mediciones remotas de carga usadas como entrada para el modelo.

El error por iteración en la asignación de carga se muestra en la figura 3.40.

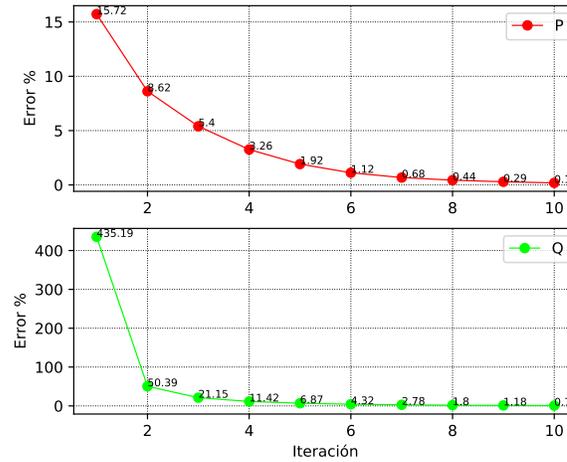


Figura 3.40: Error por iteración, circuito Santa Bárbara, caso 2.

Para este caso, se puede notar cómo la asignación de carga converge en la iteración número 10, donde se logra un 0.19 % y 0.77 % de error en la curva

3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo

de P y Q del alimentador respectivamente.

Para el análisis de resultados de tensión de carga se obtienen los 3 casos representativos según el error comparado con la medición de campo, estos son, donde hay mayor error, donde el error se sitúa en la media y donde hay menor error. Las figuras 3.41 a 3.43 muestran los resultados.

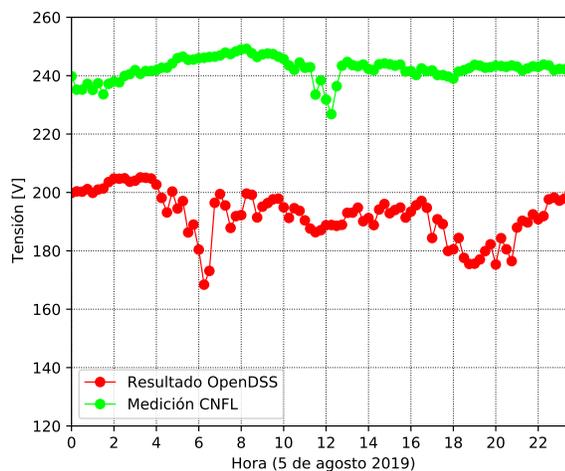


Figura 3.41: Cliente 1256516 con mayor error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.

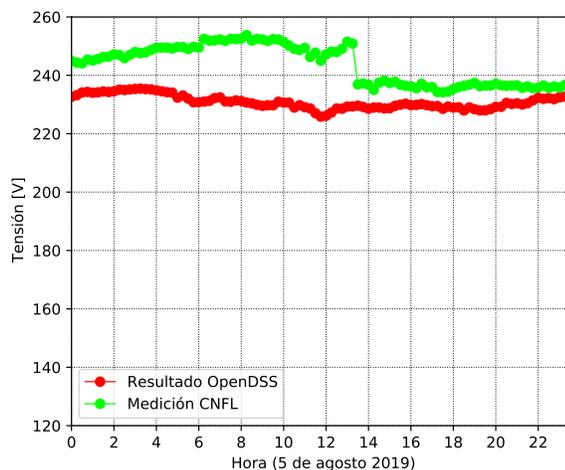


Figura 3.42: Cliente 1282995 con error medio en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.

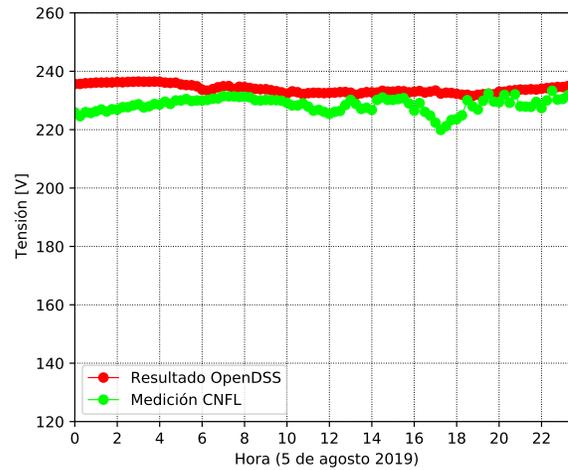


Figura 3.43: Cliente 1256819 con menor error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.

Se puede notar que en la figura 3.41, la cual corresponde al peor caso en la tensión de las cargas, varía como máximo 31 %, error que se presenta en pocas cargas tal y como se muestra en la distribución de la figura 3.44.

Por otra parte, la figura 3.44 el análisis estadístico del error en las medidas tensiones disponibles. Se excluyen del análisis todos aquellos casos donde la medición contiene una interrupción de servicio o error de medición.

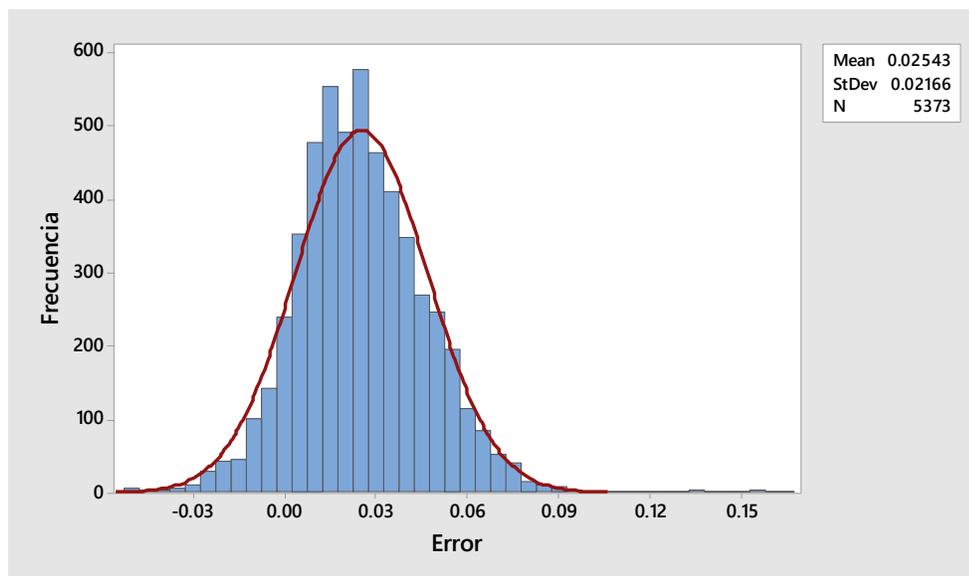
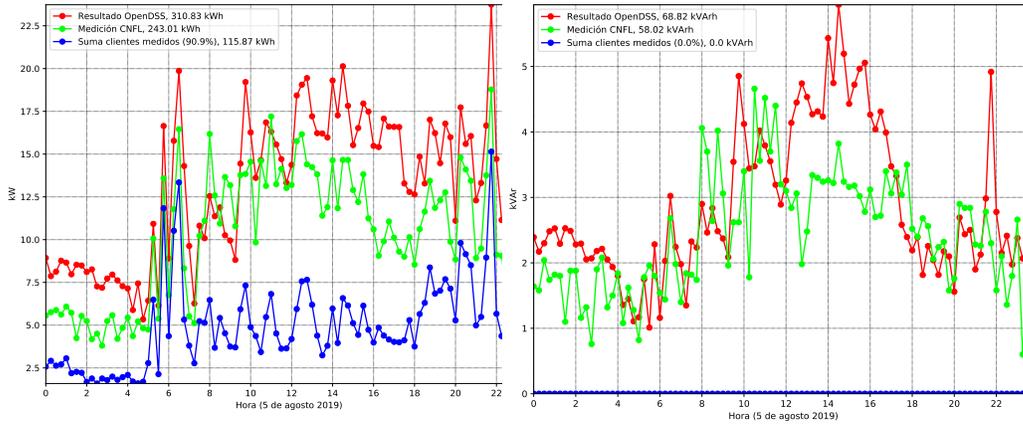


Figura 3.44: Distribución normal de la probabilidad del error en la tensión, circuito Santa Bárbara, caso 2.

De la figura anterior, se puede extraer que el error de tensión se centra en 2.5%, mismo promedio del caso 1 de simulación de este circuito, para una muestra de 5373 clientes. Se puede concluir en ambos casos de simulación, las distribuciones de error se encuentran en valores similares, lo que indica que un caso no es mejor que el otro en resultados de tensión de clientes.

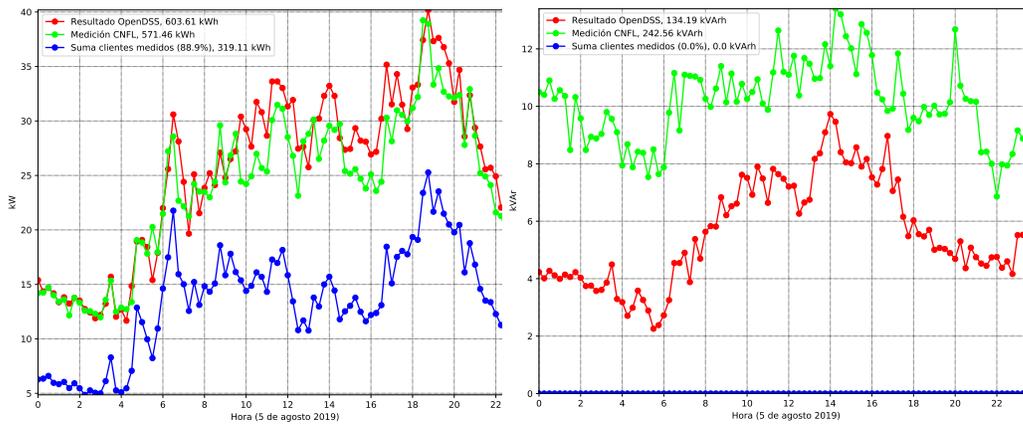
Por otro lado, a continuación se muestran los resultados representativos de potencias de transformadores. Para obtener los casos se utiliza únicamente el error en potencia activa, y por otro lado, se incluye la curva de potencia obtenida según la sumatoria de cargas con medición remota del circuito.



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

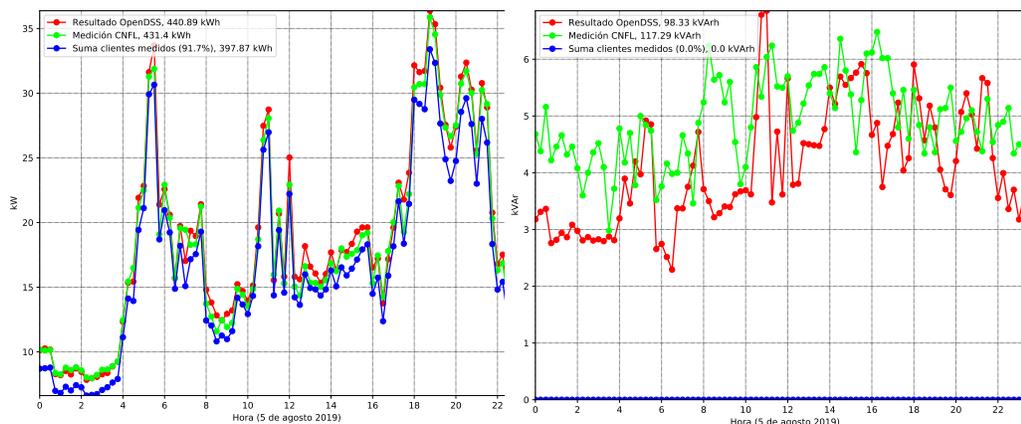
Figura 3.45: Transformador 946407 con mayor error, circuito Santa Bárbara, caso 2.



(a) Curvas de potencia activa (P)

(b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.46: Transformador 946281 con error medio, circuito Santa Bárbara, caso 2.



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curva de potencia reactiva (Q)

Figura 3.47: Transformador 946282 con menor error, circuito Santa Bárbara, caso 2.

Es interesante ver cómo los tres ejemplos se mantienen en los mismos transformadores respecto al caso 1 de simulación, esto se debe a que se utilizan los mismos parámetros de circuito, la única diferencia es que el algoritmo de asignación de cargas utiliza una menor cantidad de cargas para ajustar la curva; no obstante, este caso de simulación arroja mejores resultados que el caso anterior. Para el transformador con menor error es notable que la disponibilidad de medición remota es alta, por lo tanto, el algoritmo de asignación de carga utiliza poca cantidad de cargas para ajustar la curva; esto beneficia considerablemente la tendencia de la curva respecto al caso 1, ya que entre más penetración de medición remota tenga el circuito, más fiable será el resultado de simulación. En los ejemplos, el transformador que más se aproxima en tendencia tiene un 91.7% de clientes con medición remota.

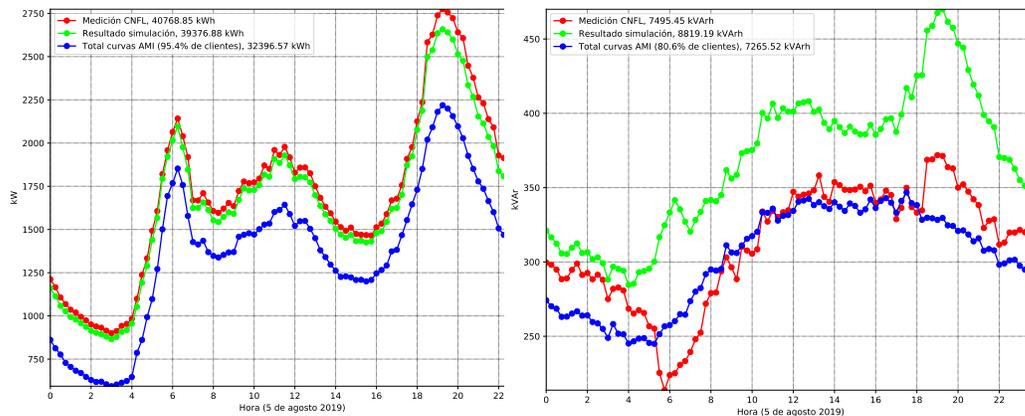
El mayor error en P obtenido es de 143% según se muestra en la figura 3.45a, y en Q es de 274% según se muestra en la figura 3.45b.

Circuito Linda Vista

Para este caso, la asignación de cargas finaliza con un error resultante en la subestación de 5.7% en la potencia activa y 51.3% en la potencia reactiva. Las curvas de la potencia se observan en la figura 3.48. Es importante mencionar que la penetración de medición remota con lectura de potencia activa es de 95.4%, mientras que la potencia reactiva posee 80.6%, por lo que el algoritmo

de asignación de cargas tiene pocas cargas para realizar los ajustes.

Los resultados mejoran conforme se aumenta la cantidad de iteraciones de la asignación de cargas tal y como se observa en el comportamiento recopilado en la figura 3.49. Sin embargo, el porcentaje de error en Q se vuelve asintótico a 51.3 %. Esto es debido al nivel de penetración de medición remota del circuito, siendo Q la variable donde el algoritmo presenta mayor dificultad para resolver, a diferencia del caso donde ajusta la totalidad de curvas de clientes como se presenta en la simulación del caso 1 de la figura 3.30. De aquí se puede afirmar que los mejores resultados de potencia reactiva se obtienen cuando se aplica asignación de cargas Q para todos los clientes.



(a) Curvas de potencia activa (P) (b) Curvas de potencia reactiva (Q)

Figura 3.48: Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 2

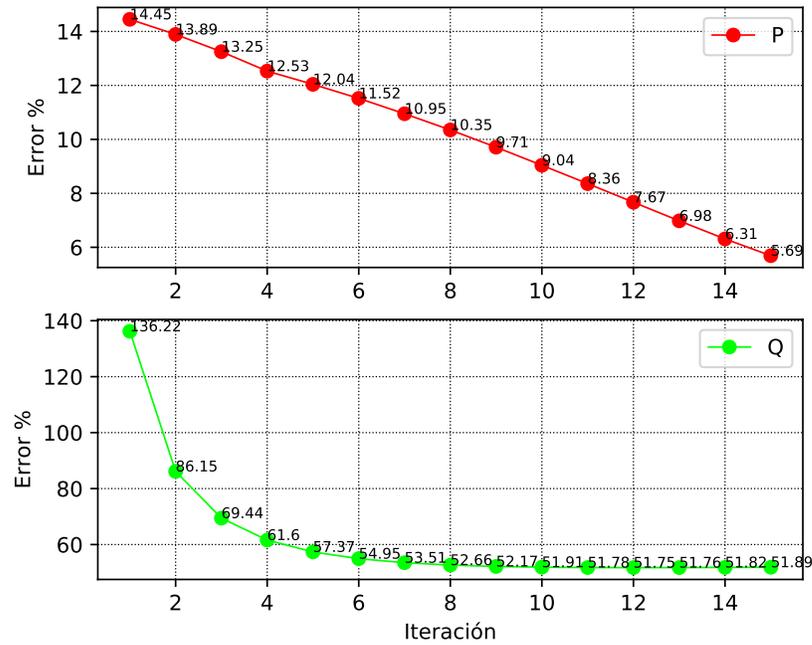


Figura 3.49: Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 2.

Un aspecto importante a analizar en la figura 3.48 es que la sumatoria de mediciones Q de clientes es superior a la medición Q del alimentador en horas de la mañana (5:45 AM - 10:15 AM), esto se debe a que la medición en la subestación es el reactivo equivalente visto desde la terminal del transformador, la cual incluye aporte capacitivo de la susceptancia de las líneas, inductivo de la magnetización de transformadores de baja tensión e inductivo de luminarias y clientes; mientras la que la curva totalizada de clientes incluye únicamente aportes inductivos de cargas medidas. Por otra parte, en la curva del alimentador se puede notar claramente un pico abrupto de demanda reactiva (40 kVAr aproximadamente) a partir de las 6:00 PM y que se reduce a las 6:00 AM, este se da debido al consumo reactivo en las luminarias, cuyo factor de potencia es un valor cercano a 0.95 en la mayoría de los casos, representando esto en promedio un 30 % de la magnitud de P (considerable).

Por otra parte, al analizar las curvas de tensión de los clientes, se puede concluir que aún el cliente con mayor error muestra un resultado simulado cercano a la curva real. En la figura 3.50 se observa que la diferencia entre la curva real y la curva obtenida a partir de la simulación no distan entre sí significativamente. El error asociado al cliente con mayor porcentaje de error es de 4.6 %, los clientes presentan en promedio un error de 3.7 % mientras que

el menor error fue de 1.2%.

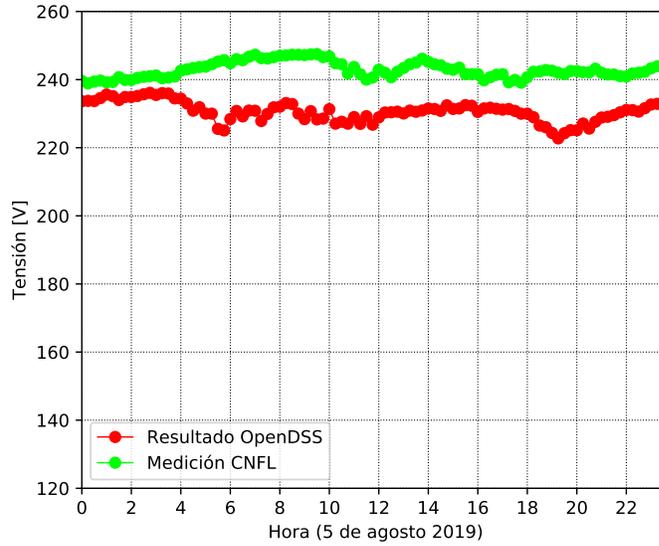


Figura 3.50: Cliente 1258939 con mayor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.

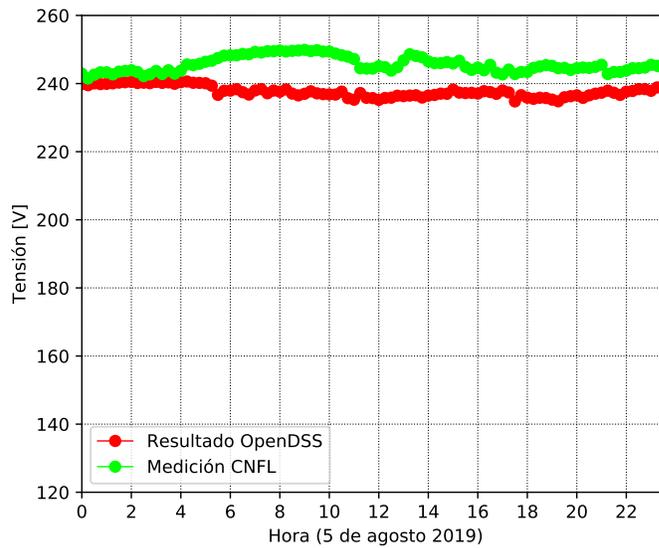


Figura 3.51: Cliente 1259383 con error medio de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.

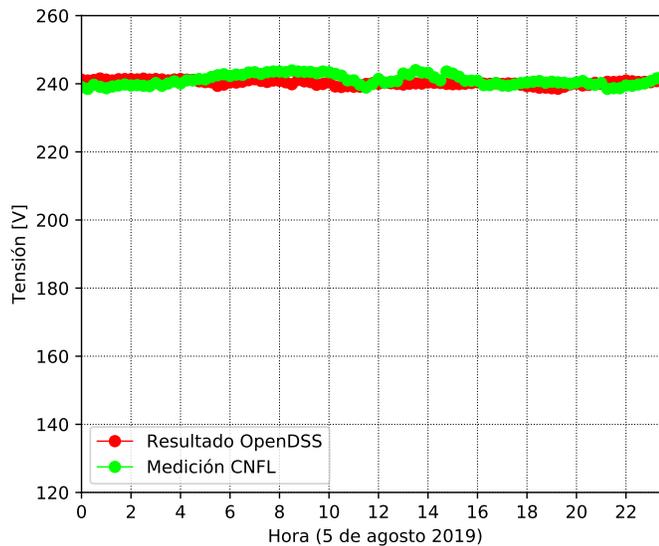
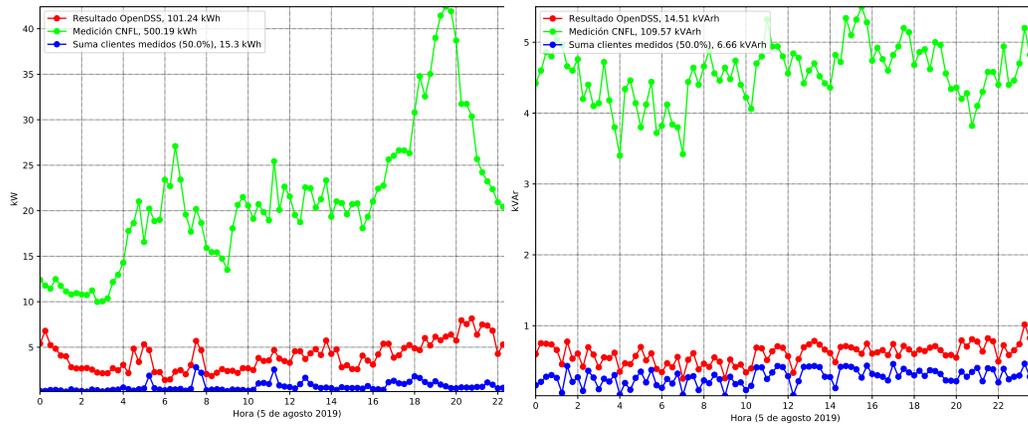


Figura 3.52: Cliente 1278121 con menor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 2.

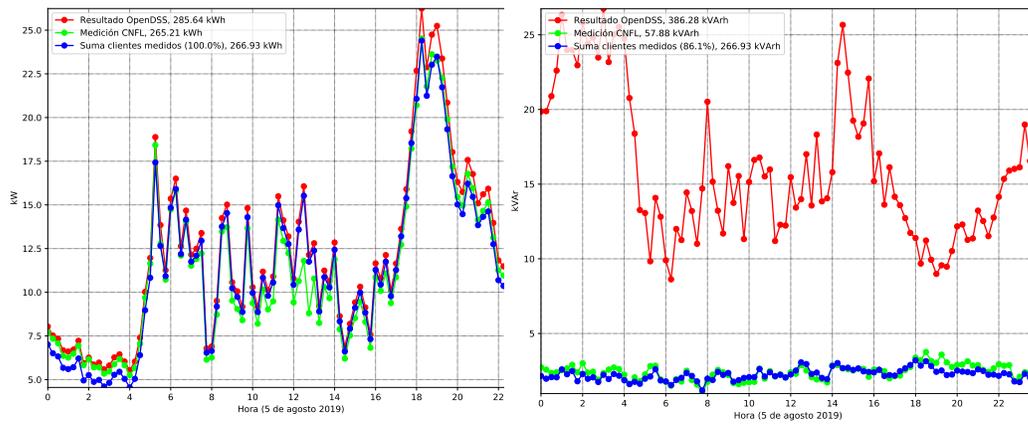
En promedio, los transformadores presentan potencias reales con poco margen de error con respecto al valor real medido. Con la excepción del transformador de la figura 3.53, el cual presenta un alto margen de error en la potencia activa, los demás transformadores analizados en la red se caracterizan por presentar resultados muy similares a los vistos en la figura 3.54. El transformador con menor margen de error se observa en la figura 3.55.



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.53: Potencias del transformador 949718 con mayor error, circuito Linda Vista, caso 2

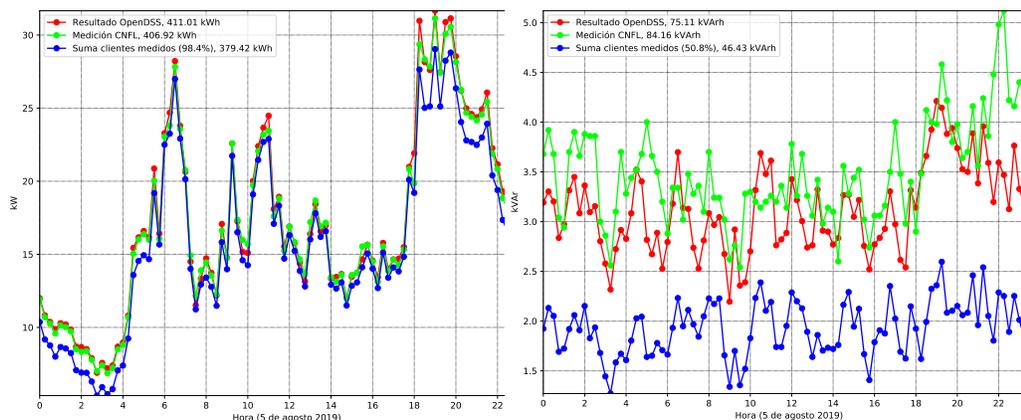


(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.54: Potencias del transformador 949610 con error medio, circuito Linda Vista, caso 2.

3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.55: Potencias del transformador 949622 con menor error, circuito Linda Vista, caso 2

Recopilando todos los datos de potencias reales y potencias reactivas, de los transformadores que poseen medición remota, y comparándolos con los valores de simulación se obtiene que la distribución del error se centra alrededor del 16% en potencia activa, mientras que para reactiva en 81% tal como se observa en las figuras 3.56 y 3.57. Es importante destacar que más de 20 transformadores poseen un error en potencia activa menor al 16%, no obstante, algunos casos aislados elevan el promedio, similar como el caso de simulación anterior. Por otro lado, se puede notar mejoría en el promedio de potencia reactiva respecto al caso de simulación anterior, pero también cabe destacar cómo casi la totalidad de muestras poseen un error inferior al 80% pero que dos casos aislados afectan al promedio. Los resultados del promedio del error demuestran que el uso de curvas de medición remota mejora considerablemente los resultados en baja tensión respecto al caso cuando solo se utilizan curvas genéricas, y es debido a que la sumatoria de estos perfiles de demanda ya siguen la tendencia del perfil del transformador, el cual se utilizará para la comparación del error. Pero sin embargo el algoritmo de asignación de cargas no logra resolver satisfactoriamente el alimentador.

Es indispensable cambiar el algoritmo de asignación de cargas actual por uno con más complejidad, por ejemplo mediante un método de optimización o un método de regresión por mínimos cuadrados. Esto permitiría obtener un resultado óptimo en el alimentador y que a su vez da un resultado con más exactitud en baja tensión debido a que los perfiles de demanda de cliente siguen

un comportamiento real y que sigue la demanda vista desde el transformador.

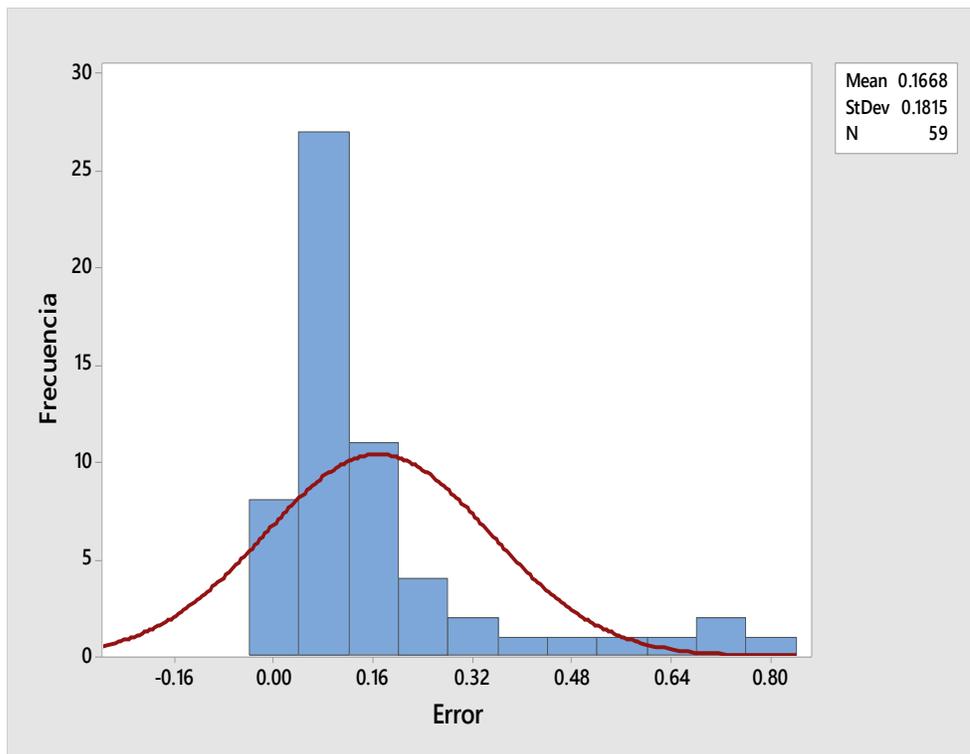


Figura 3.56: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 2.

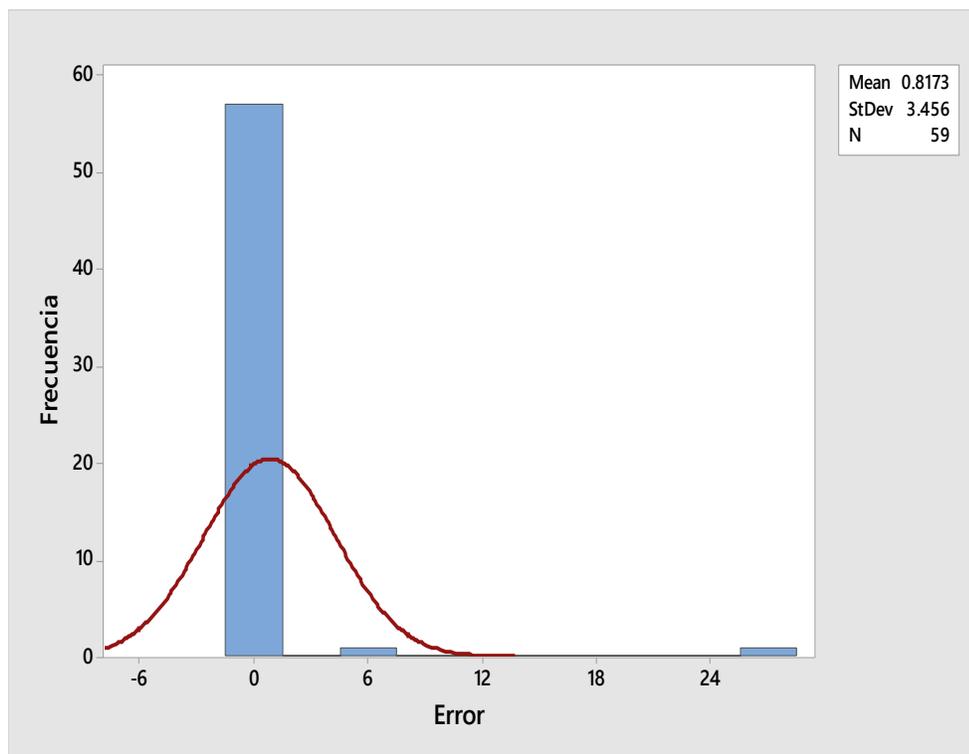
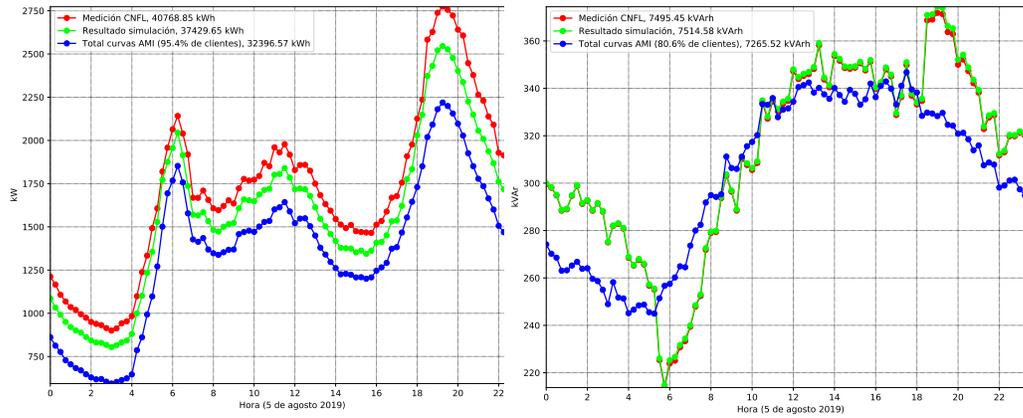


Figura 3.57: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 2.

Por último, se evalúa el efecto de aplicar asignación de cargas en Q de todas las cargas excepto las luminarias, y en el P de las cargas con curvas de UVECASE. En la figura 3.58 se puede apreciar como el efecto de utilizar mediciones reales en P y asignación de cargas en Q genera mejores resultados en la simulación. Se obtiene en 15 iteraciones 1% de error en P y 0.16% en Q.



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.58: Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 2, Q ajustado

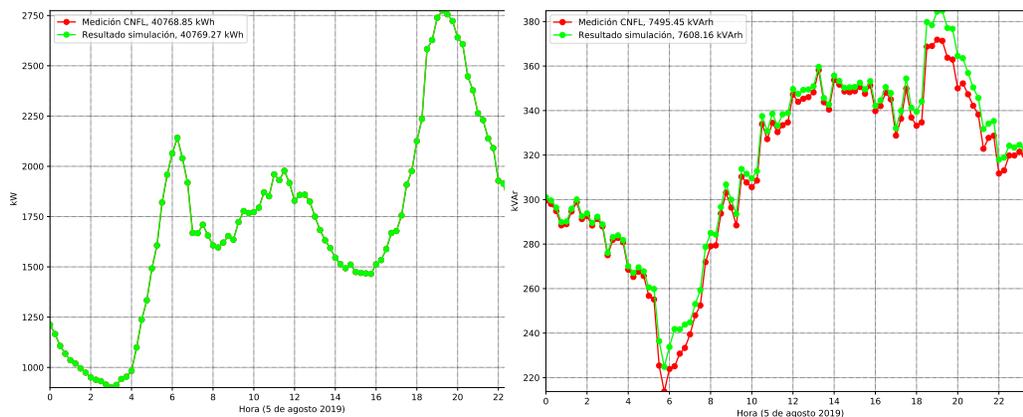
3.4.3 Caso 3: Simulación UVECASA con asignación de cargas de bajo nivel

Para obtener los resultados de este escenario, se procede con la asignación de cargas de bajo nivel para todos aquellos clientes que el transformador respectivo tiene curva medida, y al restante de los clientes se les hace una asignación de carga con curvas de UVECASA, siendo esta última una asignación de cargas de alto nivel. A continuación se muestran los resultados para los circuitos Santa Bárbara y Linda Vista.

Para este estudio solo se simuló el circuito Linda Vista, esto a causa de la reducida cantidad de medición remota en transformadores que existe en el circuito Santa Bárbara, provocando que este algoritmo no pueda ser ejecutado. Es de suma importancia la existencia de medición remota en los transformadores de baja tensión, ya que estos son quienes sustentan principalmente este algoritmo, la utilización del perfil de la subestación se convierte en un apoyo para la simulación.

Al aplicar asignación de cargas de bajo nivel se logra obtener un error muy bajo tanto en P como en Q de la subestación. Al realizar 15 iteraciones se obtuvo un error de 0.01 % en la potencia activa y 7.43 % en la potencia reactiva como se observa en la figura 3.60.

3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.59: Potencias del alimentador, circuito Linda Vista, caso 3

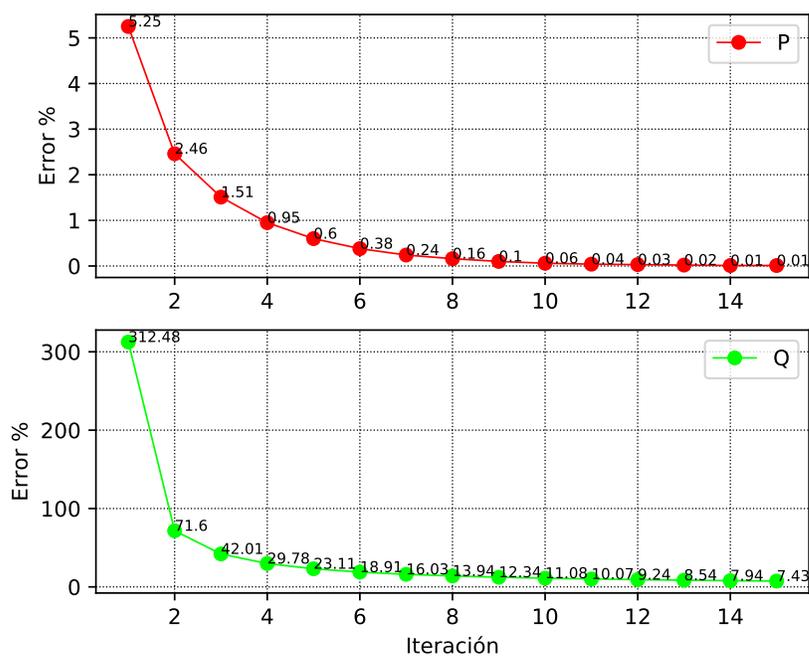


Figura 3.60: Error por iteración, circuito Linda Vista, caso 3.

Valorando los niveles de tensión en los clientes se aprecia que el nivel de error disminuye si estos son comparados a los casos 1 y 2 del circuito Linda

Vista. Obsérvese que en la figura 3.61 se tiene el cliente con mayor error, cuyo error promedio es de 5%, en el caso medio visto en la figura 3.62 presenta un 1.8% de error promedio, y el menor error, visto en la figura 3.63, tiene un 0.7% de error promedio.

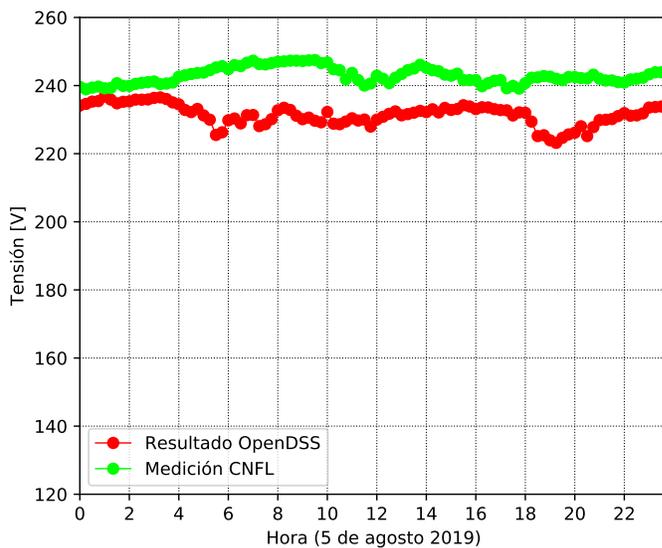


Figura 3.61: Cliente 1258939 con mayor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 3

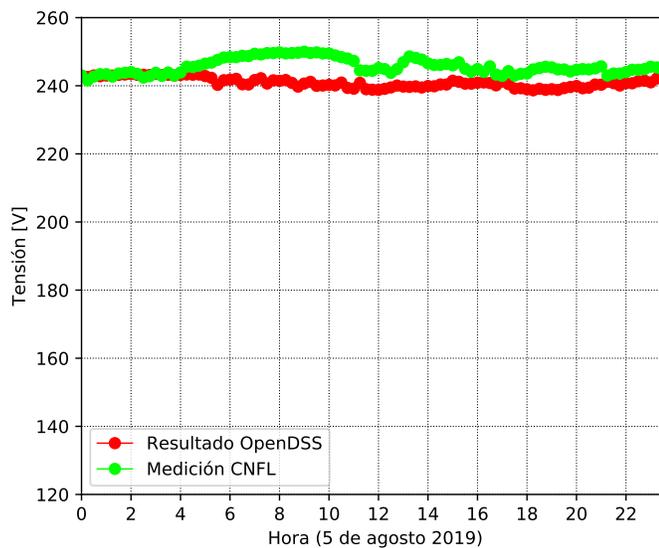


Figura 3.62: Cliente 1259386 con error medio de tensión, circuito Linda Vista, caso 3

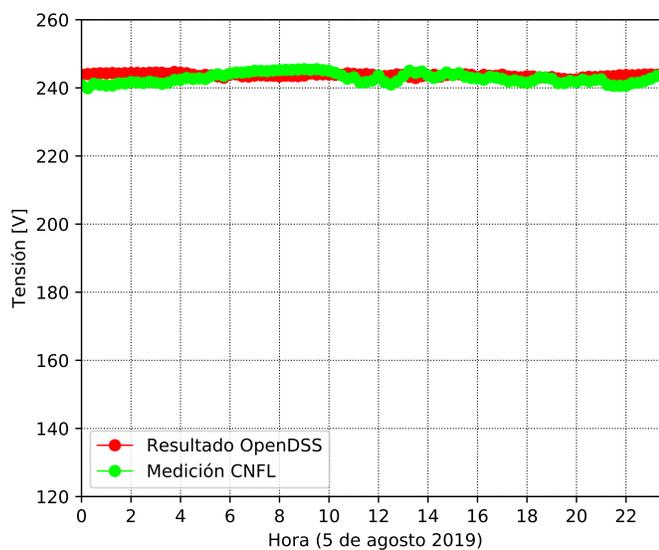
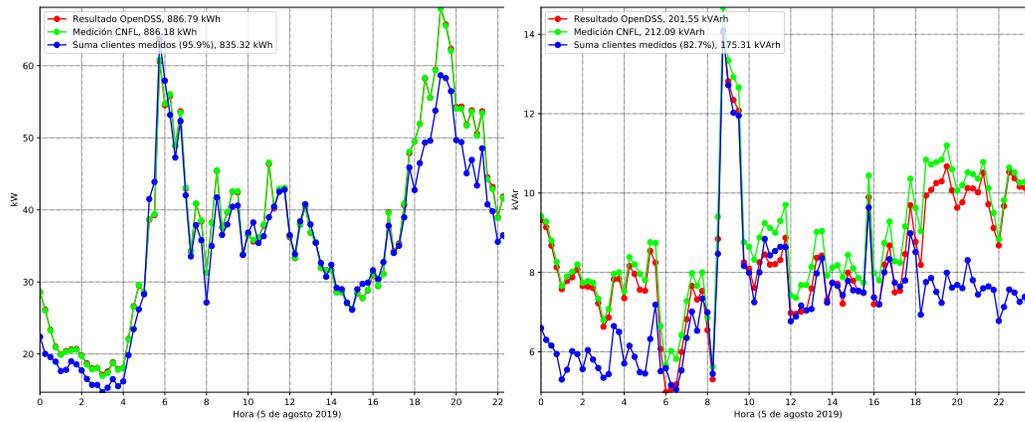


Figura 3.63: Cliente 1257411 con menor error de tensión, circuito Linda Vista, caso 3

En cuestión de transformadores de baja tensión se logra observar la enorme mejoría en todos los casos tanto en potencia activa como en reactiva. Como

se observa en la figura 3.64, el transformador con mayor valor de error en potencia activa es muy exacto, esto al comparar el valor real contra el valor simulado. Por otra parte, sin ignorar los valores medio y menor error de la simulación, vistos en las figuras 3.65 y 3.66 respectivamente, el margen de error es muy bajo, ya que es imperceptible en dichas figuras la diferencia entre medición real y valor simulado (la curva verde se superpone con la roja de resultado OpenDSS).

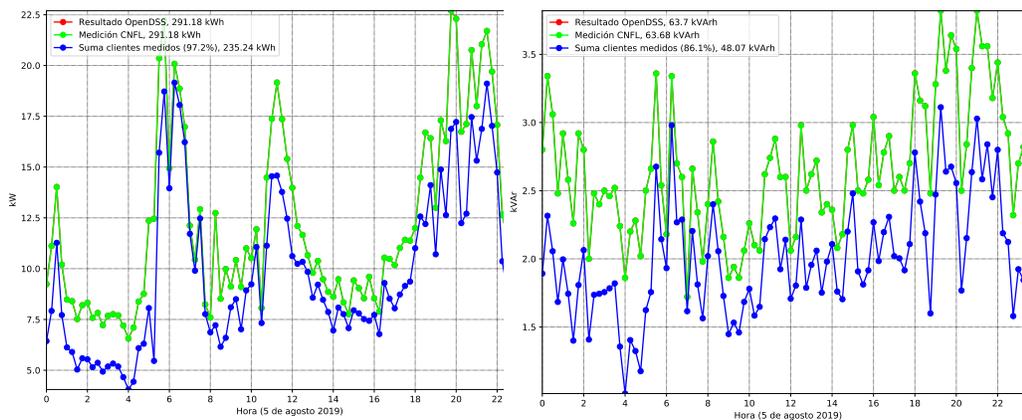


(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.64: Potencias del transformador 949824 con mayor error en P, circuito Linda Vista, caso 3

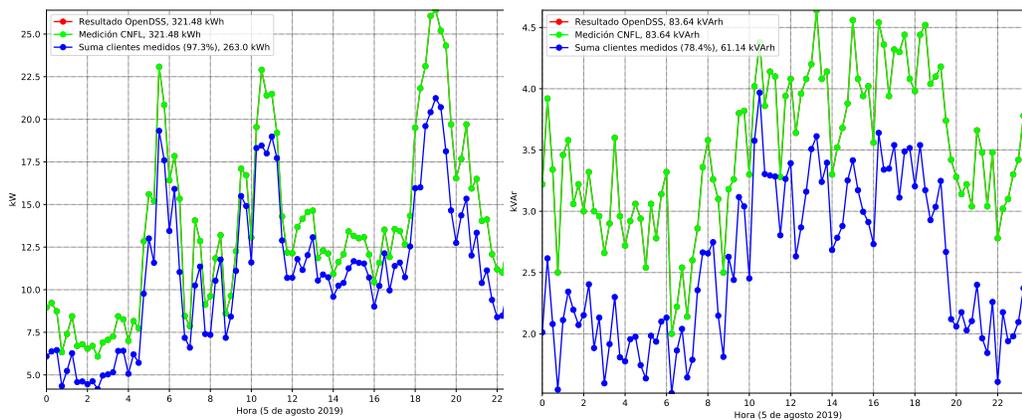
3.4. Resultados de simulación: comparación entre modelo y mediciones de campo



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.65: Potencias del transformador 949625 con error medio en P, circuito Linda Vista, caso 3



(a) Curva de potencia activa

(b) Curva de potencia reactiva

Figura 3.66: Potencias del transformador 949617 con menor error en P, circuito Linda Vista caso 3

Tal y como se observan en las gráficas de distribución del error en las figuras 3.67 y 3.68, las magnitudes de las medias del error en los transformadores son muy bajas. Esto gracias a que el algoritmo se encarga no solo de ajustar las curvas de las cargas con respecto al alimentador del circuito, sino también a

las curvas de cada transformador local de cada grupo de clientes aumentando así la exactitud de los resultados de las simulaciones. En el caso de la figura 3.68, si bien el error promedio es de un 25 %, la mayoría de transformadores en la distribución tienen un error de casi 0 %, como se puede demostrar en las figuras 3.64, 3.65 y 3.66, pero se observa en la distribución un transformador cuyo error es muy alto y por lo tanto impacta el promedio, este aporte de error se repite en todos los casos de simulación; analizando este elemento en especial se detectó que la sumatoria de mediciones de las cargas conectadas al secundario, es mayor que la medición del transformador de baja tensión durante todo el día. Este es un caso particular ya que todos los transformadores donde la sumatoria de mediciones de cargas no empataba con la medición del transformador fueron descartados, ya que sugiere que el medidor se movió y no fue actualizado, sin embargo para este transformador sí empata la potencia activa mas no la reactiva, lo que puede deberse a un error en el medidor o desajuste.

Ahora bien, si los resultados de potencias de este algoritmo son comparados contra, los resultados obtenidos en las simulaciones donde se aplica el algoritmo de asignación de cargas de alto nivel, que se basa en el principio de ajuste siguiendo el comportamiento de la curva de la subestación, se obtiene una mejoría altamente significativa tanto a nivel de ajuste de curvas, dispersión del error y media del error. Gracias a estos resultados se puede concluir que este algoritmo puede brindar una mejor exactitud de la red al simular. Y dicho sea de paso, si se logra mejorar el algoritmo de asignación de cargas a nivel de subestación, es posible mejorar aún más este caso de simulación utilizando la medición remota de cargas además de las de transformadores.

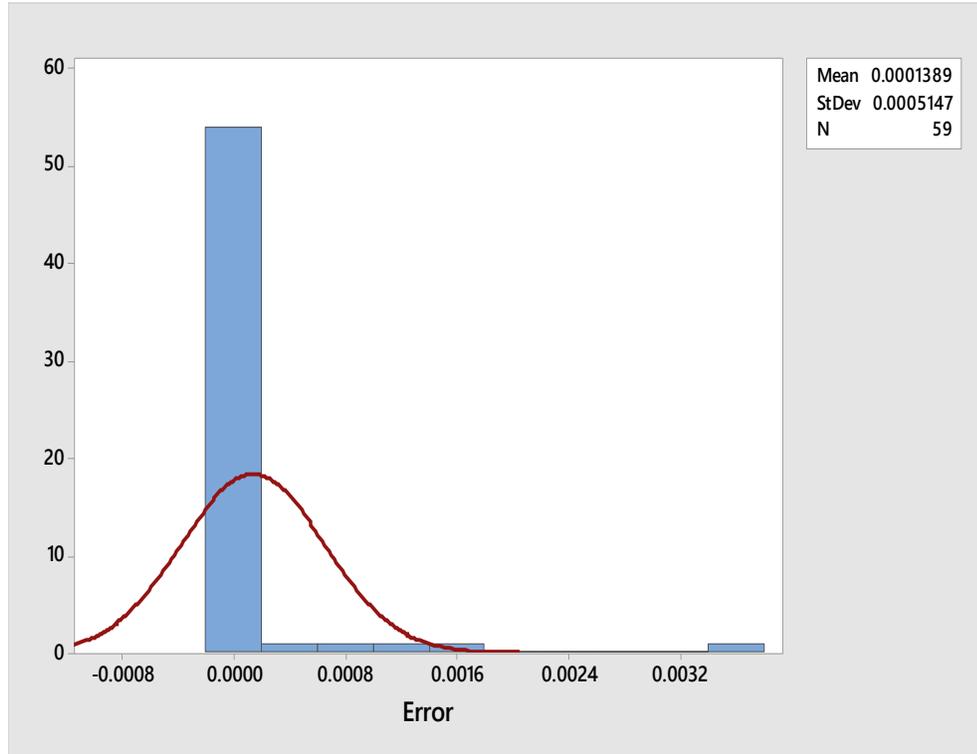


Figura 3.67: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia activa, circuito Linda Vista, caso 3.

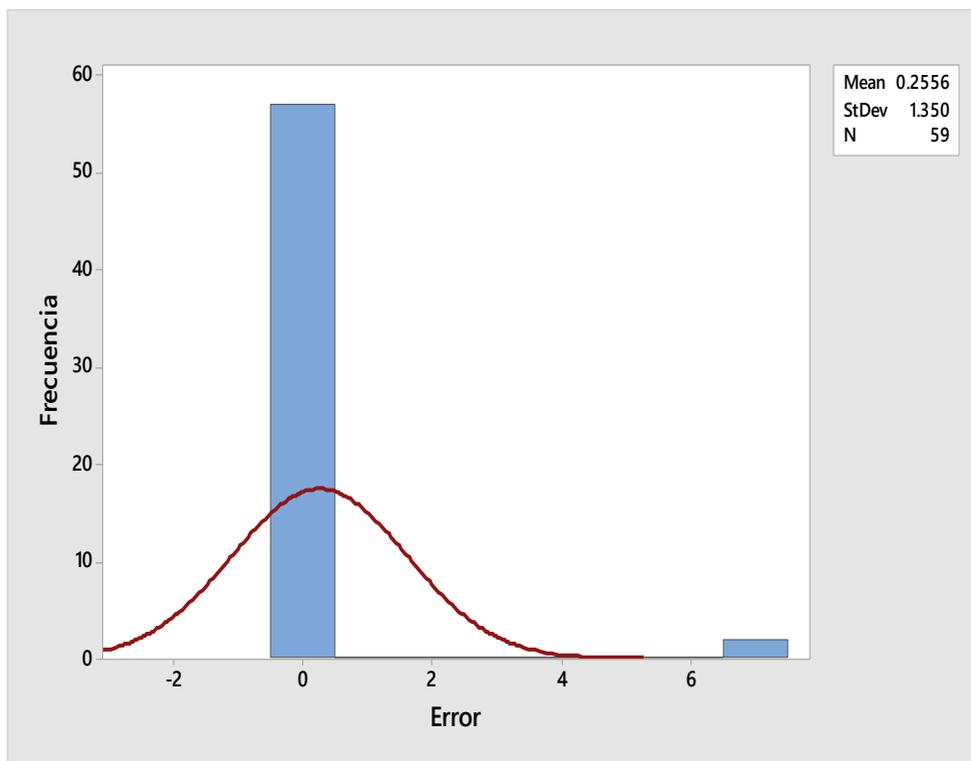


Figura 3.68: Distribución normal de la probabilidad del error en la potencia reactiva, circuito Linda Vista, caso 3.

3.4.4 Resumen de resultados de simulación

En el cuadro 3.1 se muestra un resumen de las simulaciones realizadas en el presente trabajo, esto con el objetivo de analizar rápidamente los resultados obtenidos en cada caso para cada circuito y poder comparar entre sí.

El tamaño de la muestra de tensiones utilizada es de 18 para el circuito Linda Vista y 5373 circuito Santa Bárbara, mientras que el tamaño de las muestras de potencias en transformadores son 59 en circuito Linda Vista y 7 en circuito Santa Bárbara.

Del cuadro se puede apreciar que el caso 1 es el que resuelve las simulaciones en menor cantidad de iteraciones para ambos circuitos. Además, este caso permite la mejor aproximación en la curva de P y Q del alimentador, por lo que si el objetivo es aproximar de la mejor manera el alimentador este es el mejor modelo. Sin embargo, si lo que se busca es menor error en la red de baja tensión este es el modelo menos recomendado, debido a los errores en las curvas de los transformadores y las tensiones en las cargas.

Con el caso 2 se ve una mejora a nivel de transformadores respecto al caso

1, sin embargo a nivel de la subestación el error es significativamente más alto, por lo que este no es el mejor modelo a utilizar.

Finalmente, en el caso 3 al utilizar una asignación de carga de bajo nivel, permite resultados muy buenos en baja tensión, especialmente en la potencia activa de los transformadores, así como en la tensión de las cargas. Además, aunque su enfoque no es directamente ajustar la curva del alimentador, los resultados son muy buenos, similar al caso 1. Por otro lado, Contrario al caso 1 y 2, este modelo requiere más recurso computacional para que la simulación finalice por lo que si se quieren mejores resultados hay que estar dispuesto a sacrificar el recurso computacional o bien el tiempo de ejecución, el cual supera los 60 minutos.

Cuadro 3.1: Tabla de resumen de resultados por circuito, por caso

Circuito	Caso de simulación	No. Ite.	Error P alim. %	Error Q alim. %	Media del error V cargas %	Media del error P Tx %	Media del error Q Tx %
LV	1	6	0	0.5	2.8	23.4	93.7
	2	15	5.7	51.9	2.7	16.7	81.7
	3	15	0	0.7	1.5	0	25.6
SB	1	9	0	0.6	2.5	22.7	38.2
	2	10	0.2	0.8	2.5	14.3	39.8

3.5 Evaluación del mejoramiento de la asignación de cargas y modelado de la red

Durante el proceso de modelado y análisis de la red, fue necesaria la mejora de los procesos de análisis ya existentes y en uso. Una de las mejoras fue la inclusión de luminarias en el modelado de DSS. Las cargas modeladas solo eran los clientes residenciales, comerciales e industriales; con la inclusión de las luminarias se denota el consumo importante que estas representan en la red durante las noches y madrugadas así como su aporte en el escalón visto en la red cuando todas las luminarias se encienden o se apagan. Esto mejoró la confiabilidad del resultado de la asignación de cargas, ya que este consumo de energía ya no tenía que ser cubierto por parte de las cargas al ser afectadas por el algoritmo de asignación de cargas. Aunado a la mejora de los resultados, la herramienta de modelado de la red fue modificada para que esta interprete y establezca correctamente el modelado de las luminarias.

Al simular incluyendo valores reales de medición en las cargas, se debe aplicar asignación de cargas solamente en las cargas que no poseen medición remota. Este principio generó la necesidad de aplicar el algoritmo de corrección solo en cierto tipo de cargas. Para estos casos se debió utilizar el uso de prefijos en las sentencias de código para las cargas. Mediante esta técnica se logra que el algoritmo solo modifique cargas en específico y esto conlleva a que todas las cargas sean clasificadas según sean los intereses de análisis. Llámese clasificar al proceso de identificar y etiquetar a las cargas ya sea porque no posee medición remota, que posee medición remota pero solo con lectura de potencia activa, que la medición posea potencia activa y reactiva o que la carga sea una luminaria.

Así mismo, al tener mediciones reales incluidas en las simulaciones, se enfrenta el tema de la no estandarización de las lecturas. No todos los medidores envían lecturas de tensiones, potencia activa o la potencia reactiva; generando así que las cargas sean analizadas no solo por su tipo sino también por los datos disponibles de medición remota. Esto concluyó en la mejora de análisis con la inclusión de datos reales de potencia reactiva en los clientes que poseen esa medición. La inclusión de la potencia reactiva se realizó mediante el comando de Qmult, el cual incluye los datos deseados de potencia reactiva sin irrumpir con los datos de potencia activa.

Una vez incluidas las modificaciones para la mejora de las simulaciones, los resultados de la asignación de cargas son mejorados. No obstante, se detecta que ante mayor cantidad de iteraciones se obtienen mejores resultados. El algoritmo se ejecuta normalmente hasta 15 iteraciones o al cumplirse cierto valor deseado de error, usualmente se termina el ciclo cumpliéndose la primer condición. Pero ante redes de gran tamaño e incluyendo valores reales de consumo en los clientes, la asignación de cargas pierde capacidad para obtener una curva simulada cercana a la curva real del alimentador, por lo que se vuelve necesario el incremento de iteraciones. Por lo tanto otro punto de mejora es la condición de salir del ciclo solamente si se cumple el margen de error y no por iteraciones.

3.6 Identificación de modelo de carga

Para este análisis se ha utilizado el circuito Santa Bárbara únicamente ya que se tiene un tamaño de muestra del 33 % de las tensiones de carga para realizar un análisis de impacto en tensión.

Este ejercicio consiste en realizar una simulación de flujo de potencia diario del circuito, donde todas las cargas poseen asignadas curvas de UVECASE y aplicando asignación de cargas de alto nivel. El proceso solamente varía el modelo de carga de las sentencias DSS, abarcando los modelos del 1 al 5, excluyendo así los modelos del 6 al 8, ya que estos últimos no pueden ser utilizados en la definición actual de sentencias de cargas, dado por inconsistencias aritméticas presentadas. El modelo 8 ZIP no puede ser utilizado sin conocerse de antemano los valores de las constantes que este modelo utiliza. Para el modelo 7 se simula una reactancia que crea una cantidad de volt-ampere reactivos especificados, y el modelo 6 posee una Q que no varía con el loadshape ni con otros multiplicadores. Estos 2 últimos modelos son normalmente utilizados para casos de cargas industriales.

La figura 3.69 muestra el gráfico de error por iteración de la asignación de cargas para las potencias del alimentador del circuito según sea cada modelo de carga. El cuadro 3.2, recopila los resultados obtenidos de las simulaciones para este ejercicio.

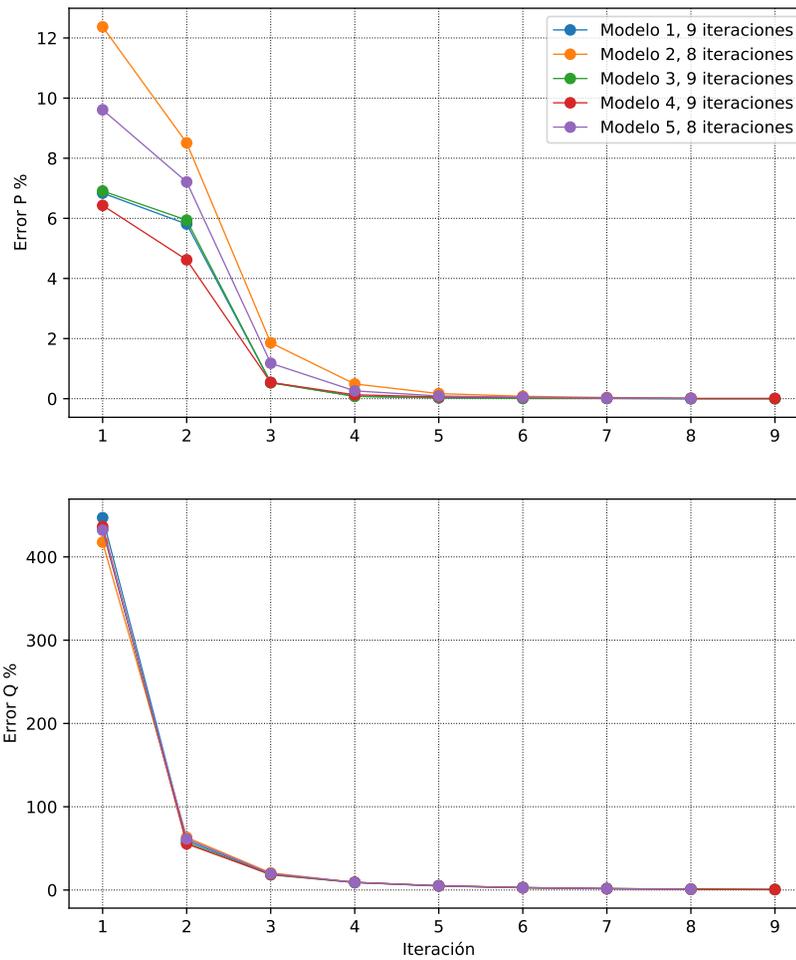


Figura 3.69: Error por iteración de asignación de cargas en las potencias del alimentador según el modelo de carga, circuito Santa Bárbara.

El promedio del error en las tensiones de cargas se muestra más detalladamente en la gráfica de la figura 3.70.

Cuadro 3.2: Resumen de resultados variando el modelo de carga, circuito Santa Bárbara

Modelo OpenDSS	Tipo de Carga	No. Ite.	Error P alim. %	Error Q alim. %	Media del error en V de carga %
1	P+jQ constante estándar	9	0	0.62	2.503
2	Impedancia constante	8	0.02	0.89	2.464
3	P constante, Q cuadrático (motor)	9	0	0.61	2.498
4	P lineal nominal, Q cuadrático	9	0.01	0.61	2.489
5	Corriente de magnitud constante	8	0.01	0.96	2.484

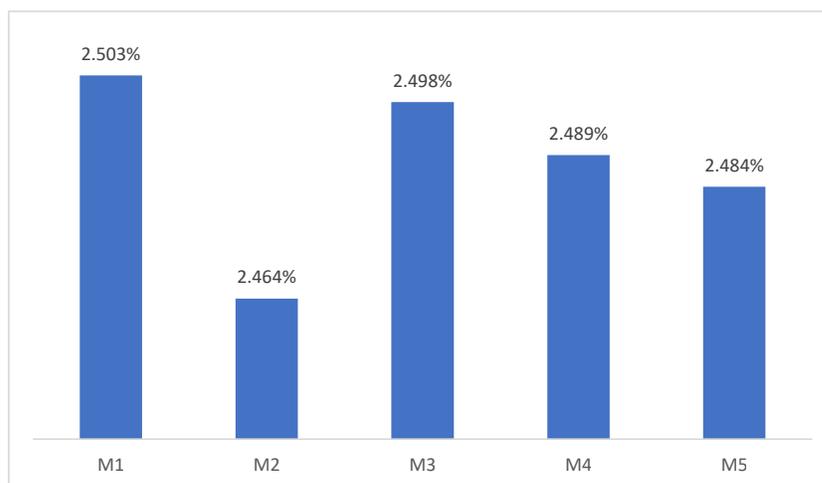


Figura 3.70: Error promedio en las tensiones de carga disponibles según modelo de carga, circuito Santa Bárbara.

Según los resultados se puede concluir que el modelo de impedancia cons-

tante es el que más de aproxima al comportamiento de las cargas ya que representa el menor error asociado en tensiones, y además, usando este modelo se resuelve en menor cantidad de iteraciones respecto a otros. Sin embargo, cabe destacar que si bien en la primera iteración, como se muestra en la figura 3.69, el error en el alimentador varía según el tipo de modelo, ya para la iteración 6 la diferencia es insignificante, y por otro lado, al comparar los errores promedio de tensiones de carga la diferencia no es sustancial, por lo que los 5 modelos son válidos para efectos de simulación, tomando en cuenta que la decisión entre optar por uno u otro va a depender de las necesidades del estudio y de la naturaleza de cada carga en específico.

El modelo de impedancia constante se asocia a cargas puramente resistivas, como lo son los equipos de calentamiento, tales como, calentadores de agua, cocinas, planchas, hornos; electrodomésticos muy comunes y de mayor impacto de consumo en el sector residencial.

3.7 Estimación de variables no monitoreadas

La estimación de variables no monitoreadas es una práctica que presenta una serie de ventajas, permite un ahorro económico en la inversión de equipos de medición para un monitoreo total de la cargabilidad de transformadores y líneas de media o baja tensión, brinda seguimiento del crecimiento de la demanda en la red eléctrica para evitar fallas por sobrecarga en la red, establece una estimación de curvas de consumo de clientes, entre otros.

Con un modelo eléctrico previamente establecido, listo para ser utilizado sin necesidad de modelar cada instante, se puede lograr tener visualización del estado de la red a tiempo real, con un muestreo que depende del tiempo de extracción de datos de los medidores ubicados en la red y el tiempo de simulación. A continuación se muestra el protocolo necesario para la visualización de resultados en tiempo real, con base a los datos obtenidos de los medidores remotos y complementado con los resultados de la simulación.

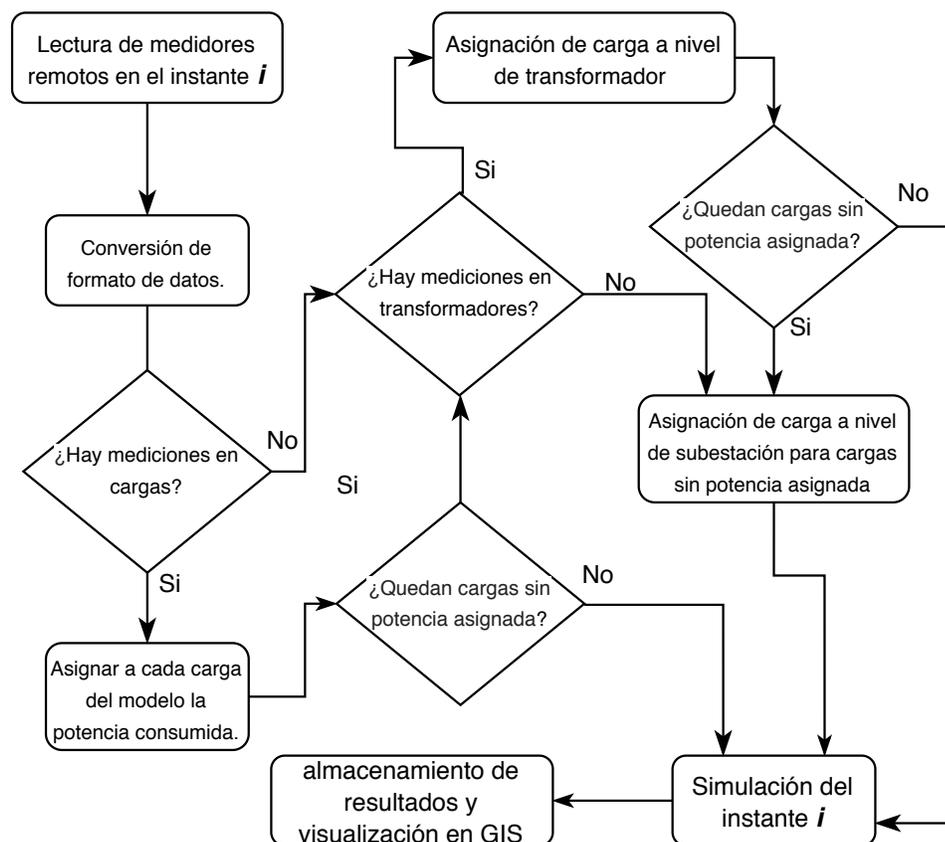


Figura 3.71: Protocolo de simulación a tiempo real para la visualización del estado de la red y sus variables.

El protocolo anterior puede ser implementado en una plataforma como QGIS que permite crear herramientas en Python, además, contiene una interfaz gráfica que puede ser muy útil para presentar el estado de la red de forma gráfica con alta precisión, esto permitiría detectar problemas en la red en cuestión de minutos, sin necesidad de tener que enviar una cuadrilla al campo a instalar un medidor.

Es importante considerar que para la estimación de variables no monitoreadas se necesitan lecturas de medidores remotos en clientes y transformadores, además es fundamental tener una base de datos que contenga curvas típicas para poder utilizarlas en aquellos clientes que no posean medición remota, de esta forma se puede ejecutar una asignación de carga más aproximada que traerá mejores resultados.

El porcentaje de error y la cantidad de las variables no monitoreadas obtenidas en las simulaciones dependen de la cantidad de datos medidos en la

red de distribución. A continuación se muestran algunos ejemplos obtenidos a partir de las simulaciones y datos medidos en la red, en donde se da por un hecho que el dato medido en la salida de la subestación es un dato obligatorio para poder ejecutar las estimaciones.

- Escenario 1: se posee parcialmente medición remota de clientes, a las cargas sin medición remota se le asignan curvas típicas de UVECASE y se ajustan con base en la curva del alimentador. Esto permite estimar la cargabilidad de los transformadores y de líneas de distribución, ya sea en baja o media tensión. En las figuras 3.72 y 3.73 se muestra un ejemplo de este escenario.

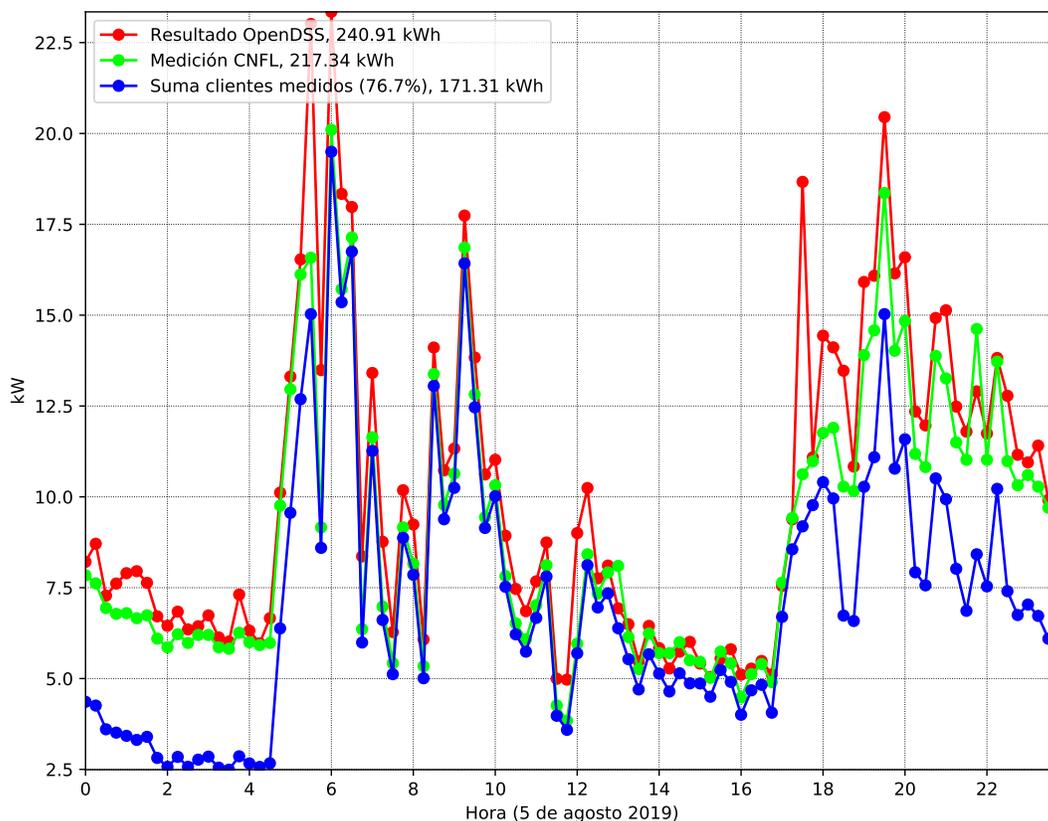


Figura 3.72: Estimación cargabilidad de transformador, penetración de medidores remotos: 76.7%.

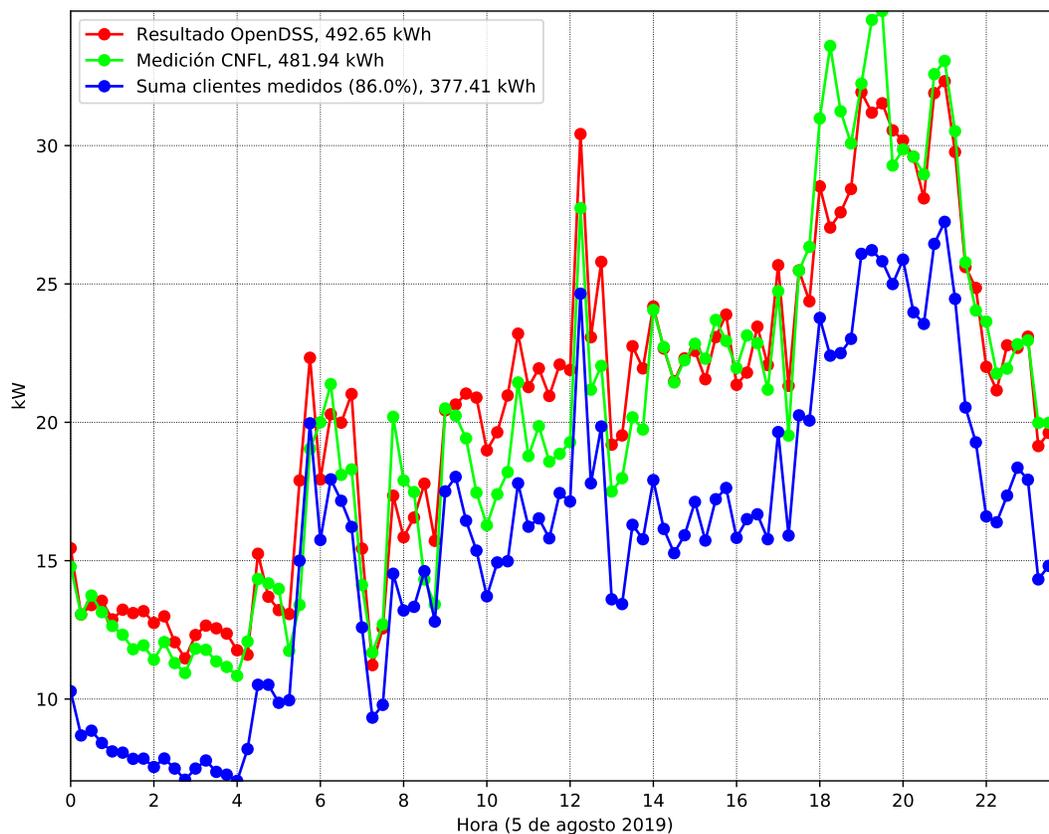


Figura 3.73: Estimación cargabilidad de transformador, penetración de medidores remotos: 86 %.

Tal y como se muestra en ambas figuras (3.72 y 3.73), se puede notar que hay una diferencia entre la sumas de medidores remotos y la curva real del transformador, idealmente esta diferencia debe minimizarse al ser complementada con luminarias, y mediciones de UVECASE con asignación de carga de alto nivel en clientes sin medición. Por otro lado, se aprecia que la curva simulada y la real son muy parecidas por lo que evidencia que aunque no se tenga medición en el transformador, con una simulación en donde se conozca parte del consumo de los clientes, se puede estimar la cargabilidad con un ligero error.

La diferencia entre la curva simulada y la real dependerá del grado de penetración de medidores remotos en dicho circuito secundario. Además, considerando que a los clientes que no poseen medición remota se les realiza una asignación de carga de alto nivel, el error también se verá afectado por una no semejanza entre la curva real del transformador y la

curva del alimentador, ya que la asignación de cargas de alto nivel busca que la totalidad del consumo se asemeje a la curva del alimentador y no a la del transformador de baja tensión.

- Escenario 2: Se posee el dato medido del transformador, mediante el cual se puede realizar una asignación de carga a nivel de transformador, de tal forma que se logre estimar el consumo de los clientes sin medición remota ubicados en dicho circuito secundario. En las figuras 3.74 y 3.75, se muestra la comparativa entre la curva real y la simulada de dos clientes ubicados en un circuito secundario con las características anteriores. Para obtener dichas curvas simuladas se utilizaron curvas típicas facilitadas por UVECASE, por lo que es importante conocer que el resultado final depende en buena parte de estas curvas de referencia.

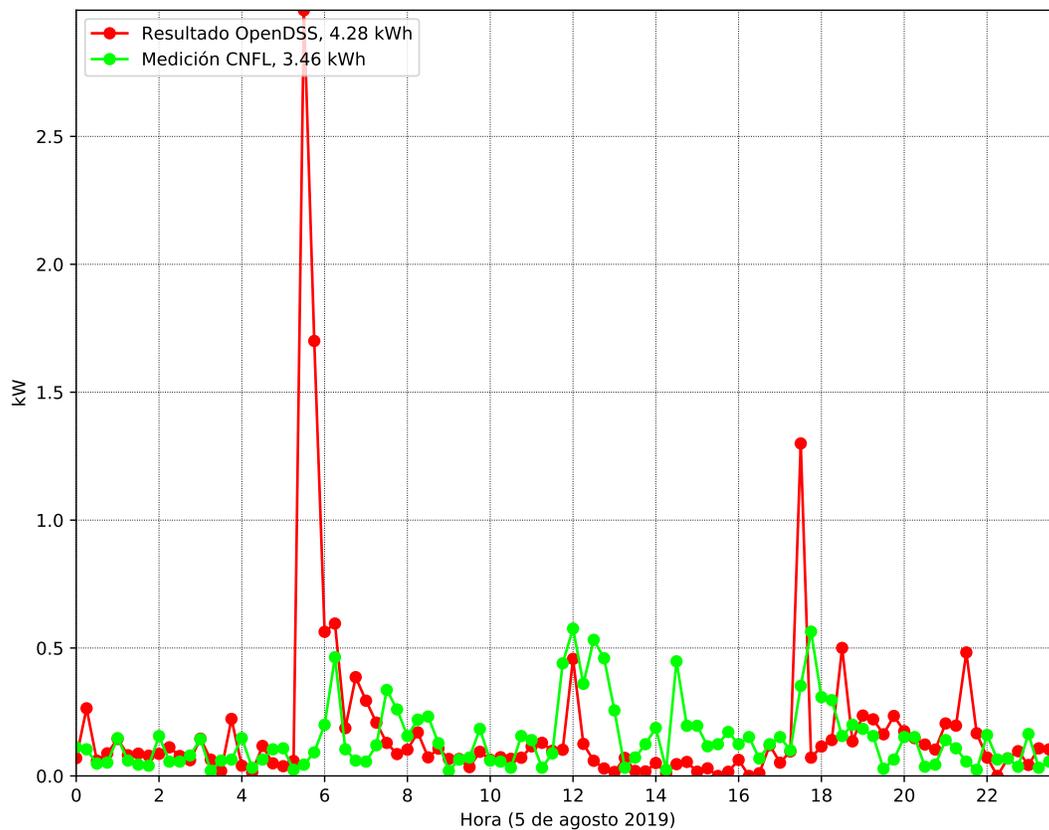


Figura 3.74: Estimación del consumo, cliente 851074, circuito Linda Vista.

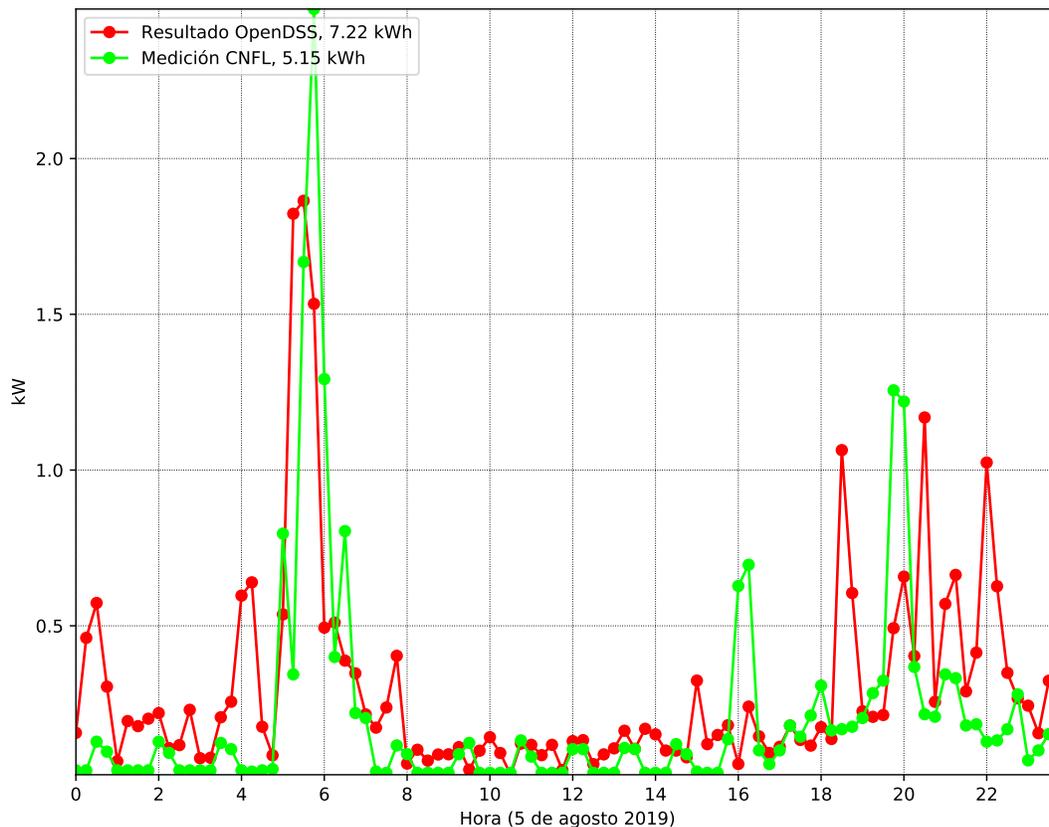


Figura 3.75: Estimación del consumo, cliente 851083, circuito Linda Vista.

Tal y como se muestra en las figuras 3.74 y 3.75, la variable no monitoreada (potencia consumida por el cliente) se estima de forma que el resultado es muy aproximado al dato real, permitiendo así que la compañía distribuidora pueda conocer dicha carga de forma confiable, sin necesidad de tener un medidor remoto. Sin embargo, en algunos instantes la diferencia es muy marcada, esto es debido a la influencia de la asignación de carga a nivel de transformador, y además de la curva de referencia utilizada.

4 Conclusiones

De acuerdo a los resultados del presente trabajo de investigación, se puede concluir lo siguiente.

- Debido a los errores de modelado en GIS encontrados, es importante revisar este periódicamente para mantenerlo actualizado y lo más preciso posible, esto evita el uso de supuestos para modelar que ingresan incertidumbre en simulaciones. Las herramientas que otorga el laboratorio, EPERLab, fueron de ayuda para el proceso de depuración, identificando inconsistencias y procesando las capas de GIS para simular en OpenDSS. No obstante, las herramientas fueron ineficientes para el proceso de recorte de líneas, la conexión de cargas y transformadores a sus líneas de MT y BT, el modelado de autotransformadores y el modelado de conexión en MT y BT del mismo. Los anteriores aspectos fueron desarrollados de forma manual, o modificando por nuestra parte el código fuente de las herramientas, por lo que nuevas versiones de estas deben ser desarrolladas.
- Se pueden obtener resultados con niveles de error razonables mediante la simulación tradicional (curvas genéricas), no obstante, al incluir información de medición remota en la simulación, la contribución en la exactitud de resultados es significativamente mayor. Lo que resalta la importancia del uso activo de mediciones de la red para estudio de la misma. Cabe resaltar que al incorporar asignación de cargas según transformadores de baja tensión se añade complejidad en el algoritmo por lo que se requiere mayor tiempo de procesamiento en la simulación. Por otro lado, cuanto más penetración de medición remota de cargas se utilice en la simulación, mayor será la dificultad para que el algoritmo de asignación de cargas ajuste la curva del alimentador, esto sugiere la necesidad de mejorar este algoritmo de ajuste, ya sea por un método de regresión por mínimos cuadrados, o algún otro similar para mejorar la velocidad de cálculo y evitar regiones divergentes.
- Al utilizar el algoritmo de asignación de cargas de bajo nivel, se vuelve crítico la inclusión y obtención de medición remota en los transformadores de baja tensión. Esta entrada de información es crucial para ejecutar este algoritmo, no obstante, no basta con obtener esta información sino que también esta debe estar correctamente referenciada, de manera que

el medidor esté actualmente conectado al transformador que la base de datos indica. Una vez que estos requisitos se cumplen, este algoritmo demuestra menores márgenes de error en la subestación, menor dispersión del error, una media del error muy baja, pero mayor cantidad de iteraciones para obtener los resultados deseados. El desempeño de este algoritmo es considerablemente superior comparado con la asignación de cargas de alto nivel. Por otra parte, si bien el uso de medición remota de cargas también mejora los resultados, es importante mencionar que en términos de costo-beneficio, es más viable optar por la ampliación de medidores remotos de transformadores que por medidores remotos de cargas; y para mejorar resultados de cargar sería necesario definir curvas genéricas más cercanas al comportamiento real, es decir, con una forma de picos de demanda.

- Para evitar desviación en las simulaciones en comparación a las mediciones remotas, es importante la inclusión del consumo de las luminarias y el perfil de potencia reactiva en las cargas. Al no modelar luminarias, la asignación de cargas induce este consumo en las demás cargas. Además, algunos errores son causados por desactualización en la base de datos o información del todo ausente, algunos transformadores poseen atributos erróneos, y hay algunos elementos que ya no están en servicio, esto identificado gracias a las visitas de campo realizadas; lo que hace énfasis a la importancia de la actualización de la base de datos. Asimismo, es primordial la calidad de los datos mensurados, ya que algunas lecturas presentan valles de ceros siendo las fallas de comunicación del medidor la posible fuente de error.
- Al simular y comparar los resultados contra los datos reales, se identifica la necesidad de mejorar la exactitud de la información obtenida a partir de los modelos. Las mejoras impactan tanto la herramienta de modelado como el proceso simulación, mejoras tales como la clasificación de las cargas mediante el uso de prefijos, esto facilitando el proceso de asignación de cargas reduciendo el tiempo computacional y la objetividad del proceso, ya que las cargas presentan diferencias por tipo e información de medición remota disponible. Esto impulsó así otras dos mejoras, el uso del comando Qmult e inclusión de luminarias. Existen cargas cuyo medidor remoto solo reporta potencia real, por lo que estos clientes se vuelven sujetos de aplicación de asignación de cargas en su potencia reactiva, mientras que los demás clientes con ambas potencias ahora incluyen ambos perfiles en las simulaciones esto gracias al comando Qmult. Y la incorporación de luminarias en los modelos demostró la importante participación que estos elementos tienen en el consumo

de energía en la red, esto reflejado en las curvas del alimentador en el horario nocturno, donde existía un faltante de demanda que los clientes no eran responsables.

- Con respecto a la comparación de modelos de carga, el uso del modelo de impedancia constante demuestra menor error en los resultados de tensión en los clientes. Sin embargo, al comparar las tensiones de clientes y perfil del alimentador, los 5 modelos no presentan diferencias significativas. El modelo de impedancia constante es el que mejor se ajusta al circuito ya que resuelve la simulación con el menor error promedio de tensión en cargas, y que además logra la corrección en la asignación de cargas en menor cantidad de iteraciones y alcanza en menos tiempo la condición de disminuir el error en Q por debajo del 1 %, sin embargo, los otros modelos no poseen dispersiones de error significativas, por lo que también pueden considerarse válidos dependiendo de las necesidades de simulación. Las cargas de mayor peso en el sector residencial tienden a ser de impedancia constante en elementos de calentamiento como tanques de agua, duchas, cocinas y hornos, pero por otro lado, sectores comercial e industriales tienden a tener más consumos del tipo motor, con P constante y Q cuadrático, o bien, P constante en el caso de equipos electrónicos, lo que hacen el modelado detallado más complejo, pero que también pueden incorporar modelado no lineal y aporte armónico.
- A partir de los resultados de las simulaciones se pueden obtener mediciones con alta exactitud de transformadores y clientes sin medidor remoto. Esto para apoyar los estudios de las redes y planeamientos de expansión sin necesidad de introducir más medición remota. De acuerdo a los resultados obtenidos a partir de variables no monitoreadas, se puede concluir que el resultado obtenido respecto a la cargabilidad de los transformadores es bastante aproximado a la curva real, por lo que dicha simulación se puede utilizar para la toma de decisiones. De forma similar ocurre con la estimación de carga de clientes, sin embargo, en este escenario puede que para algunos clientes el consumo simulado no se asemeje mucho a la realidad debido a la curva de referencia utilizada. Es importante considerar que para ambos escenarios, los resultados son con base en estimaciones, por lo que para decisiones de trabajos mayores siempre es mejor verificar los datos reales.

4.1 Recomendaciones

Las siguientes son las principales recomendaciones recopiladas a lo largo del desarrollo de este trabajo:

- Si bien la información GIS de CNFL actualmente posee un enorme valor por la gran cantidad de entradas en la base de datos, es importante mejorar algunos aspectos, estas bases de datos no incluyen información detallada de los parámetros de transformadores de baja tensión, por lo tanto, se han tenido que realizar suposiciones (impedancias, taps, entre otros), por ejemplo, de ajuste del de *taps* se asume inicialmente en 1.0, pero después de correr el flujo de potencia instantáneo, los ramales con bajo nivel de tensión se asumieron con *taps* de 0.975 o 0.95 según aplicase. No obstante, al realizar simulaciones para un día completo, los ajustes asumidos pueden no ser completamente válidos según la hora y otros factores de la red, lo que sugiere usar el ajuste real actual de la red. Esta asunción ingresa incertidumbre en los resultados; situación que se puede evitar manteniendo la base de datos actualizada con los últimos ajustes de tap en transformadores de baja tensión, y alta tensión inclusive (subestación).
- La base de datos GIS del circuito Santa Bárbara no incluía información de la **subestación**, se recomienda agregar la información rastreada para la subestación de este trabajo, además, incluir campos especificando la base de la impedancia (para cálculo en p.u.), ya que se ha requerido convertir de la base de placa de transformador a la base que utiliza OpenDSS.
- Se recomienda utilizar un **formato** estándar para los nombres de columna y nomenclatura de los valores de las capas que se ajuste al plugin QGIS2OpenDSS, o incluir la forma en que CNFL nombra los atributos en el código del plugin QGIS2OpenDSS. Durante la depuración de la base de datos GIS se invirtió parte del tiempo renombrando los atributos (nombres de columna) y datos técnicos contenidos de cada capa, esto para asignar el nombre compatible con el plugin QGIS2OpenDSS usado para convertir la base de datos GIS a la entrada de simulación de OpenDSS, asimismo, se reemplazaron todos los valores o atributos a un formato estándar (por ejemplo el tipo de aislamiento de líneas o el tipo de conexión de transformador). En caso de que otras distribuidoras estén interesadas en utilizar las herramientas, revisar formatos para la compatibilidad.
- Incluir en la base de datos GIS el **ID de medidor** (macro-medición) de los transformadores de baja tensión, además, mantener los IDs actualizados en el GIS según se muevan los medidores. Durante el desarrollo del trabajo, se dedicó tiempo considerable encontrando la relación entre la tabla de SIGEL (con información de macro-medición) y la capa GIS de transformadores, ya que la capa no incluye un atributo (columna en base

de datos) con este ID, se ha tenido que relacionar el número de transformador con el ID de medidor, sin embargo, desafortunadamente no todos se pudieron asignar ya que hay ciertos números de transformador que no existen en la capa GIS, perdiendo así información valiosa de medición remota para simular. Por otra parte, algunas curvas de medición remota que se lograron asignar, no concuerdan con la curva calculada a partir de la suma de medición remota de cargas (clientes) del circuito específico, lo que sugiere que el medidor se ha movido pero no se ha actualizado en SIGEL. Además, el GIS tiene algunos transformadores con el número repetido, lo cual carece de sentido. Cuando se presentó este caso y se tenía la curva medida, se le asignó al transformador la información donde la curva de suma de cargas se ajustaba mejor.

- El plugin de QGIS **DNCorrector** que permite corregir inconsistencias en la base de datos y realizar el corte de líneas de forma automática, no se encuentra funcional con el QGIS 3.16 (versión long-term actual) y Python 3.10 (versión actual) para los circuitos de este trabajo, por lo tanto, se invirtió mucho tiempo depurando los circuitos manualmente, especialmente con el circuito Santa Bárbara que presenta más de 40 mil líneas y 16 mil clientes. Debido a esto, es recomendable actualizar el plugin del EPERLab de manera que puedan ejecutarse en las versiones más actuales de los programas y en cualquier tipo de base de datos GIS de la CNFL u otra compañía (mayor robustez), ya que esta es una herramienta de suma importancia que realiza el proceso de depurado de forma rápida y automática.
- Se recomienda **incorporar** a los plugins QGIS2OpenDSS y QGIS2RunOpenDSS las nuevas funciones programadas en este trabajo, las cuales son:
 - Creación de perfiles de demanda DSS a partir de las curvas de medición remota, tomando en cuenta que las curvas de potencia real y reactiva necesitan estar debidamente direccionadas en las sentencias de *load shapes*.
 - Uso de prefijos en nombres de carga DSS para agrupar los tipos de carga en la asignación de carga (función *batchedit*), tales como luminarias, clientes sin medición (curva genérica), clientes con medición P y Q, clientes con medición P únicamente.
 - Se añade el comando *ppolar=no* a las sentencias de monitores en transformadores de baja tensión para extraer resultados correctos de potencias, esto es como P y Q ya que el predeterminado extrae como S magnitud y fase.

- Incorporación de luminarias en la simulación, las cuales usan un perfil de demanda constante, y además, deben ser excluidas del algoritmo de asignación de carga.
 - Simulación del circuito tomando en cuenta clientes con medición remota.
 - Simulación con asignación de carga de bajo nivel, es decir, utilizando la medición remota de transformadores de baja tensión, para ellos se utilizan prefijos en las sentencias DSS de carga para agrupar clientes según el ramal con el ID de transformador.
 - Selección entre modos de simulación tales como: solo curvas genéricas, curvas genéricas y medición remota disponible, además de optar por la asignación de carga de alto nivel únicamente o alto y bajo nivel en conjunto (simulación incluyendo curvas de medición remota de transformadores de baja tensión).
- Mejorar las curvas o perfiles de carga (*load shapes*) **genéricos** de simulación, denominados UVECAGE, primeramente porque estos presentan una tendencia suavizada (a partir de promedios), alejado del comportamiento real ya que en las cargas normalmente se tienen picos de demanda abruptos. Por otro lado, se detectó que los perfiles en algunos casos contienen ceros, esto impide al algoritmo de asignación de cargas utilizar ese instante para ajustar la curva del alimentador, lo que genera lentitud en la ejecución del código y un mayor error acumulado pues asigna un mayor peso a otras cargas que sí pueden contribuir. Asimismo, los perfiles actuales incluyen únicamente la curva de P, siendo Q un reflejo de P con un factor de 10 o 30% de la misma; esto hace que el Q sea dependiente de P al inicio del algoritmo y en la práctica ambas curvas son independientes, por lo que es beneficioso independizar ambas curvas genéricas. Actualmente se cuenta con más de 16 mil curvas P y 4 mil curvas Q medidas entre ambos circuitos en estudio, a partir de estas, se pueden establecer nuevas curvas genéricas según los rangos de demanda máxima y por sector (residencial, comercial e industrial). Se recomienda que ninguna curva genérica contenga ceros, para evitar limitar el algoritmo de asignación de cargas, si fuera el caso, puede establecerse un valor cercano a cero pero no igual a cero.
 - Se recomienda agregar al plugin QGIS2OpenDSS datos de más tipos de aislamiento, como el XLP, PVC y THNN.

Bibliografía

- ARESEP (2015). *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.*
- Arrit, R. y Dugan, R. (2013). Comparing load estimation methods for distribution system analysis. En *22nd International Conference on Electricity Distribution*. CIRED.
- D.Leiva, C. A. (2017). *Statistical Representation of Demand for GIS-based Load Profile Allocation in Distribution Networks.*
- Dugan, R. C. (2016). *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS).*
- Glover, D. y Sarma, M. (2012). *Power System Analysis and Design*. CENGAGE Learning, 5ta. edición.
- González, R., Arguello, A., Valverde, G., y Quirós-Tortós, J. (2016). Opendss-based distribution network analyzer in open source gis environment. En *IEEE PES Transmission and Distribution Latin America*, Morelia, Mexico.
- Guzman, A., Arguello, A., Quiros, J., y Valverde, G. (2018). Processing and correction of secondary system models in geographic information systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, páginas 1–1.
- Jayasuriya, D. (2013). *Modeling and Validation of an Unbalanced LV Network Using Smart Meter and SCADA Inputs.*
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press LLC, 1ra. edición.
- Kersting, W. H. (2017). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press LLC, 4ta. edición.
- Liang, Y. (2010). *Load Calibration and Model Validation Methodologies for Power Distribution Systems.*
- Navarro-Espinosa, A., Ochoa, L., Shaw, R., y Randles, D. (2015). Reconstruction of low voltage distribution networks: From GIS data to power flow models. En *23rd International Conference on Electricity Distribution*, número 1273. CIRED.

- OSGeo (2017). Quantum geographic information system (qgis).
- Quesada, P., Arguello, A., Quirós-Tortós, J., y Valverde, G. (2016). Distribution network model builder for opendss in open source gis software. páginas 1–6.
- Quiros-Tortos, J., Valverde, G., Arguello, A., y Ochoa, L. N. (2017). Geo-information is power: Using geographical information systems to assess rooftop photovoltaics in Costa Rica. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2):48–56.
- Quirós-Tortós, J. y et al. (2017). Geo-information is power. *IEEE power energy magazine*, páginas 48–56.
- Valverde, G. y et al. (2017). Integration of open source tools for studying large-scale distribution networks.
- Yingying Tang, R. A. (2014). *Modeling and Validation of a Distribution System with High PV Penetration using Zone Division Method*.