

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ELECTROMOVILIDAD: OPORTUNIDADES Y CONDICIONES PARA
SU DESARROLLO EN EL ECUADOR**

**ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES QUE DEBE TENER UN
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE
CARGAS MÓVILES. CASO DE ESTUDIO: ALIMENTADOR
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

FRANKLIN RICARDO LOAIZA GORDON

franklin.loaiza@epn.edu.ec

DIRECTOR: JOSÉ MEDARDO CADENA MOSQUERA

medardo.cadena@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, FRANKLIN RICARDO LOAIZA GORDON declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Franklin Ricardo Loaiza Gordon

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por FRANKLIN RICARDO LOAIZA GORDON, bajo mi supervisión.

Ing. José Medardo Cadena Mosquera, MBA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

FRANKLIN RICARDO LOAIZA GORDON

JOSÉ MEDARDO CADENA MOSQUERA

ANDRÉS LEONARDO CHÁVEZ ENRÍQUEZ

DEDICATORIA

Dedicado a la memoria de:

Carlitos Alfonso Gordón Peñaherrera



Tío Carlitos, este trabajo te lo dedico con todo mi corazón. Hubiese querido que estes presente para compartir este logro, del cual estabas muy feliz que lo culminara.

Los designios de Dios fueron otros. Te honro allá en el cielo, que seguro estás contento con esta meta alcanzada.

Fuiste un guerrero en esta vida y un ser excepcional. Nos dejas un gran legado.

Siempre estarás vivo en nuestros corazones.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por siempre haberme protegido y cuidado en toda situación. Padre Santo, gracias por tu intersección en cada paso de mi vida y por tu infinita misericordia y bondad. Por tu voluntad estoy culminando mis estudios. Gracias Padre.

A mi querida madre, que ha sido el motor total en mi vida para poder crecer como persona y profesional. Tu amor incondicional, enseñanzas y bendiciones, me han allanado los caminos a culminar esta etapa. Te amo mamita Violeta.

A mi Mamita Uqui, gracias por cubrirme con su sombra, por su ayuda y protección toda la vida. Sus bendiciones y oraciones me han ayudado a salir adelante.

A mis tíos Jorgito y Carlitos (+), que son ángeles en la casa. Siempre preguntando por mí, pendientes de mis estudios y de mi bienestar.

A mi querido tío Eliseo, por su gran apoyo y ayuda incondicional. Gracias tío por apoyarme como si fuese uno más de sus hijos. Hoy estoy culminando mis estudios gracias a usted.

A mi tío Gonzalito, quien tiene un corazón tan grande y tan bondadoso con todo el mundo. Gracias por acogerme y contribuir en gran manera a que pueda concluir mi carrera.

A mi tía María, que siempre ha estado para mí en todas las etapas de mi vida. Gracias por su cariño y apoyo.

A mi tutor el Ingeniero Medardo Cadena, por su guía, gran apertura y comprensión. Gracias a su ayuda e intervención, se me abrieron los caminos para el desarrollo de este trabajo. Le agradezco por sus conocimientos, profesionalidad e interés para que el proyecto haya sido desarrollado con éxito.

A la Empresa Eléctrica Quito y a sus profesionales, por facilitarme la información necesaria para el desarrollo del modelo. De una manera especial al Ingeniero Leonardo Chávez, gracias a su vasta experiencia pude obtener los conocimientos necesarios para trabajar con el software OPENDSS.

A la Escuela Politécnica Nacional y a todo su personal docente y administrativo. Gracias por abrirme las puertas del conocimiento. Es un privilegio ser un Profesional Politécnico.

A todos mis amigos y compañeros con quienes nos hemos apoyado para poder llegar a la conclusión de nuestros estudios. Me llevo el haber forjado grandes amistades para toda la vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
LISTA DE ABREVIATURAS.....	VIII
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Cadena de la Energía Eléctrica.....	3
1.4.2 Electromovilidad.....	5
1.4.3 Medidas de Adaptación Frente a la Electromovilidad.....	8
1.4.4 Caracterización de la Carga.....	12
1.4.5 Software OPENDSS.....	14
1.4.5.1 Breve Historia.....	14
1.4.5.2 Estructura de Software OPENDSS.....	14
1.4.5.3 Modelos Básicos.....	16
1.4.5.3.1 Barra.....	16
1.4.5.3.2 Terminales.....	16
1.4.5.4 Elementos de Transporte de Energía.....	17
1.4.5.5 Elementos de Conversión de Energía.....	17
1.4.5.6 Elementos Generales.....	18
1.4.5.7 Medidores.....	19
1.4.5.8 Flujo de Potencia.....	19
1.4.5.9 V_{source} – Fuente de Voltaje.....	20
1.4.5.10 <i>Lines</i> – Líneas de Transmisión.....	21
1.4.5.11 <i>LineCode</i> – Perfiles de Línea.....	22
1.4.5.12 <i>Transformer</i> – Transformador.....	23

1.4.5.13	<i>Load</i> – Carga	24
1.4.5.14	<i>LoadShape</i> – Forma de Carga.....	25
1.4.5.15	Monitor	25
2	METODOLOGÍA.....	26
2.1	Selección del Alimentador Primario.....	26
2.2	Extracción de datos de la Plataforma ArcGIS	28
2.3	Tratamiento de datos en Excel.....	29
2.3.1	Creación de Barras	29
2.3.2	Asignación de Barras a cada Capa	30
2.3.3	Código de Barras en OPENDSS	31
2.3.4	Código de Transformadores en OPENDSS.....	31
2.3.5	Código de <i>Linecodes</i> en OPENDSS.....	32
2.3.6	Código de <i>Lines</i> en OPENDSS	36
2.3.7	Archivo de <i>Loadshape</i> en OPENDSS.....	36
2.3.8	Código de <i>Loads</i> en OPENDSS	38
2.3.9	Creación de <i>Loadshapes</i> para Escenarios en OPENDSS.....	39
2.3.10	Creación de <i>Loadshapes</i> para VE en OPENDSS.....	40
2.3.11	Incorporación Progresiva de VE.....	45
2.3.12	Selección de Transformadores para VE	47
2.3.13	Código de <i>Loads</i> de VE en OPENDSS.....	47
2.4	OPENDSS.....	48
2.4.1	Ventana Principal – Maestro	49
2.4.2	Equivalente de Red.....	50
2.4.3	<i>Linecodes</i>	51
2.4.4	Líneas de Distribución Aéreas y Subterráneas.....	51
2.4.5	Transformadores.....	52
2.4.6	Cargas Comunes.....	52
2.4.7	Cargas de VE.....	54
2.4.8	<i>Monitor</i>	55
2.4.9	<i>MakeBuslist</i>	55
2.4.10	<i>Set Voltagebases</i>	56
2.4.11	<i>CalcVoltagebases</i>	56
2.4.12	Coordenadas de Barras.....	56
2.4.13	Modo de Control.....	57

2.4.14	Definiciones de Muestreo y Horizonte.....	57
2.4.15	Flujo de Carga.....	57
2.4.16	Exportar Resultados.....	57
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
3.1	Resultados.....	58
3.1.1	Escenario 1 – Año 2023.....	59
3.1.2	Escenario 2 – Año 2024.....	60
3.1.3	Escenario 3 – Año 2025.....	62
3.1.4	Escenario 4 – Año 2026.....	63
3.1.5	Escenario 5 – Año 2027.....	65
3.1.6	Escenario 6 – Año 2028.....	66
3.1.7	Escenario 7 – Año 2029.....	68
3.1.8	Escenario 8 – Año 2030.....	69
3.1.9	Escenario 9 – Año 2031.....	71
3.1.10	Escenario 10 – Año 2032.....	72
3.1.11	Adecuaciones en el Alimentador Primario Belisario Quevedo 11C 74	
3.1.12	Análisis Comparativo de Medidas de Adaptación para Electromovilidad.....	75
3.1.13	Recomendaciones para el Diseño y Acondicionamiento de Redes de Distribución considerando la Inclusión de Electromovilidad.....	76
3.2	Conclusiones.....	76
3.3	Recomendaciones.....	77
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79
5	ANEXOS.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS

AM	Alternative Method
AP	Alimentador Primario
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
BQ11C	Belisario Quevedo 11C
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
GIS	Geographic Information System
EPRI	Electric Power Research Institute
H/E	Vehículos Híbridos – Eléctricos
IPCC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
LT	Líneas de transmisión
LDA/S	Líneas de distribución aéreas y subterráneas
OPENDSS	Open Distribution System Simulator
PC	Power Conversion
PD	Power Delivery
PMSSE	Plan de Movilidad Sostenible del Sector Eléctrico
SE	Subestación de energía
VE	Vehículos eléctricos

RESUMEN

La electromovilidad ha emergido como una alternativa sostenible en el tiempo para la industria del transporte. La migración de los automotores accionados por combustibles fósiles hacia los VE que basan su funcionamiento en baterías recargables, ha experimentado un crecimiento considerable en los últimos años.

Pese a ser tecnología en evolución, con considerables limitaciones, como: la autonomía de las baterías, el costo de adquisición de VE y la necesidad de infraestructuras de carga; la electromovilidad es un paso necesario para abandonar la dependencia de combustibles fósiles, los cuales son un recurso limitado. Eso sin nombrar, los beneficios ambientales que representa el uso de energía limpia en el transporte vehicular.

El análisis del impacto que puede provocar la incorporación de electromovilidad en los sistemas de distribución locales y de países económicamente similares a Ecuador, es una necesidad para evaluar futuras adecuaciones para poder albergar esta tecnología.

En este trabajo, se describe inicialmente el procedimiento paso a paso para el modelamiento de un alimentador primario perteneciente al área de concesión de la EEQ en el software libre OPENDSS. El modelo implementado, se encuentra simplificado en: equivalente de red (alimentador primario), LT aéreas, LT subterráneas y transformadores de distribución. Una vez logrado el modelo, se realiza un estudio año a año de incremento de la demanda casual, sumada a la perteneciente por la incorporación progresiva de VE en el sistema. Finalmente se analizan los resultados obtenidos, proponiendo conclusiones y recomendaciones para enfrentar la incorporación de electromovilidad en las redes de distribución locales y similares.

PALABRAS CLAVE: OPENDSS, electromovilidad, vehículos eléctricos, distribución de energía, baterías.

ABSTRACT

Electromobility has emerged as a sustainable alternative over time for the transportation industry. The migration from automobiles powered by fossil fuels to EVs that base their operation on rechargeable batteries has experienced considerable growth in recent years.

Despite being an evolving technology, with considerable limitations, such as: the autonomy of the batteries, the cost of acquiring EVs and the need for charging infrastructure; electromobility is a necessary step to abandon dependence on fossil fuels, which are a limited resource. Not to mention the environmental benefits that the use of clean energy in vehicular transportation represents.

The analysis of the impact that the incorporation of electromobility can cause in local distribution systems and in countries economically similar to Ecuador is a necessity to evaluate future adaptations to accommodate this technology.

In this work, the step-by-step procedure for modeling a primary feeder belonging to the EEQ concession area in the free software OPENDSS is initially described. The implemented model is simplified into: network equivalent (primary feeder), overhead LTs, underground LTs and distribution transformers. Once the model is achieved, a year-by-year study of the increase in casual demand is carried out, added to that belonging to the progressive incorporation of EVs into the system. Finally, the results obtained are analyzed, proposing conclusions and recommendations to address the incorporation of electromobility in local and similar distribution networks.

KEYWORDS: OPENDSS, electromobility, electric vehicles, energy distribution, batteries.

1 INTRODUCCIÓN

Según los informes del IPCC, las emisiones de gases de efecto invernadero deben disminuir en las próximas décadas alrededor del 30% al 50%, de esa forma evitar la crisis ambiental y el cambio climático. Los efectos visibles que ha provocado la contaminación ambiental son, entre otros: la elevación de la temperatura en los océanos, la disminución de los casquetes polares. Dando lugar a fenómenos ambientales como inundaciones, sequías, huracanes, entre otros. [1]

El diseño, análisis y planificación de sistemas de distribución de energía, requiere de un continuo estudio de las posibilidades de expansión y de implementación de nuevas tecnologías en el mismo. En el ámbito actual, surge la necesidad de implementar sistemas limpios, amigables con el planeta, que abastezcan las necesidades de movilidad y generación de energía sin comprometer al medio ambiente.

Una de las vías de solución que se está implementando en la actualidad es la electromovilidad o movilidad eléctrica, la cual consiste en el reemplazo de los vehículos tradicionales accionados por combustibles fósiles, por VE basados en baterías recargables. Para la incorporación de estas tecnologías, las adecuaciones necesarias incluyen: la instalación de puntos de carga domiciliarios, estaciones de carga masivas “electrolineras” y la infraestructura de red necesaria para poder abastecer esta creciente demanda energética. Entre los estudios necesarios en redes de distribución, se encuentra la verificación de la capacidad de los generadores actuales para poder albergar la demanda de que supone la incorporación de electromovilidad, ante distintos escenarios.

La existencia de programas especializados en estudios eléctricos, facilita la labor de encontrar las condiciones óptimas de operación para modelos de sistemas de potencia o de distribución.

Creado por el “Electric Power Research Institute” (EPRI), OPENDSS es un programa de libre acceso, para estudios de sistemas de distribución de energía eléctrica. OPENDSS basa su funcionamiento en código secuencial y estructurado, para la modelación de tecnologías, recursos, elementos activos, medidores, elementos de control, etc. Permite a los usuarios realizar análisis complejos, mediante una plataforma flexible, personalizable y de fácil uso. Cuenta con una función automática de estimación de características, según la cantidad de especificaciones que el usuario haya colocado para definir cierto elemento.

1.1 Objetivo general

Realizar un análisis sobre el comportamiento de un alimentador primario de la EEQ, frente a la incorporación de cargas móviles por efecto de la electromovilidad.

1.2 Objetivos específicos

1. Modelar un alimentador primario de la EEQ y simular su comportamiento bajo distintos escenarios, considerando la incorporación de cargas móviles como resultado de la Estrategia de Electromovilidad en el Ecuador.
2. Definir las adecuaciones necesarias para la incorporación de electromovilidad en el alimentador bajo estudio.
3. Realizar un análisis comparativo con las medidas de adaptación implementadas en países donde la electromovilidad tiene un mayor grado de penetración.
4. Proponer recomendaciones a ser consideradas en el diseño de las redes de distribución y acondicionamiento de las redes existentes para enfrentar la incorporación de las nuevas cargas que surgen por efectos de la electromovilidad.

1.3 Alcance

El proyecto que se propone busca realizar un análisis sobre las condiciones necesarias para el desarrollo de la electromovilidad en el Ecuador desde el punto de vista de la infraestructura de red a través de:

1. La modelación y análisis de los impactos de la incorporación de cargas móviles tomando como caso de estudio un alimentador de la Empresa Eléctrica Quito S.A. haciendo uso de las herramientas de simulación disponibles.
2. Realizando un análisis comparativo con países de la región que evidencien mayores niveles de desarrollo de la electromovilidad para identificar las experiencias y aspectos críticos que podrían ser considerados en nuestro país.
3. El modelo no se restringe por condiciones de desabastecimiento de energía eléctrica. Se parte desde la idea que se cuenta con toda la capacidad instalada necesaria de energía eléctrica.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Cadena de la Energía Eléctrica

La cadena de suministro eléctrico es el proceso por el cual se abastece de electricidad a hogares, empresas, industrias y entidades, las cuales requieren energía eléctrica para su funcionamiento [2]. Es un sistema integrado el cual consta de distintas etapas por donde se crea y se transporta la energía eléctrica, para finalmente poder llegar a los usuarios finales llamados consumidores. Las distintas etapas por las que atraviesa la energía eléctrica se pueden resumir en: generación, transmisión y distribución.

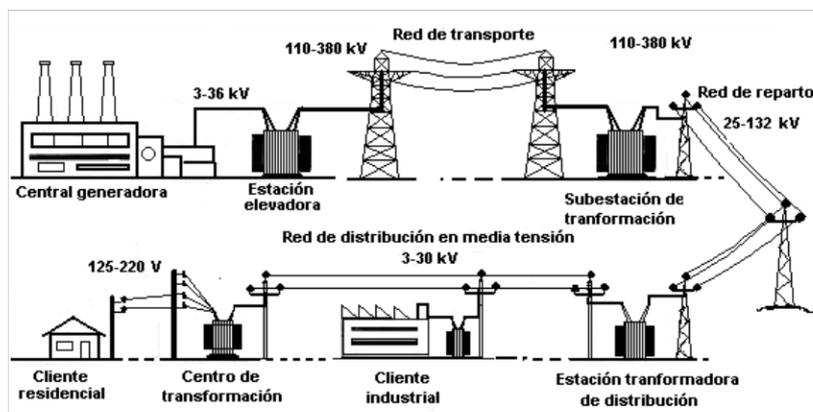


Figura 1. Representación de la cadena de la energía eléctrica [3].

1.4.1.1 Generación

La generación eléctrica a gran escala tiene lugar en centrales eléctricas, las cuales utilizan distintas fuentes (agua, viento, petróleo, carbón, gas mineral, sol) como recurso primario para la generación de energía. A menor escala la energía se puede producir usando las mismas fuentes de recurso primario con sistemas de abastecimiento domiciliario o localizado, sin la necesidad de conexión hacia una red más amplia; aunque en ciertos casos con la posibilidad que ocurra. [2]

1.4.1.2 Transmisión

La transmisión de energía abarca el transporte de energía eléctrica a través de diferentes niveles, desde las centrales de generación hasta las subestaciones de distribución. Para el transporte de energía, a la salida de las centrales de generación, se eleva el voltaje por medio de transformadores; con el fin de reducir las pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión a través de grandes distancias [4]. En el proceso de transmisión de energía existen subestaciones de paso, las cuales sirven para redistribuir la energía en un punto definido, pero conservando los altos niveles de voltaje para transmisión.

1.4.1.3 Distribución

La distribución de energía eléctrica es la etapa final de la cadena de energía eléctrica, que concluye en el consumo de energía por parte de los usuarios finales (hogares, industria, comercio, etc.) [5]. Al final de la etapa de transmisión, las LT de la etapa de transmisión ingresan en centros de transformación de energía conocidos como subestaciones, donde la energía es distribuida de forma sectorizada a medio voltaje, por medio de alimentadores primarios hasta los transformadores de distribución.

Los elementos principales que conforman una red de distribución de energía eléctrica son:

Subestación de Distribución: Es una instalación destinada a establecer los niveles de voltaje adecuados para distribuir la energía eléctrica a través de sus circuitos o ramales primarios. [6]

Alimentador Primario: Es el circuito o red eléctrica que sale de las subestaciones de distribución hacia y transportan el flujo de potencia hacia los transformadores de distribución [7]. Su capacidad se establece a partir de la capacidad de la SE de distribución y del número de alimentadores primarios que posea la misma.

Transformadores de Distribución: Transformador eléctrico que proporciona la transformación de voltaje final para sistemas de distribución de energía [8]. Niveles de voltaje aptos para el abastecimiento energético a nivel residencial y de comercio, a través de líneas de distribución.

Red Secundaria: Son los circuitos que salen de los bobinados secundarios de los transformadores de distribución y son los encargados de transmitir la energía eléctrica en niveles de voltaje bajo para usuarios o consumidores [9].

1.4.1.4 Niveles de Voltaje

La regulación 005/17 de la ARCERNNR define los siguientes niveles de voltaje: [9]

- Bajo Voltaje (Red Secundaria) : Menor a 0.6 kV
- Medio Voltaje (Red Primaria) : Desde 0.6 kV hasta 40 kV
- Alto Voltaje (Transmisión) : Mayor a 40 kV

1.4.2 Electromovilidad

La electromovilidad engloba todos los conceptos de la tecnología referente a vehículos eléctricos, estaciones de carga (electrolineras), puntos de carga, baterías de VE, etc. Hablar de electromovilidad no se limita simplemente a la parte técnica que se encuentra detrás de ella. Su proceso de evolución, las ventajas, desventajas, limitaciones, facilidades y obstáculos para su implementación, son factores que necesariamente se tienen que evaluar para su implementación. A nivel mundial, gran cantidad de países están proponiendo medidas, políticas internas y facilidades para incentivar la inversión privada hacia proyectos de implementación de electromovilidad en gran escala, así como concientizar a la sociedad sobre la importancia y beneficios a largo plazo que tiene el reemplazo de vehículos accionados por combustibles fósiles por VE.



Figura 2. Representación gráfica de la Electromovilidad [1].

La independencia de los combustibles fósiles, la reducción de la contaminación y de la emisión de gases de efecto invernadero, son algunos de los pilares fundamentales en donde se cimienta la importancia de la electromovilidad para el mundo.

1.4.2.1 Electromovilidad en Ecuador

Al igual que la mayoría de países de Europa, Asia y América, Ecuador cuenta con una planificación futura para la incorporación de electromovilidad en su territorio. Estrategia que se resume en el Plan de Movilidad Sostenible del Sector Eléctrico. A partir del Decreto Ejecutivo Nro. 238 de 26 de octubre de 2021, se expidió el PMSSE donde consta la planificación futura que tiene el estado para la incorporación progresiva de electromovilidad en la nación. Según datos de la Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico

de la Agencia de Regulación y Control de Energía de Recursos Naturales No Renovables, existe una planificación hasta el año 2040 para la incorporación de electromovilidad.

A continuación, se muestran ciertas tablas y datos de interés que definen el PMSSE en el Ecuador:

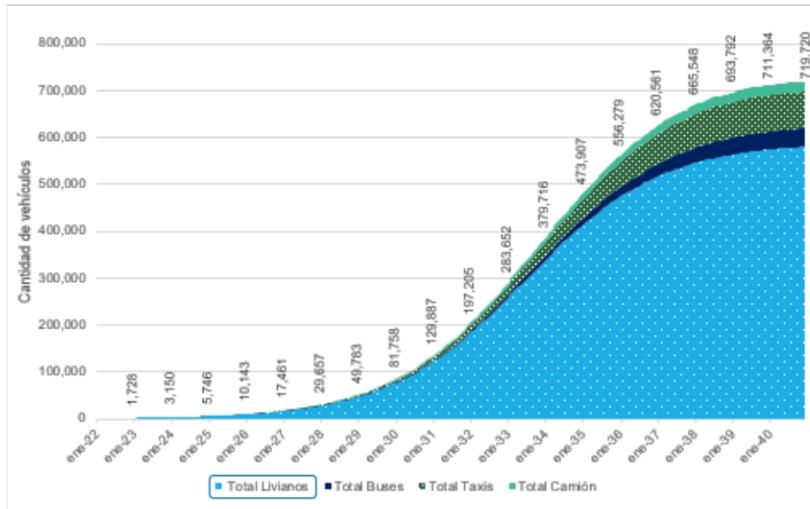


Figura 3. Cantidad estimada de VE incorporados en Ecuador hasta 2040 [10].

Para el año 2040 se proyecta tener alrededor de 750'000 unidades de VE incorporados en el sector vehicular. De los cuales su distribución en los diferentes tipos de carrocerías es la siguiente:



Figura 4. VE en Ecuador por tipo de carrocería a 2040 [10].

Actualmente, Ecuador cuenta con 94 puntos de carga para VE en Ecuador, de los cuales 48 están ubicados en el Distrito Metropolitano de Quito [11]. La mayoría de estos puntos

de carga son de baja capacidad instalada, ubicados en hoteles o vías de paso. Como una medida para incentivar la transición hacia la electromovilidad, el gobierno está subsidiando totalmente la carga de vehículos eléctricos en sus estaciones.

1.4.2.2 Electromovilidad en la Región Latinoamericana

Los países en Latinoamérica se encuentran en distintas etapas respecto al proceso de transición hacia la electromovilidad. Si bien el territorio asiático (en especial China), Europa y Estados Unidos; acaparan el mayor porcentaje de desarrollo en movilidad eléctrica tanto en estaciones de carga como incorporación de VE, los países de la región latinoamericana han dado significativos pasos a pesar de las limitadas facilidades que les ofrecen sus economías internas. En Latinoamérica, entre los países que más han desarrollado procesos y políticas para facilitar la incorporación de electromovilidad se encuentran: Colombia, Chile, México, Costa Rica, Brasil y Argentina; con inversiones considerables para la incorporación de estas tecnologías, son pioneros en Latinoamérica.

Para el año 2023 la cantidad de VE por país en Latinoamérica es la siguiente:

Tabla 1. Cantidad de vehículos eléctricos por país en Latinoamérica a 2023.

País	Cantidad de VE
México	30'023
Brasil	14'787
Colombia	11'000
Argentina	9'601 (H/E)
Chile	6'812
Perú	4'484
Costa Rica	4'380
Bolivia	2'612
Ecuador	1'912
Uruguay	1044

En Argentina la cifra corresponde a la cantidad total de vehículos eléctricos puros e híbridos.

Para el año 2021 la cantidad de puntos de carga de VE en Latinoamérica es la siguiente:

Tabla 2. Cantidad de puntos de carga de VE por país en Latinoamérica a 2021 [12].

País	Cantidad de Puntos de Carga
México	1'161
Brasil	329
Argentina	25

Chile	533
Costa Rica	200
Ecuador	43
Colombia	382

El Anexo I muestra la distribución de puntos de carga de VE en todo el mundo. Año 2021.

El Anexo II presenta una tabla de los países con mayor incorporación de punto de carga de VE a nivel mundial [12]. Año 2021.

1.4.3 Medidas de Adaptación Frente a la Electromovilidad

A continuación, se nombran las medidas de adaptación que han tenido los países donde la electromovilidad tiene un mayor grado de penetración.

1.4.3.1 Europa

1.4.3.1.1 Reino Unido

Concluida la reunión COP26, el gobierno anunció que seguirá luchando contra el cambio climático, añadiendo 145'000 puntos de carga para VE por año. El Primer Ministro ha incitado a la población a la instalación de puntos de carga en los hogares, con facilidades para el acceso y disminución de aranceles y tarifas. [12]

1.4.3.1.2 Alemania

Alemania es uno de los países líderes en implementación de estaciones y puntos de carga de VE. En la última reforma aprobada por el Parlamento, se dicta que los puntos de carga públicos de VE deben contener lector de tarjetas de débito o crédito. Esta medida entró en circulación a partir de 2023. Sin embargo, esto representa un problema para los fabricantes de VE y la industria energética en general. El precio de los puntos de carga puede aumentar, ralentizando la velocidad de adopción de VE por parte de los usuarios. [12]

1.4.3.1.3 Italia

El desarrollo de electromovilidad está despegando en territorio italiano. Un punto clave para el crecimiento de este mercado, es el desarrollo en infraestructura de carga. Italia cuenta con 50 estaciones de carga gestionados. La ASPI (Autostrade per l'Italia) planea realizar inversión en infraestructura, de modo que toda estación de servicio cuente con puntos de carga de alta potencia. [12]

1.4.3.1.4 Suecia

A 2021, Suecia cuenta con 13'700 puntos de carga públicos para VE. El 65% de los conductores tienen acceso a puntos de carga en hogares, trabajo o lugares públicos. [12]

1.4.3.2 América del Norte

1.4.3.2.1 Estados Unidos

Uno de los objetivos claves del estado para combatir el cambio climático, es la instalación de más redes de carga en todo el país. Sin embargo, para estos momentos la distribución total es desigual. Con California poseyendo la misma cantidad de estaciones de carga, que 39 estados, debido a políticas internas. [12]

1.4.3.2.2 México

México es el sexto mayor productor de coches en el mundo. Es necesaria para el estado la contribución a la lucha contra el cambio climático. Por lo tanto, se proponen cambios en las instalaciones de fabricación de vehículos. Sin embargo, el apoyo del gobierno a nivel de subsidios es mínimo o nulo. [12]

1.4.3.2.3 Canadá

Los puntos de carga de VE se están expandiendo en Canadá. La innovación de la tecnología asociada, brinda mayores facilidades a los usuarios de VE. Traduciéndose a un proceso más óptimo para la carga de VE y facturación más rápida para estaciones públicas. [12]

1.4.3.3 Centro América y El Caribe

1.4.3.3.1 Belice

Para 2021 el gobierno inició un proyecto piloto de autobuses eléctricos con miras que para mediados del 2022 se debe pasar de autobuses escolares a los llamados autocares. [13]

1.4.3.3.2 Costa Rica

Costa Rica reportó que, en el marco del plan piloto de electrificación, los resultados han sido positivos. Los autobuses han funcionado sin mayores fallas mecánicas y con costos de operación mucho menores a los accionados por diésel. Se están proponiendo nuevas rutas para los autobuses eléctricos y replicar el modelo en todo el país. Se exige un reemplazo del 5% de la flota de transporte público cada dos años. [13]

1.4.3.4 América del Sur

1.4.3.4.1 Argentina

En el año 2022 se inauguró la primera estación de carga de VE, instalada en la estación de servicios YPF de la compañía El Triángulo SRL en la ciudad de Plottier. Temporalmente la carga será gratuita para usuarios que se acerquen al surtidor. [13]

1.4.3.4.2 Brasil

La industria de la electromovilidad ha crecido en gran medida en los recientes años. Para 2021, se implementaron 250 puntos de carga en 23 ciudades, a través de la asociación de Enel X, Estapar y Volvo Car. [12]

1.4.3.4.3 Chile

Al igual que en Brasil, en 2021 se definieron planes de ampliación de la red de carga de VE en todo el país. Enel X y Sodimac en alianza acordaron la incorporación de 30 estaciones de carga en toda la región chilena para 2023 [12]. Chile ha definido que la empresa privada, dispuesta a invertir en electromovilidad, debe añadir al sistema su propia red de abastecimiento para la carga de VE.

En 2021 se lanzó el primer programa de recambio de VE en el segmento de transporte público. Logrando el recambio de 50 unidades. [13]

1.4.3.4.4 Colombia

La adopción de VE ha estado en constante aumento, pero no es tan rápida como sus contrapartes norteamericanas o europeas. Una de las mayores razones es el desconocimiento general de la población y el costo de adquisición elevado de VE. [12]

1.4.3.5 Asia

1.4.3.5.1 China

China posee la red de carga de VE más grande de todo el mundo. Para el año 2021, existen más de 2.2 millones de estaciones de carga en todo el país y continúa expandiéndose a pasos acelerados. [12]

1.4.3.5.2 Japón

En comparación a otros países de primer mundo se está quedando atrás. En 2021 Japón contaba con 29'000 puntos de carga de VE, aunque de tecnología descontinuada (2013 - 2016). [12]

1.4.3.5.3 Corea del Sur

Para 2021, existen 135'000 VE matriculados en Seúl. La infraestructura de carga se generaliza en limitadas, con 8'400 cargadores totales. Las estaciones de carga se ubican subterráneos, edificios y aparcamientos; con 2 o 3 cargadores por ubicación. Los gobiernos provinciales, la empresa privada y las compañías eléctricas buscan vías para la expansión de la red de carga de VE. Para el año 2022 se incorporaron 5'000 nuevas unidades de carga. [12]

1.4.3.6 Medio Oriente

1.4.3.6.1 Emiratos Árabes Unidos

Con la introducción de una flota de taxis de 200 VE marca TESLA. Fue la primera estrategia para promover soluciones de movilidad ecológica. El siguiente paso es la inversión para la creación de cientos de instalaciones de carga, para abastecer la creciente demanda de usuarios de VE. [12]

1.4.3.6.2 Israel

La empresa Blink Charging Ltd., lidera la instalación de puntos de carga de VE en Israel. La compañía promueve la instalación de estaciones de carga de doble puerto, tanto en infraestructura como logística. El plan es tener una gran disminución en la venta de vehículos de combustión interna para el año 2030. [12]

1.4.3.6.3 Arabia Saudita

La empresa Schneider y el proveedor de servicios GREENER en alianza, se encuentran desarrollando infraestructura para electromovilidad el país, con un rápido crecimiento. La estrategia planea aumentar para 2030 la cantidad de estaciones de carga de vehículos eléctricos en el país. [12]

1.4.3.7 África

Considerando las limitaciones en infraestructura, capacidad energética, confiabilidad, costo de energía y costo de acceso a VE. Los sectores interesados afirman que es necesario implementar políticas y estímulos económicos para garantizar la transición hacia la electromovilidad. [12]

1.4.3.7.1 Marruecos

Las primeras estaciones de carga de VE aparecieron en Tánger, cerca de la carretera principal que conecta a Marruecos con el resto de la costa atlántica. La empresa TESLA

instaló 4 estaciones de carga cerca del Tangier Al Houara Hilton Resort. Otro punto de carga se instaló en el hotel Onomo de Casablanca. La reciente instalación de puntos de carga ha generado el aumento de interés de los VE por parte de los usuarios. [12]

1.4.3.8 Oceanía

1.4.3.8.1 Australia

Ha habido un aumento de estaciones de carga desde 2018, la mayor parte obra del sector privado. Para el año 2021 se cuenta con 2'500 estaciones de carga públicas, de las cuales 350 son de carga rápida. [12]

1.4.3.8.2 Nueva Zelanda

El objetivo de la Agencia de Transporte de Nueva Zelanda es implementar un cargador rápido por cada 75 km, a lo largo de las principales carreteras estatales del país. De este modo permitir, que incluso un VE de baja autonomía pueda viajar entre ciudades. Los proveedores de servicio de carga se encuentran instalando más puntos de carga, independientes de esta estrategia. [12]

1.4.4 Caracterización de la Carga

El análisis de un sistema de distribución posee modelos de carga variables en el tiempo. Para clientes residenciales, comerciales e industriales existen perfiles de uso para la estimación de la demanda de cada tipo. La incorporación de la carga de VE a los transformadores de distribución que albergan a estos clientes típicos, afecta el perfil de demanda total del mismo [14]. Generalmente la carga se mide en [kW], [kVA] o en [A]; en caso el consumo se exprese en función de la corriente que se consume, teniendo como referencia que el voltaje de servicio es fijo y constante.

Para definir el comportamiento de esta adición es necesario establecer las siguientes definiciones:

1.4.4.1 Potencia Eléctrica

Cantidad de energía eléctrica transferida desde una fuente o consumida por una carga, en una unidad de tiempo. Se mide en [kW] o [kVA]. [15]

$$P = \frac{\text{Energía [kWh]}}{\text{tiempo [h]}} \rightarrow [\text{kW}] \quad (1)$$

1.4.4.2 Energía

Integral en el tiempo de la potencia eléctrica que absorbe una determinada carga. Se mide en [kWh] o [kVAh]. [16]

$$E = \int_0^t P(t) dt \rightarrow [kWh] \quad (2)$$

1.4.4.3 Demanda

Carga en los terminales de recepción en un intervalo de tiempo definido. Se mide en [kW] o [kVA].

$$D = \frac{\text{Energía}_{\text{Terminales}} [kWh]}{\text{tiempo [h]}} \rightarrow [kW] \quad (3)$$

1.4.4.4 Demanda Máxima

Es el valor máximo de la demanda eléctrica durante un intervalo de tiempo analizado. Para un grupo de cargas o visto desde un transformador, se lo puede definir como demanda máxima coincidente [17]. Se mide en [kW] o [kVA].

1.4.4.5 Capacidad Instalada

Capacidad de abastecimiento con la que cuenta una fuente de energía eléctrica para cubrir la demanda eléctrica en un escenario determinado [18]. Esta característica es de suma importancia en transformadores, alimentadores primarios y subestaciones de distribución. Se mide en [kW] o [kVA].

1.4.4.6 Factor de Utilización

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la capacidad instalada del mismo. Un ejemplo sería: El FU de un transformador. [19]

$$FU = \frac{D_{\text{máx}}}{CI} \rightarrow FU \leq 1 \quad (4)$$

1.4.4.7 Factor de Coincidencia

Es la relación entre la demanda máxima total coincidente de un grupo de cargas y la suma de las demandas máximas no coincidentes de cada una de las cargas del grupo [14]. El inverso de esta característica es el Factor de Diversidad "FD".

$$FC = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{suma de las demandas máximas individuales}} = \frac{Dg_{\text{máx}}}{\sum_{i=1}^n D_i} = \frac{1}{FD} \quad (5)$$

1.4.4.8 Factor de Potencia

Es la relación entre la potencia útil que consume un elemento o circuito, y la potencia aparente del mismo [20]. Es decir, es un valor que mide la eficiencia de la instalación. Se define por:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{Potencia Activa [kW]}}{\text{Potencia Aparente [kVA]}} \rightarrow FP \leq 1 \quad (6)$$

1.4.5 Software OPENDSS

1.4.5.1 Breve Historia

OPENDSS comenzó su desarrollo en abril de 1997 por parte de la empresa Electrotek Concepts, Inc. Inicialmente solo se llamaba Distribution System Simulator o por sus siglas "DSS". Roger Dugan fue el artífice principal del software, a quien se le sumaría Tom McDermott como colaborador principal. El proyecto fue avanzando su desarrollo, hasta evolucionar a su nombre actual OPENDSS que es como se lo conoce hoy en día. El proyecto fue adquirido por EPRI Solutions en 2004, y por EPRI en 2007 debido a la absorción del anterior. En el año 2008 se lanzó el software bajo licencia de código abierto, como un esfuerzo de la cooperación a la modernización de la red de activos en el área de Smart Grid. [21]

La versión actual de OPENDSS ha evolucionado hasta llegar a ser una herramienta muy basta, que cuenta con muchas características que normalmente no se encuentran en softwares similares para estudios de distribución. Continuamente se agrega a sus bases de datos funciones para respaldar la información sobre planificación y análisis de sistemas de distribución. [21]

OPENDSS es un motor de simulación de propósito general para el análisis en el dominio de la frecuencia, que tiene características especiales para la creación de modelos de sistemas de distribución de energía eléctrica y para realizar análisis relacionados con planificación y calidad de energía. Este software no realiza simulaciones de transitorios electromagnéticos (dominio del tiempo). Todos los análisis que ofrece OPENDSS se realizan en el dominio de la frecuencia (estado estacionario), con la posibilidad de definir la frecuencia del sistema. El software realiza operaciones de transitorios electromecánicos o análisis dinámicos. [21]

1.4.5.2 Estructura de Software OPENDSS

OPENDSS basa su programación mediante líneas de comandos en orden secuencial y con determinada estructura. Las líneas de código y su estructuración pueden provenir

directamente de archivos del software o de archivos de programas externos. Esto lo hace a través de la interfaz COM que tiene implementada en su estructura, lo que le permite acceder a otros programas. A través de desarrollo de software en base a codificación, se pueden escribir bibliotecas de DLL para la interacción de varias partes del programa. [22]

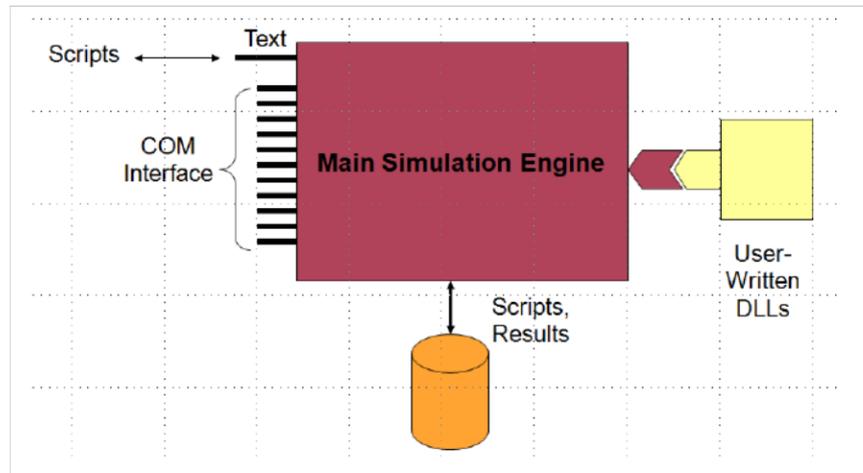


Figura 5. Estructura del software OPENDSS. [21]

El programa OPENDSS se ha utilizado para:

- Planificación y Análisis de Distribución.
- Análisis general de circuitos CA multifásicos.
- Análisis de Interconexiones de Generación Distribuida.
- Simulaciones temporales de carga y generación.
- Estudios de Planificación Probabilística.
- Simulación de centrales de generación alternativas.
- Simulación de sistemas de protección.
- Estimaciones de estado.
- Análisis de distorsión armónica.
- Calidad de energía.
- Simulaciones de hornos de arco.
- Flujos de energía temporales.
- Entre otros.

1.4.5.3 Modelos Básicos

1.4.5.3.1 Barra

Una barra es un elemento eléctrico que contiene N nodos. Las barras actúan como el punto de conexión entre todos los elementos del circuito. En muchos programas los términos Barra y Nodo se asumen como el mismo objeto, pero en OPENDSS tienen diferente definición, aquí los nodos están contenidos en los nodos [21]. La principal característica eléctrica de las barras es el voltaje. Cada nodo posee un voltaje respecto a la referencia de tierra.



Figura 6. Definición de barra en OPENDSS. [21]

A diferencia de otros programas, en OPENDSS no existe algún tipo de barras especiales, todas son iguales [21]. En OPENDSS las barras son creadas como consecuencia de la estructura del sistema. Cuando no se requiere trabajar con la referencia geográfica de los elementos o conexiones, la declaración de las barras es una consecuencia de la creación de los elementos, sin embargo, para sistemas robustos lo más recomendable es declarar las barras y su ubicación en el plano x – y antes de empezar con el resto de elementos.

Para la definición de una serie de barras con coordenadas se usa la función *Buscoords*.

1.4.5.3.2 Terminales

Cada elemento de un sistema de potencia posee terminales. Cada terminal puede tener un o más conexiones. Todos estos se conectan a una única barra. [22]

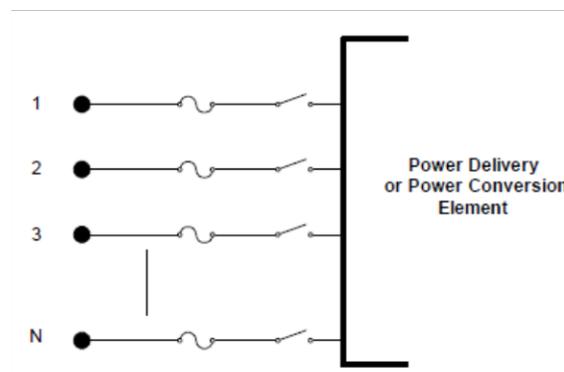


Figura 7. Terminales de barra. [21]

1.4.5.4 Elementos de Transporte de Energía

Los elementos de transporte de energía PD son los encargados de transportar la energía de un lugar a otro. Se caracterizan por su matriz de admitancia nodal. Por lo general poseen uno o más conectores. [22]

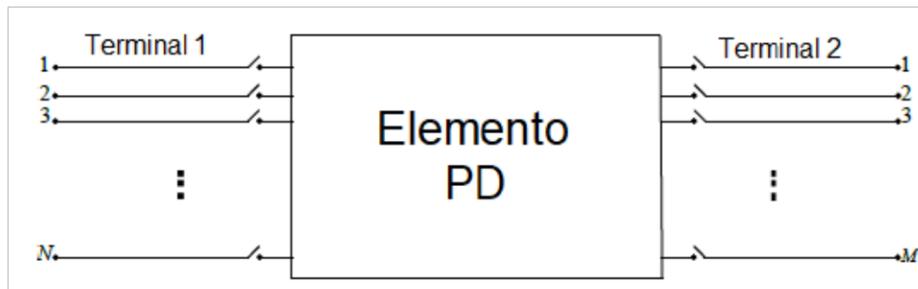


Figura 8. Elementos PD en OPENDSS, con conectores de entrada y de salida. [21]

Entre los elementos PD se encuentran:

- Líneas.
- Transformadores.
- Capacitores.
- Reactores.

1.4.5.5 Elementos de Conversión de Energía

Los elementos de conversión de energía PC convierten la energía eléctrica en cualquier otro tipo de energía, o viceversa. Algunos tienen la capacidad de almacenar energía de forma temporal y luego devolverla. En su mayoría tienen una sola conexión al sistema eléctrico, mediante un terminal multifásico. [21]

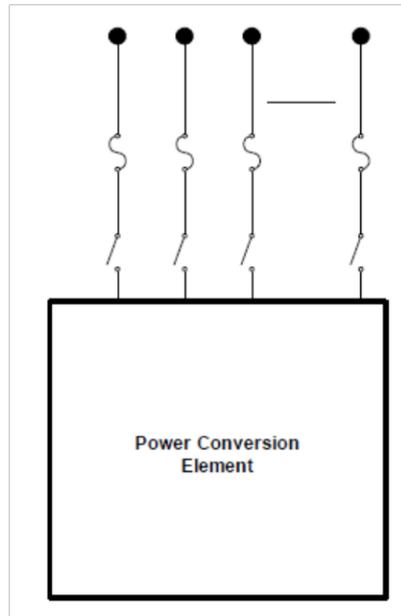


Figura 9. Representación de elementos PC en OPENDSS. [21]

Entre los elementos PC se encuentran:

- Generadores.
- Máquinas de Inducción.
- Cargas.
- Sistemas Fotovoltaicos.
- Baterías.
- Conversores.
- Aerogeneradores.

1.4.5.6 Elementos Generales

Existen varios elementos en OPENDSS que pueden asociarse a los PD y PC, brindando soporte en su definición y características [22]. Entre los que se encuentran:

- *GrowthShape.*
- *LineCode.*
- *LineGeometry.*
- *LoadShape.*

- *Spectrum.*

1.4.5.7 Medidores

Los elementos de medición existentes en OPENDSS son los siguientes:

- *Monitor.*
- *FMonitor.*
- *Sensor.*
- *Energy Meter.*

1.4.5.8 Flujo de Potencia

OPENDSS se encuentra diseñado para realizar flujos de potencia para distribución básica en la que se interpreta una fuente dominante de energía. El modelo de circuito empleado, puede ser un multifásico completo o un simplificado de secuencia positiva. El modelo por defecto es un trifásico completo. El flujo de potencia se puede ejecutar en distintos modelos de solución, entre los que se encuentran: instantáneo, diario, cíclico, Monte Carlo y otros modelos en los que la carga varía en función del tiempo. Al completarse el flujo de potencia, la información de los resultados está disponible en la plataforma. Los medidores se pueden usar para almacenar información específica o para exportarla hacia otro programa. El procedimiento es válido para redes con distribución radial o mallado. [21]

OPENDSS posee dos algoritmos iterativos para la resolución de flujos de potencia:

- Flujo de Potencia Iterativo.
- Solución Directa.

En el primero, los elementos no lineales como generadores y cargas, se tratan como fuentes de inyección. En la Solución Directa, se incluyen como admitancias en la matriz de admitancias del modelo total, luego la resolución se da sin iteraciones.

Actualmente, el programa emplea dos algoritmos iterativos de flujos de potencia:

- Método de Inyección Normal (Por defecto).
- Método de Newton.

El modo normal es más rápido. Newton tiene un proceso más robusto para circuitos difíciles de resolver. El método de solución normal es un método iterativo de punto fijo, relativamente simple y funciona para casi todo sistema de distribución con fuentes rígidas.

Es el método más usado para simulaciones en modo anual y otras simulaciones de tiempo prolongado. En las últimas actualizaciones se ha vuelto tan robusto como el modelo de Newton. [21]

Por lo general, los cálculos de flujo de potencia hacen uso de soluciones iterativas con modelos de carga no lineales, mientras que los estudios de falla usan solución directa con modelos de carga lineales. Los modelos dinámicos pueden usar un método de solución híbrido. [21]

OPENDSS ofrece distintas vías para la declaración de los elementos y su ubicación en el circuito completo. La metodología que se va a usar en este proyecto facilita el proceso, ya que la matriz nodal de admitancias es creada internamente por el programa al declarar en primera instancia las barras y su ubicación, así como la conexión de entrada y de salida de cada uno de los elementos que conforma el modelo completo.

A continuación, teóricamente se definen de los elementos que forman parte del modelo propuesto, vistos desde la perspectiva de OPENDSS.

1.4.5.9 *Vsource* – Fuente de Voltaje

Un objeto *Vsource* o fuente de voltaje, es un Equivalente de Thevenin de dos terminales multifásico. Es decir, es la combinación de una fuente de voltaje y una impedancia característica. La especificación de los datos es la que comúnmente se haría para una fuente equivalente: tensión línea – línea [kV] y potencias de cortocircuito [MVA]. [21]

La conexión del segundo terminal se puede obviar si la fuente se encuentra aterrizada, esto lo sobreentiende OPENDSS, a no ser que se declare lo contrario.

La creación del equivalente de la red se realiza con el comando *New Circuit*. Las características para definir una fuente de voltaje se muestran a continuación:

Tabla 3. Características para definir una fuente de voltaje. [21]

Característica	Definición
Bus1	Barra en la que se conecta el primer terminal.
Bus 2	Barra en la que se conecta el segundo terminal. Tierra por defecto.
basekv	Voltaje línea a línea nominal en kV.
pu	Valor en por unidad de operación. Se asume balanceado.
Angle	Ángulo de la primera fase en grados.
Frequency	Frecuencia de la fuente.
Phases	Número de fases. Por defecto 3.
MVAsc3	Potencia de cortocircuito trifásica en MVA.
MVAsc1	Potencia de cortocircuito monofásica en MVA.

x1r1	Relación X1/R1 para secuencia positiva. Por defecto 4.0.
x0r0	Relación X0/R0 para secuencia cero. Por defecto 3.0.
Isc3	AM. Corriente trifásica de cortocircuito. Por defecto 10500.
Isc1	AM. Corriente monofásica de cortocircuito. Por defecto 10000.
R1	AM. Resistencia de secuencia positiva de la fuente en ohm. Por defecto 1.65.
X1	AM. Reactancia de secuencia positiva de la fuente en ohm. Por defecto 6.6.
R0	AM. Resistencia de secuencia cero de la fuente en ohm. Por defecto 1.65.
X0	AM. Reactancia de secuencia cero de la fuente en ohm. Por defecto 6.6.
ScanType	Especificación de componentes simétricas para estudios de armónicos. Por defecto secuencia "positiva".
Sequence	Define la relación de ángulo entre las componentes simétricas. Por defecto secuencia "positiva"
Spectrum	Espectro armónico.
Z1	Impedancia de secuencia positiva. Vector $R + jX$.
Z2	Impedancia de secuencia negativa. Vector $R + jX$.
Z0	Impedancia de secuencia cero. Vector $R + jX$.
puZ1	Impedancia de secuencia positiva en pu.
puZ2	Impedancia de secuencia negativa en pu.
puZ0	Impedancia de secuencia cero en pu.
baseMVA	Base de potencia aparente. Por defecto 100 MVA.
baseFreq	Base de frecuencia. Por defecto 60 Hz.
like	Referenciación hacia otro tipo de fuente ya existente.

A mayor cantidad de características se definan para la fuente, mayor será la aproximación a su modelo real. Si no se declara cierta característica, el programa lo calculará en base a las otras características ingresadas o lo asumirá.

1.4.5.10 *Lines* – Líneas de Transmisión

El elemento *Line* se usa para modelar la mayoría de líneas o cables polifásicos de dos puertos. Está representado por un modelo pi con una capacitancia shunt. Se trata de un elemento PD definido por su impedancia. Las impedancias pueden ser especificadas por componentes simétricas o por una matriz de valores. [21]

Se puede definir la impedancia relacionándola con un *LineCode Object*, facilitando el proceso de definición de características.

Tabla 4. Características principales del *Line Object*. [21]

Característica	Definición
Bus1	Barra en la que se conecta el primer terminal.
Bus 2	Barra en la que se conecta el segundo terminal.
Linecode	Nombre de un linecode definido en donde existen las definiciones de impedancia.
Length	Longitud de la línea, asociado a la unidad de longitud Units.
Phases	Número de fases. Por defecto 3.
R1	Resistencia de secuencia positiva en ohm por unidad de longitud.
X1	Reactancia de secuencia positiva en ohm por unidad de longitud.
R0	Resistencia de secuencia cero en ohm por unidad de longitud.
X0	Reactancia de secuencia cero en ohm por unidad de longitud.
C1	Capacitancia de secuencia positiva en nF por unidad de longitud.
C0	Capacitancia de secuencia cero en nF por unidad de longitud.
Rmatrix	Matriz de resistencia en serie en ohm por unidad de longitud.
Xmatrix	Matriz de reactancia en serie en ohm por unidad de longitud.
Cmatrix	Matriz de capacitancia nodal en nF por unidad de longitud.
Units	Unidad de las longitudes. [km] / [m] / [Ft] / etc.

1.4.5.11 *LineCode* – Perfiles de Línea

Los *LineCode* son objetos de bibliotecas generales que almacenan características de impedancias para LT y cables. Los *LineCode* deben ser definidos en un archivo por separado y deben ser convocados en la definición de las líneas. [21]

El elemento *LineCode* puede realizar una reducción por el método de Kron, al reducir su último conductor en las matrices de impedancia, luego este se asumirá como un conductor de neutro con voltaje nulo. Esto se cumple únicamente si la impedancia es declarada por medio de una matriz. No es válido este análisis si la impedancia es definida utilizando componentes simétricos. [21]

A continuación, sus principales características para su definición:

Tabla 5. Características principales del *LineCode Object*. [21]

Característica	Definición
Nphases	Número de fases. Por defecto 3.

R1	Resistencia de secuencia positiva en ohm por unidad de longitud.
X1	Reactancia de secuencia positiva en ohm por unidad de longitud.
R0	Resistencia de secuencia cero en ohm por unidad de longitud.
X0	Reactancia de secuencia cero en ohm por unidad de longitud.
C1	Capacitancia de secuencia positiva en nF por unidad de longitud.
C0	Capacitancia de secuencia cero en nF por unidad de longitud.
Rmatrix	Matriz de resistencia en serie en ohm por unidad de longitud.
Xmatrix	Matriz de reactancia en serie en ohm por unidad de longitud.
Cmatrix	Matriz de capacitancia nodal en nF por unidad de longitud.
Units	Unidad de las longitudes. [km] / [m] / [Ft] / etc.

1.4.5.12 Transformer – Transformador

El transformador se encuentra implementado como un elemento de suministro de energía de múltiples terminales. Consta de dos o más devanados, con conexiones arbitrarias a la entrada y salida del elemento. Se puede especificar los parámetros de un devanado a la vez o realizarlo de forma matricial para establecer a todos los devanados con una sola declaración. [21]

Los transformadores poseen una o más fases de conexión. El número de conductores por terminal es siempre mayor en uno al número de fases. Para devanados en conexión Y, el conductor extra actúa como neutro. Para devanados en Delta, el terminal adicional está abierto internamente. [21]

Sus principales características en orden son:

Tabla 6. Características principales del *Transformer Object*. [21]

Característica	Definición
Phases	Número de fases. Por defecto 3.
Windings	Número de devanados. Por defecto 2.
Wdg	Número entero que representa el devanado activo para las siguientes características declaradas
Bus	Barra a la que está conectada este devanado.
Conn	Conexión de los devanados. Puede ser wye (Y) o delta. Por defecto wye.
kv	Tensión nominal del devanado en kV.
kva	Base de potencia aparente en kVA para el devanado.

%r	Porcentaje de resistencia del devanado en función de la base de potencia aparente en kVA.
XHL	Porcentaje de reactancia entre los devanados 1 y 2.

1.4.5.13 Load – Carga

Es un *PC element* complicado, que es el eje central de la mayoría de los análisis. Se encuentra definido básicamente por su potencia activa nominal en kW y su factor de potencia, o a su vez por este segundo y su potencia aparente nominal en kVA. Puede ser definido de forma más específica mediante una serie de características extras como son: *load multiplier*, *loadshape*, *dutycycle*, etc. [21]

Existen tres formas válidas para especificar una carga:

1. kW, PF
2. kW, kVA_r
3. kVA, PF

Las principales características para su definición son:

Tabla 7. Características principales del *Load Object*. [21]

Característica	Definición
Bus	Barra a la que se conecta la carga.
Phases	Número de fases de conexión de la carga.
Status	Definir como carga fija o variable. <ul style="list-style-type: none"> • Fixed. • Variable.
kv	Tensión nominal de la carga en kV.
kw	Potencia nominal activa total de la carga en kW.
kva	AM. Potencia nominal aparente total de la carga en kVA.
pf	Factor de potencia.
Model	Número entero que determina cómo varía la carga con el voltaje. <ol style="list-style-type: none"> 1. P y Q constantes. Valor por defecto. 2. Z constante. 3. P constante y Q cuadrático. 4. P y Q exponenciales. 5. I constante. 6. P constante y Q fijado (al valor nominal). 7. P constante y Q cuadrático fijado (al valor nominal). 8. Modelo ZIP.
Yearly	Load shape anual.
Daily	Load shape diario.
Growth	Nombre del Growth Shape → Factor de crecimiento.

Conn	Conexión de la carga. Puede ser wye (Y) o delta. Por defecto wye.
------	---

1.4.5.14 LoadShape – Forma de Carga

El elemento *LoadShape* es de suma importancia para todo tipo de soluciones de flujos de potencia en tiempos secuenciales. Es una de las capacidades más poderosas con las que cuenta OPENDSS. Las formas de las cargas son generalmente de intervalo fijo, pero también pueden ser de intervalo variable [21]. Un *loadShape* cuenta con una serie de multiplicadores, que oscilan entre 0 y 1 que sirven para representar la variación de la carga en un periodo de tiempo.

Son elementos de fácil comprensión y de limitados comandos. Se asocia a una serie de valores que se pueden declarar de manera interna por medio de vectores, sin embargo, lo recomendable es importar un archivo externo con los datos que representan la variación de la carga en el tiempo.

Entre las principales características para su definición se encuentran:

Tabla 8. Características principales del *LoadShape Object*. [21]

Característica	Definición
Npts	Número de puntos que va a tener la curva.
Interval	Intervalo de tiempo de los datos en horas. Por defecto 1h.
mInterval	Intervalo de tiempo de los datos en minutos.
sinterval	Intervalo de tiempo de los datos en segundos.
csvfile	Nombre de un archivo csv que contiene los datos de LoadShape para una carga.

1.4.5.15 Monitor

El elemento *Monitor* se utilizar para guardar un registro de diferentes variables características del elemento al que se encuentra conectado [22]. Se pueden guardar diferentes tipos de cantidades de acuerdo al modo en que fue definido el monitor. Los datos guardados en el monitor pueden ser graficados directamente en OPENDSS o exportados en un archivo csv. El elemento *Monitor* debe ser conectado en uno de los dos terminales del elemento a analizar. Puede conectarse a elementos PD y PC.

Sus características principales son las siguientes:

Tabla 9. Características principales del *Monitor*. [21]

Característica	Definición
Element	Nombre del elemento existente al que el monitor va a ser conectado.
Terminal	Terminal del element al que el monitor va a ser conectado.
Mode	Código numérico que describe qué variables son las que el monitor va a guardar. 0. Voltaje y corriente de cada fase, como número complejo. 1. Potencias de cada fase. P y Q. 2. Taps de transformadores. 3. Variables de estado. 4. Nivel de flicker e índice de severidad. 5. Variables de solución. 6. Conmutación de capacitores.

2 METODOLOGÍA

En este capítulo se va describir el procedimiento paso a paso aplicado para la modelación de un alimentador primario perteneciente a la EEQ en el software OPENDSS. Consecuentemente se realiza un estudio de incorporación progresiva de electromovilidad en el mismo a nueve años de proyección.

2.1 Selección del Alimentador Primario

La EEQ cuenta en la actualidad con 52 subestaciones de distribución y 209 alimentadores primarios, con una cobertura eléctrica de 15'155 km de red con un porcentaje de abastecimiento del 99.30% en su área de concesión. El total de clientes alcanza la cifra de 1'269'529 a diciembre del 2023. [23]

Mediante consulta a los técnicos de la EEQ, se seleccionó al alimentador primario Belisario Quevedo 11C como caso de estudio. BQ11C tiene en su concesión a las instalaciones de la EEQ ubicadas en la Avenida 10 de Agosto, que a su vez poseen una flota piloto de VE. 11C es un alimentador comercial, ideal para el estudio de incorporación de electromovilidad.

Los datos técnicos de la subestación y del alimentador primario se muestran a continuación:

- **Subestación:** 11 Belisario Quevedo.

- Ubicación: RF5W+CMF, Jose Valenti, Quito 170129. Centro – Norte de Quito.
- Capacidad: 20 MVA.
- Alimentadores: 11A – 11B – 11C – 11D – 11E.
- **Alimentador Primario: 11C.**
 - Área de cobertura delimitada por: Avenida Mariana de Jesús, Avenida 10 de Agosto, Calle Martín de Utreras y Calle Fray Bartolomé de las Casas.
 - Capacidad Instalada: 15695.5 kVA.
 - Clientes: 5'454.
 - Transformadores de Distribución: 152 unidades.
 - Voltaje Primario: 6300 V.
 - Voltaje Secundario: 220 / 240 / 380 V.
 - Tramos de líneas aéreas: 287 tramos.
 - Tramos de líneas subterráneas: 541 tramos.

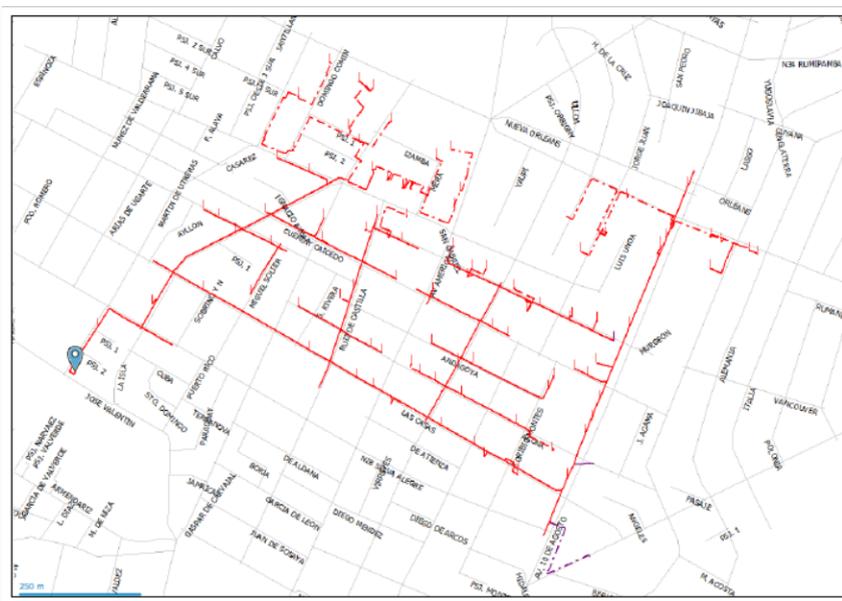


Figura 10. Subestación 11 Belisario Quevedo y área de cobertura del AP 11C. [24]

La ubicación de todas las subestaciones de la EEQ se puede apreciar en el Anexo III.

2.2 Extracción de datos de la Plataforma ArcGIS

La información inicial con la que se cuenta para el desarrollo de este proyecto, es una serie de archivos de capas que se cargan en la plataforma ArcGIS. Datos facilitados por el Centro de Operaciones de Cumbayá de la EEQ. Los archivos deben ser arrastrados al apartado Capas de la interfaz del ArcGIS. Una vez cargados estos archivos en la plataforma, se creará automáticamente el esquema del alimentador primario 11C en la plataforma.

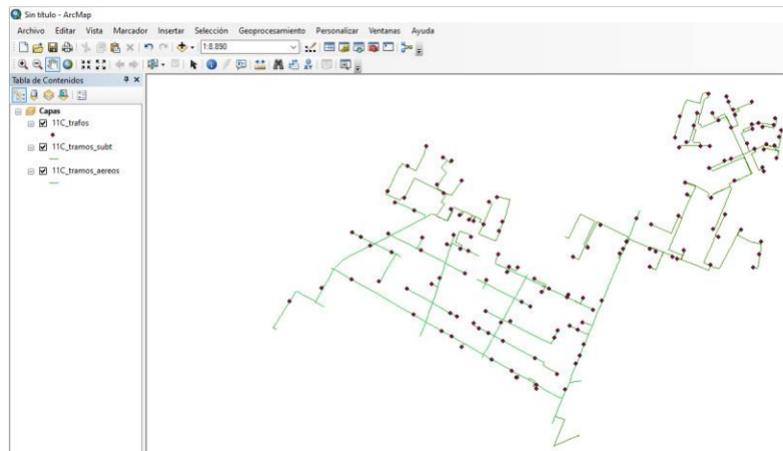


Figura 11. Esquema del alimentador primario 11C en el software ArcGIS.

El esquema del alimentador primario se encuentra simplificado únicamente a tres capas, las cuales son:

- Transformadores.
- Tramos de Líneas Subterráneas.
- Tramos de Líneas Aéreas.

Los elementos de protección, capacitores, reactores y demás elementos de la red no se consideran.

ArcGIS es una plataforma de geolocalización, en la cual no es posible realizar ningún tipo de estudio eléctrico. Sin embargo, la plataforma ofrece la capacidad de almacenamiento de características de elementos creados. Para este caso específico se cuenta con gran variedad de características tanto de los transformadores como de los tramos de líneas.

El objetivo ahora es extraer estos datos para poder tratarlos en Excel, y una vez logrado, transferirlos a OPENDSS en un formato específico.

Para la versión en español de ArcGIS, el proceso es el siguiente: [25]

Crear las casillas de coordenadas para los elementos de cada una de las capas.

1. Para Transformadores y Líneas de Distribución: Ctrl + F → Escribir: Agregar Campo → Seleccionar: Agregar Campo (Administración de Datos) → Seleccionar la Tabla de Entrada, Ingresar Nombre de Campo (Ejemplo: X_Inicial), Seleccionar Double en Tipo de Campo → Aceptar.
2. A continuación, en la interfaz principal: Click derecho en la capa donde se creó el campo → Abrir Tabla de Atributos → Recorrer la barra de la tabla que se genera hasta el extremo derecho → Click derecho en el nombre del campo que se creó (va a estar al final de todos) → Calculadora de Geometría → En Propiedad: Seleccionar la Característica que coincida con el campo creado → Aceptar. El proceso se repite para cada uno de los puntos iniciales y finales X y Y en el caso de las líneas de distribución. Para los transformadores solo se podrán seleccionar los puntos X y Y.

CODIGOADM5	TOTALLUMIN	SUMAPOTENC	TOTALCLIEN	SUMACONSUM	TIPORED	ORDENTRABA	CIRCUITOS	SECUENCIAF	FACILITYID	POINT_X	POINT_Y
TR_3F_27063-125-C	0	0	20	5555.62	Abierto		ABC	abc		779682.54575	9979525.83987
TR_3F_22405-100-C	0	0	25	5785.83	Abierto		ABC	abc		779676.95075	9979503.38975
TR_3F_10977-250-C	0	0	1	7357.59	Abierto		ABC	abc		779666.704875	9979426.57937
TR_3F_116204-75-C	0	0	1	36.19	Abierto		ABC	abc		779663.991625	9979568.366
TR_3F_10235-112.5-C	0	0	0	0	Abierto		ABC	abc		779660.871625	9979471.797
TR_3F_101661-50-C	0	0	0	0	Abierto		ABC	abc		779658.484875	9979545.81275
TR_3F_107644-125-C	0	0	0	0	Abierto		ABC	abc		779630.97675	9979476.875
TR_3F_172276-225-C	0	0	4	27491.11	Abierto		ABC	abc		779632.330625	9979459.11875
TR_3F_3643-250-C	0	0	21	12593.88	Abierto		ABC	abc		779622.158875	9979380.1665
TR_3F_30221-250-C	0	0	1	32956.78	Abierto		ABC	abc		779617.99075	9979384.41162
TR_3F_142734-100-C	0	0	1	7667.94	Abierto		ABC	abc		779617.7425	9979457.80112

Figura 12. Tabla de atributos, incluyendo coordenadas X Y en ArcGIS.

3. Transferir los datos a Excel. En la pantalla principal se sigue el siguiente procedimiento: Se presiona el botón *ArcToolbox* → Herramientas de conversión → Excel → De tabla a Excel → Se selecciona la dirección de guardado y se presiona en Aceptar.

2.3 Tratamiento de datos en Excel

2.3.1 Creación de Barras

Con las tablas de características de transformadores y líneas, se extrae las coordenadas X Y de cada capa de elementos. Para los transformadores, cada par de coordenadas representará la barra a la que se conectan, la cual es única en posición. Sin embargo, para el caso de las líneas, pueden existir barras en donde se conecten diferentes tramos de línea, o donde un punto sea el final de uno o varios tramos de línea y el inicio de otros tramos. Por lo que mediante un proceso mecánico y muy cuidadoso buscando mediante

las coordenadas cuáles se repetían, se definió la cantidad exacta de barras que se requieren crear para representar la topología del modelo en OPENDSS.

Tramos	SHAPE_LEN	Origen_X	Origen_Y	Final_X	Final_Y	J	K	L	M	N
1	8.77716122	778098.73	9979038.641	778106.4061	9979034.385	X		1	778098.73	9979038.641
2	38.56985459	778521.4546	9978795.969	778487.9993	9978815.159	X		2	778106.4061	9979034.385
3	66.14450908			778430.6789	9978848.167	X		3	778521.4546	9978795.969
4	0.885146925	778732.32	9978839.914	778732.7033	9978840.712	X		4	778487.9993	9978815.159
5	14.36235658	778633.4904	9978731.906	778627.1666	9978719.011	X		5	778430.6789	9978848.167
6	40.6078036	778977.8458	9978637.039	778937.4184	9978633.216	X		6	778732.32	9978839.914
7	2.96790111	778887.845	9978518.697	778886.844	9978515.903	X		7	778732.7033	9978840.712
8	65.11026413			778912.472	9978578.97	X		8	778633.4904	9978731.906
9	15.40013301	778235.006	9979117.572	778248.8431	9979124.329	X		9	778627.1666	9978719.011
10	5.306223364			778109.3018	9979038.831	X		10	778977.8458	9978637.039
11	95.20090618	778392.461	9979110.791	778308.2054	9979155.099	X		11	778937.4184	9978633.216
12	72.69401265	778232.707	9978961.771	778169.538	9978997.744	X		12	778887.845	9978518.697
13	72.99466923					X		13	778886.844	9978515.903
14	2.499971006	778109.9863	9979039.56	778111.6976	9979041.383	X		14	778912.472	9978578.97
15	0.999990625					X		15	778235.006	9979117.572
16	47.10612871	778453.2998	9978914.18	778437.9665	9978869.64	X		16	778248.8431	9979124.329
17	36.87148873			778425.177	9979093.786	X		17	778109.3018	9979038.831
18	33.97078077	778262.182	9978944.882			X		18	778392.461	9979110.791
19	144.6764112	778387.5104	9978872.606			X		19	778308.2054	9979155.099
20	9.363082973			778422.409	9978852.557	X		20	778232.707	9978961.771
21	40.24770433					X		21	778169.538	9978997.744

Figura 13. Proceso mecánico para la identificación de barras.

Ciertos tramos de red extraídos de ArcGIS eran una multilínea, con variaciones en su dirección sin la necesidad de crear otra barra, para esos casos simplemente se consideró las coordenadas inicial y final de cada tramo de línea, pero conservando su longitud normal de cableado. En estos casos las líneas son rectas de inicio a fin, manteniendo todas sus características.

El procedimiento dio como resultado la definición de N828 barras.

En caso se tuvieran varios miles de barras en un modelo más extenso, no es recomendable usar este proceso mecánico de identificación; sino usar macros en Excel.

2.3.2 Asignación de Barras a cada Capa

Contando ya con la cantidad de barras se realiza el proceso inverso asignando a cada coordenada la identificación de una de las barras. Para líneas aéreas y subterráneas serán dos barras (inicio – final) y para transformadores una sola.

Tramos	SHAPE_LEN	Origen_X	Origen_Y	BUS_1	Final_X	Final_Y	BUS_2	K	L	M	N
1	0.442407918	778553.3298	9979105.498	N288	778552.8943	9979105.576	N289		N1	778098.73	9979038.641
2	13.40028411	778425.5226	9979094.552	N164	778413.8836	9979101.192	N290		N2	778106.4061	9979034.385
3	5.099541917	778554.0413	9979110.545	N40	778552.8943	9979105.576	N289		N3	778521.4546	9978795.969
4	29.91667553	777897.679	9978837.014	N48	777904.5545	9978825.483	N291		N4	778487.9993	9978815.159
5	20.21343284	778471.203	9978972.769	N113	778452.5454	9978980.546	N292		N5	778430.6789	9978848.167
6	0.308256488	778702.1039	9979203.135	N293	778702.1059	9979202.827	N294		N6	778732.32	9978839.914
7	0.772021709	778688.4904	9979170.032	N295	778688.8589	9979170.432	N296		N7	778732.7033	9978840.712
8	1.248125795	778520.4173	9979247.15	N297	778519.1743	9979247.037	N298		N8	778633.4904	9978731.906
9	60.34482565	778792.2951	9978642.232	N110	778819.3349	9978609.656	N299		N9	778627.1666	9978719.011
10	0.52277737	778751.4594	9978650.148	N300	778751.8484	9978649.799	N301		N10	778977.8458	9978637.039
11	34.10103007	778983.4681	9978845.805	N302	779016.0683	9978835.979	N37		N11	778937.4184	9978633.216
12	76.98255619	778814.5768	9979000.9	N303	778841.7814	9978952.949	N304		N12	778887.845	9978518.697
13	1.076789332	778840.7775	9978953.339	N305	778841.7814	9978952.949	N304		N13	778886.844	9978515.903
14	0.355991441	778716.768	9979025.381	N306	778717.0326	9979025.619	N307		N14	778912.472	9978578.97

Figura 14. Asignación de barras a líneas de distribución.

2.3.3 Código de Barras en OPENDSS

En OPENDSS la creación de barras es una consecuencia de la declaración de otros elementos; sin embargo, existe la posibilidad de previamente declarar las barras con características como su ubicación, su altura, etc. OPENDSS reconoce el punto “.” como el separador decimal por defecto, y la coma “,” como separador de características. Por lo tanto, es recomendable realizar el cambio del separador de coma por punto directamente en Excel, caso contrario el cambio deberá ser realizado previo al traspaso de datos a OPENDSS.

La codificación propuesta para definir barras en OPENDSS consta de los siguientes parámetros:

Barras	Separador	Posicion_X	Separador	Posicion_Y
N1	,	778098.73	,	9979038.641
N2	,	778106.4061	,	9979034.385
N3	,	778521.4546	,	9978795.969
N4	,	778487.9993	,	9978815.159
N5	,	778430.6789	,	9978848.167
N6	,	778732.32	,	9978839.914
N7	,	778732.7033	,	9978840.712
N8	,	778633.4904	,	9978731.906

Figura 15. Codificación de barras en Excel para OPENDSS.

Al tener esta estructura creada para las barras, ya se puede pasar de este punto a la definición de elementos.

2.3.4 Código de Transformadores en OPENDSS

En el numeral 1.4.4.12 se nombró los principales parámetros para definir un transformador en OPENDSS. Con los datos de la capa de transformadores de ArcGIS se crea la estructura de datos necesaria para declarar a los transformadores de distribución en OPENDSS.

La estructura necesaria es la que se muestra a continuación:

```

Transformador  Fases  Devanados  Z_CC  Devanado1  Barral  Conexion1  V1
S1[kVA]      %Losses1  Devanado2  Barra2  Conexion2  V2     S2 [kVA]

```

Algunas de las características, deben ser calcadas de la tabla de capa de transformadores; sin embargo, otras deben ser reescritas e interpretadas a través de otras características de la capa. Entre las reescrituras y reinterpretaciones se encuentran:

- **Fases:** Dato sacado de la secuencia o de los circuitos. ABC = 3 fases, AB = 2 fases.
- **Barras Bifásicas:** Para conexión bifásica después del nombre de la barra se deben nombrar los terminales de conexión. Donde: A=1, B=2, C=3. Ejemplo: bus=N447.1.3
- **Conexión:** Las conexiones deben encontrarse escritas como “wye” o como “delta”. En caso se encuentren en la capa como Y, D deben ser reescritas.
- **Pérdidas:** Los porcentajes de pérdidas se fijaron con 0% en el primario y 2% en el secundario. Los valores quedan a criterio del usuario, si no se tiene el dato concreto.

Transformadores	Fase	Devanad	Z de C	Dev	Barr	onexi	1	ltaj	k	tenci	VA
New Transformer.T1	phases = 2	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N447	1.3	conn = wye	kv = 6.3	kva = 25		
New Transformer.T2	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N465		conn = delta	kv = 6.3	kva = 50		
New Transformer.T3	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N444		conn = delta	kv = 6.3	kva = 160		
New Transformer.T4	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N229		conn = delta	kv = 6.3	kva = 50		
New Transformer.T5	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N501		conn = delta	kv = 6.3	kva = 250		
New Transformer.T6	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N499		conn = delta	kv = 6.3	kva = 250		
New Transformer.T7	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N434		conn = delta	kv = 6.3	kva = 50		
New Transformer.T8	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N478		conn = delta	kv = 6.3	kva = 45		
New Transformer.T9	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N489		conn = wye	kv = 6.3	kva = 200		
New Transformer.T10	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N492		conn = wye	kv = 6.3	kva = 30		
New Transformer.T11	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N188		conn = delta	kv = 6.3	kva = 125		
New Transformer.T12	phases = 2	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N253	2.3	conn = wye	kv = 6.3	kva = 25		
New Transformer.T13	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N486		conn = delta	kv = 6.3	kva = 300		
New Transformer.T14	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N481		conn = delta	kv = 6.3	kva = 125		
New Transformer.T15	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N469		conn = delta	kv = 6.3	kva = 100		
New Transformer.T16	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N473		conn = delta	kv = 6.3	kva = 100		
New Transformer.T17	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N483		conn = delta	kv = 6.3	kva = 160		

Figura 16. Codificación de transformadores en Excel para OPENDSS. Parte 1.

%r	Dev	dc	Barr	onexi	2	ltaj	kv	tenci	VA	%r
%r = 0	wdg =2		bus = N829	1.3	conn = wye	kv = 0.24	kva = 25			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N830		conn = wye	kv = 0.22	kva = 50			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N831		conn = wye	kv = 0.22	kva = 160			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N832		conn = wye	kv = 0.22	kva = 50			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N833		conn = wye	kv = 0.22	kva = 250			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N834		conn = wye	kv = 0.22	kva = 250			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N835		conn = wye	kv = 0.22	kva = 50			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N836		conn = wye	kv = 0.22	kva = 45			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N837		conn = wye	kv = 0.22	kva = 200			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N838		conn = wye	kv = 0.22	kva = 30			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N839		conn = wye	kv = 0.22	kva = 125			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N840	2.3	conn = wye	kv = 0.24	kva = 25			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N841		conn = wye	kv = 0.22	kva = 300			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N842		conn = wye	kv = 0.22	kva = 125			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N843		conn = wye	kv = 0.22	kva = 100			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N844		conn = wye	kv = 0.22	kva = 100			%r = 2
%r = 0	wdg =2		bus = N845		conn = wye	kv = 0.22	kva = 160			%r = 2

Figura 17. Codificación de transformadores en Excel para OPENDSS. Parte 2.

2.3.5 Código de *Linecodes* en OPENDSS

En 1.4.4.11 se definieron los parámetros para definir los *linecodes* en OPENDSS. Se define primero los *linecodes* antes que los *lines*, ya que los primeros son un parámetro de entrada para los segundos. En las capas de líneas obtenidas del ArcGIS, el dato de los conductores está en código de la EEQ. Por lo que el primer paso es hacer una identificación de los conductores por medio del documento de Homologación de las Unidades de Propiedad [26]. Una vez hecho este procedimiento se realiza una búsqueda bibliográfica de las

características de cada calibre de conductor. Por lo general, se busca el dato de resistencia o resistividad del conductor.

El objetivo es obtener los valores de Resistencia y Reactancia por unidad de longitud para cada conductor, parámetros necesarios para la creación de los *loadshapes*.

Las siguientes expresiones se aplican para el cálculo de estas cantidades: [27]

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} \Omega \quad (7)$$

Donde: R_0 = resistencia de corriente directa.

ρ = resistividad del conductor.

l = longitud.

A = Área de la sección transversal.

Del área de la sección transversal del conductor se puede obtener el radio del conductor, aplicando la fórmula: [27]

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (8)$$

Para líneas trifásicas la separación entre fases se generalizó en 55 cm y 110 cm entre los extremos, y para líneas bifásicas en 80 cm, según norma de la EEQ. [28]

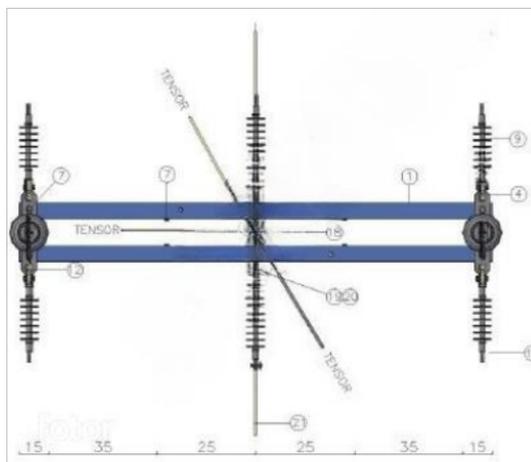


Figura 18. Separación de fases en líneas de distribución trifásicas. [28]

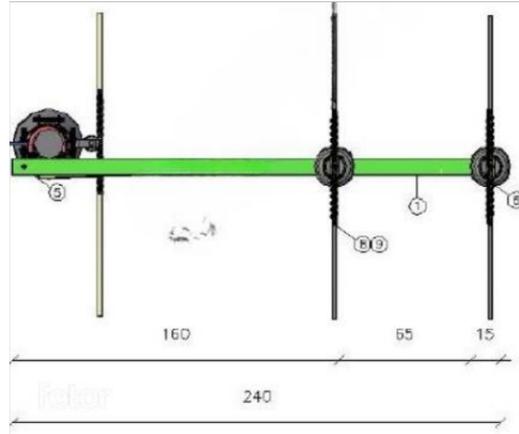


Figura 19. Separación de fases en líneas de distribución bifásicas. [28]

La distancia media geométrica DMG se calcula sacando la raíz enésima entre las distancias de cada fase.

Para tres fases se tiene: [27]

$$DMG = D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (9)$$

Para dos fases se tiene:

$$DMG = D_{eq} = \sqrt[2]{D_{12}D_{21}} \quad (10)$$

El radio medio geométrico RMG se calcula sacando la raíz enésima al cuadrado entre las distancias de los centros de cada conductor de una fase: hacia sí mismo y hacia los otros conductores en ambas direcciones, considerando el revestimiento aislante de cada conductor.

Para tres fases se tiene: [27]

$$RMG = D_s = \sqrt[3]{D_{AA}D_{BB}D_{CC}D_{AB}D_{BA}D_{BC}D_{CB}D_{CA}D_{AC}} \quad (11)$$

Para dos fases se tiene:

$$RMG = D_s = \sqrt[4]{D_{AA}D_{BB}D_{AB}D_{BA}} \quad (12)$$

Finalmente, con el dato de las dos últimas expresiones se calcula la reactancia por km del conductor. [27]

$$X_L = 2 * \pi * 60 * 1000 * 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \Omega/km \text{ fase} \quad (13)$$

Un ejemplo de cálculo se encuentra en el Anexo IV.

Del análisis previo aplicado a todos los tipos de conductores, quedan los siguientes resultados:

Tabla 10. Características de los tipos de conductores para líneas aéreas.

Tipo de Conductor	Arreglo	Alias	Resistencia	Reactancia
AAAC6201.1/0	3F3C	NL.AEREA1	0.6095	0.3217
AAAC6201.1/0	2F2C	NL.AEREA2	0.6095	0.3412
AAAC6201.2	3F3C	NL.AEREA3	0.9697	0.3330
AAAC6201.2/0	3F3C	NL.AEREA4	0.4835	0.3157
AAAC6201.2/266	3F3C	NL.AEREA5	0.2411	0.2964
AAAC6201.4/0	3F3C	NL.AEREA6	0.3040	0.3031
ASC.2	3F3C	NL.AEREA7	0.8560	0.3270
TTU-Cu.2	3F3C	NL.AEREA8	0.5230	0.3284
TTU-Cu.2	2F2C	NL.AEREA9	0.5230	0.3480
TTU.Cu.4/0	3F4C	NL.AEREA10	0.1640	0.2944

Tabla 11. Características de los tipos de conductores para líneas subterráneas.

Tipo de Conductor	Arreglo	Alias	Resistencia	Reactancia
15kV.AI.1/0	3F3C	NL.SUBTER1	0.5370	0.1266
15kV.Cu.1/0	3F3C	NL.SUBTER2	0.3290	0.1931
15kV.Cu.2	3F3C	NL.SUBTER3	0.5230	0.2045
15kV.Cu.2/0	3F3C	NL.SUBTER4	0.2610	0.1871
15kV.Cu.4	3F3C	NL.SUBTER5	0.8470	0.2148
15kV.Cu.6	3F3C	NL.SUBTER6	1.3460	0.2242
15kV.Cu.700	3F3C	NL.SUBTER7	0.0513	0.1386
25kV.AI.1/0	3F3C	NL.SUBTER8	0.5370	0.1931
25kV.AI.2/0	3F3C	NL.SUBTER9	0.4430	0.1871
25kV.Cu.1/0	3F3C	NL.SUBTER10	0.3290	0.1931
25kV.Cu.2	2F2C	NL.SUBTER11	0.5230	0.2263
25kV.Cu.2/0	3F3C	NL.SUBTER12	0.2610	0.1871
25kV.Cu.3/0	3F3C	NL.SUBTER13	0.2110	0.1809
25kV.Cu.4/0	3F3C	NL.SUBTER14	0.1640	0.1745
35kV.Cu.1/0	3F3C	NL.SUBTER15	0.3290	0.1931

Los valores de resistencia y reactancia de secuencia cero se asumen con los mismos valores que los de secuencia positiva, a falta de los datos para su cálculo.

El proceso para cada uno de los conductores se realizó en Matlab.

Ahora, se define la estructura en código que deben tener los *linecodes* para poder ser ingresados en OPENDSS.

Linecode Fases Frecuencia R1 X1 R0 X0

New Linecode.AEREA1	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,6095	X1 = 0,2018	R0 = 0,6095	X0 = 0,2018
New Linecode.AEREA2	nphases = 2	BaseFreq = 60	R1 = 0,6095	X1 = 0,3005	R0 = 0,6095	X0 = 0,3005
New Linecode.AEREA3	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,9697	X1 = 0,3079	R0 = 0,9697	X0 = 0,3079
New Linecode.AEREA4	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,4835	X1 = 0,2665	R0 = 0,4835	X0 = 0,2665
New Linecode.AEREA5	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,2411	X1 = 0,2202	R0 = 0,2411	X0 = 0,2202
New Linecode.AEREA6	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,3040	X1 = 0,2361	R0 = 0,3040	X0 = 0,2361
New Linecode.AEREA7	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,8560	X1 = 0,3270	R0 = 0,8560	X0 = 0,3270
New Linecode.AEREA8	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,5230	X1 = 0,3284	R0 = 0,5230	X0 = 0,3284
New Linecode.AEREA9	nphases = 2	BaseFreq = 60	R1 = 0,5230	X1 = 0,3480	R0 = 0,5230	X0 = 0,3480
New Linecode.AEREA10	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0,1640	X1 = 0,2944	R0 = 0,1640	X0 = 0,2944

Figura 20. Codificación de linecodes en Excel para OPENDSS.

2.3.6 Código de *Lines* en OPENDSS

Con los *linecodes* definidos, ya se puede crear el código para las líneas de distribución aéreas y subterráneas (no se va a hacer diferenciación entre los dos tipos, debido a que no se toma en cuenta la altura a la que se encuentran las fases respecto al suelo). Usando como referencia lo descrito en el apartado 1.4.4.10.

Los mismos ajustes y reemplazos que se hicieron con las barras en la codificación de transformadores aplican para este caso. Se debe definir las unidades de longitud para las líneas del sistema, se usa km.

La estructura de código que se va a usar para las líneas se muestra a continuación:

Line_name Barra1 Barra2 Linecode Longitud Units

Nombre de la LT	Barra 1	Fases de C1	Barra 2	Fases de C2	LineCode	Longitud en km	Unidades
New Line.LTAerea1	Bus1 = N1	3.2.1	Bus2 = N2	3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.008777161	units = km
New Line.LTAerea2	Bus1 = N3	3.2.1	Bus2 = N4	3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.038569855	units = km
New Line.LTAerea3	Bus1 = N4	3.2.1	Bus2 = N5	3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.066144509	units = km
New Line.LTAerea4	Bus1 = N6	3.1	Bus2 = N7	3.1	Linecode = AEREA2	Length = 0.000885147	units = km
New Line.LTAerea5	Bus1 = N8	1.2.3	Bus2 = N9	1.2.3	Linecode = AEREA6	Length = 0.014362357	units = km
New Line.LTAerea6	Bus1 = N10	2.1.3	Bus2 = N11	2.1.3	Linecode = AEREA6	Length = 0.040607804	units = km
New Line.LTAerea7	Bus1 = N12	1.2.3	Bus2 = N13	1.2.3	Linecode = AEREA5	Length = 0.002967901	units = km
New Line.LTAerea8	Bus1 = N12	1.2.3	Bus2 = N14	1.2.3	Linecode = AEREA5	Length = 0.065110264	units = km
New Line.LTAerea9	Bus1 = N15	3.2.1	Bus2 = N16	3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.015400133	units = km
New Line.LTAerea10	Bus1 = N2	3.2.1	Bus2 = N17	3.2.1	Linecode = AEREA3	Length = 0.005306223	units = km
New Line.LTAerea11	Bus1 = N18	1.2.3	Bus2 = N19	1.2.3	Linecode = AEREA4	Length = 0.095200906	units = km
New Line.LTAerea12	Bus1 = N20	3.2.1	Bus2 = N21	3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.072694013	units = km
New Line.LTAerea13	Bus1 = N21	3.2.1	Bus2 = N2	3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.072994669	units = km
New Line.LTAerea14	Bus1 = N22	3.2.1	Bus2 = N23	3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.002499971	units = km
New Line.LTAerea15	Bus1 = N17	3.2.1	Bus2 = N22	3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.000999991	units = km
New Line.LTAerea16	Bus1 = N24	3.2.1	Bus2 = N25	3.2.1	Linecode = AEREA4	Length = 0.047106129	units = km
New Line.LTAerea17	Bus1 = N18	1.2.3	Bus2 = N26	1.2.3	Linecode = AEREA7	Length = 0.036871489	units = km

Figura 21. Codificación de *lines* en Excel para OPENDSS.

2.3.7 Archivo de *Loadshape* en OPENDSS

Al igual que con los elementos *lines*, las cargas "*loads*" requieren de un elemento externo que contiene información crucial. En este caso son los *loadshapes* que definen el perfil de funcionamiento en el tiempo de cada carga asociada a él. Prácticamente, la declaración de la variación de la carga es la que define el funcionamiento del modelo completo. En el *loadshape* es donde se define el intervalo de tiempo de simulación total y el tiempo entre muestras; mediante un archivo externo .txt en un vector columna, se define la cantidad de datos que se van a tener para el análisis, la cantidad debe coincidir con el número de *npts* declarados en el código.

Para este estudio se cuenta con los datos de demanda de un mes completo (septiembre del 2023) para el alimentador primario Belisario Quevedo 11C. En función de la capacidad instalada total de los transformadores del alimentador y de los datos de demanda, se procede a distribuir proporcionalmente la carga total en cada uno de los transformadores, para que sumados den como resultado la demanda total del alimentador primario; Este proceso se realiza ya que, en las Empresas Eléctricas de Distribución no se registran los perfiles de funcionamiento de transformadores, solo se concentran en que el transformador pueda abastecer a los clientes que tiene conectados.

Del inicio del capítulo se tiene que la capacidad instalada del Alimentador Primario Belisario Quevedo 11C es de 15695.5 kVA. Dato que se toma como potencia activa, ya que los porcentajes de pérdidas de los transformadores en el primario y secundario están definidos como datos de entrada.

A continuación, se procede a obtener el factor de utilización FU de cada uno de las muestras de la demanda mensual del alimentador que se tiene. Recordando, que el FU es la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada. La demanda máxima es tomada de la variable P de cada muestra del archivo de consumo mensual.

El dato de los factores de utilización para todo el mes da como resultado 2880 datos, proveniente de muestras tomadas cada 15 minutos. Organizándolo en un vector columna, será la representación del escenario inicial de la demanda del sistema. Estos datos serán guardados en un archivo .txt, como el *loadshape* mensual (se le puede asignar cualquier nombre al archivo).

El proceso en Excel para obtener los factores de utilización se muestra a continuación:

	Puntos	P (kW)	Prorratio	Capacidad Max		
0:15:00	1	741.074442	0.04721573	15695.5	1	0.04721573
0:30:00	2	733.407122	0.04672722		2	0.04672722
0:45:00	3	724.106585	0.04613466		3	0.04613466
1:00:00	4	729.69452	0.04649068		4	0.04649068
1:15:00	5	722.576333	0.04603717		5	0.04603717
1:30:00	6	734.766595	0.04681384		6	0.04681384
1:45:00	7	736.485278	0.04692334		7	0.04692334
2:00:00	8	744.119591	0.04740974		8	0.04740974
2:15:00	9	773.523793	0.04928316		9	0.04928316
2:30:00	10	809.508683	0.05157585		10	0.05157585
2:45:00	11	859.967473	0.0547907		11	0.0547907
3:00:00	12	895.92604	0.05708171		12	0.05708171
3:15:00	13	957.93875	0.0610327		13	0.0610327

Figura 22. Obtención de factores de utilización en Excel.

Los valores de los factores de utilización constan en la columna “Prorrrateo”. El valor de FU máximo define el aprovechamiento máximo de la CI de todo el alimentador. Para el escenario básico la demanda máxima del alimentador es de 1834.57 kW.

2.3.8 Código de *Loads* en OPENDSS

La información en 1.4.4.13 define la guía para la declaración de cargas en OPENDSS. El *loadshape* previamente definido es uno de los parámetros más importantes que tiene cada carga, por no decir el más crucial de todos.

Una vez más se conservan los ajustes y reemplazos que se hicieron para las características de anteriores elementos para los que ya se creó la codificación.

La estructura de código que se va a usar para las cargas se muestra a continuación:

Cargas	Barra	Fases	Estatus	V	Conexion	S[kVA]	PF	Modelo	Loadshape	Voltaje kv
New Load.Carga1	bus = N829	phases = 2					status = variable			kv = 0.24
New Load.Carga2	bus = N830	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga3	bus = N831	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga4	bus = N832	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga5	bus = N833	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga6	bus = N834	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga7	bus = N835	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga8	bus = N836	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga9	bus = N837	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga10	bus = N838	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga11	bus = N839	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga12	bus = N840	phases = 2					status = variable			kv = 0.24
New Load.Carga13	bus = N841	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga14	bus = N842	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga15	bus = N843	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga16	bus = N844	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga17	bus = N845	phases = 3					status = variable			kv = 0.22
New Load.Carga18	bus = N846	phases = 3					status = variable			kv = 0.22

Figura 23. Codificación de *loads* en Excel para OPENDSS. Parte 1.

Conexion	Parametro 1	Parametro 2	Modelo	Loadshape
conn = wye	kva = 25	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 50	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 160	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 50	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 250	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 50	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 45	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = wye	kva = 200	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = wye	kva = 30	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 125	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = wye	kva = 25	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 300	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 125	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 100	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 100	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 160	pf = 1	model = 1	daily = shape2
conn = delta	kva = 120	pf = 1	model = 1	daily = shape2

Figura 24. Codificación de *loads* en Excel para OPENDSS. Parte 2.

2.3.9 Creación de *Loadshapes* para Escenarios en OPENDSS

A este punto, ya se puede migrar todas las estructuras de datos a OPENDSS para correr un escenario básico del sistema. Sin embargo, inicialmente se planteó el análisis de 10 años de crecimiento de la carga típica e incorporación progresiva de electromovilidad.

Para generar los perfiles de carga habitual año tras año se definió un incremento de demanda del 1% anual respecto al año anterior. Se recuerda que el alimentador primario Belisario Quevedo 11C es un alimentador comercial, el dato de crecimiento de demanda anual fue consultado en la EEQ.

Los *loadshapes* de carga año a año, se crearon multiplicando el *loadshape* del año anterior por 1.01. Seguidamente, se guardan en archivos .txt diferentes, con el nombre ShapeA#. Donde # es el número de año.

El proceso descrito se observa en esta captura de Excel:

2023	2024	2025	2026	2027	2028
Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
0.04721573	0.04768788	0.048164763	0.048646411	0.049132875	0.049624204
0.04672722	0.04719449	0.04766644	0.048143104	0.048624535	0.049110781
0.04613466	0.04659601	0.047061969	0.047532588	0.048007914	0.048487993
0.04649068	0.04695559	0.047425146	0.047899398	0.048378392	0.048862175
0.04603717	0.04649754	0.046962513	0.047432138	0.047906459	0.048385524
0.04681384	0.04728198	0.047754796	0.048232344	0.048714668	0.049201814
0.04692334	0.04739257	0.047866499	0.048345164	0.048828615	0.049316902
0.04740974	0.04788384	0.048362677	0.048846304	0.049334767	0.049828114
0.04928316	0.04977599	0.050273749	0.050776486	0.051284251	0.051797093
0.05157585	0.0520916	0.05261252	0.053138645	0.053670032	0.054206732
0.0547907	0.05533861	0.055891996	0.056450916	0.057015425	0.057585579
0.05708171	0.05765253	0.058229056	0.058811347	0.05939946	0.059993455
0.0610327	0.06164303	0.062259458	0.062882052	0.063510873	0.064145982
0.06292579	0.06355505	0.064190597	0.064832503	0.065480828	0.066135636
0.06515362	0.06580516	0.066463212	0.067127844	0.067799122	0.068477114
0.06754806	0.06822354	0.068905779	0.069594836	0.070290785	0.070993693
0.07619074	0.07695264	0.077722171	0.078499393	0.079284387	0.080077231
0.07940842	0.08020251	0.08100453	0.081814576	0.082632721	0.083459049
0.08862382	0.08951006	0.090405158	0.09130921	0.092222302	0.093144525
0.09195252	0.09287205	0.093800771	0.094738778	0.095686166	0.096643028

Figura 25. Codificación de *loadshapes* anuales en Excel para OPENDSS.

Los FU y las potencias máximas del alimentador a través de los años de estudio se muestran a continuación:

Tabla 12. Progresión de los FU del alimentador primario a lo largo de los años de estudio.

# Auxiliar	Año	Escenario	Pmax AP [kW]	FU
Año 0	2023	1	1834.569647	0.116885072
Año 1	2024	2	1852.915344	0.118053923
Año 2	2025	3	1871.444497	0.119234462
Año 3	2026	4	1890.158942	0.120426807
Año 4	2027	5	1909.060531	0.121631075
Año 5	2028	6	1928.151137	0.122847385
Año 6	2029	7	1947.432648	0.124075859
Año 7	2030	8	1966.906975	0.125316618
Año 8	2031	9	1986.576044	0.126569784

Año 9	2032	10	2006.441805	0.127835482
-------	------	----	-------------	-------------

2.3.10 Creación de *Loadshapes* para VE en OPENDSS

Con los perfiles de carga convencional ya creados para todos los años de estudio, se procede a crear los perfiles de los VE que serán incorporados progresivamente al alimentador año tras año.

Para el año 2023 los autos eléctricos con mayor demanda son los siguientes:

Tabla 13. Autos eléctricos más vendidos en Ecuador. [29]

Marca	Modelo	Segmento	Unidades	Potencia Pico kW	T de Carga
Nissan	X-Trail	SUV	558	116	52 m
Audi	Audi E-Tron	SUV	43	126	47 m
BYD	BYD E5	Automóvil	37	40	84 min
Skywell	Serie ET5	SUV	30		
Dongfeng	Serie Rich	Camioneta	30		
DFSK	Serie EC35	VAN	20		
MG	Marvel	SUV	20	82	114 m
Mercedes Benz	Clase EQA	SUV	20		
JAC	E JS1	Automóvil	19		
Kia	Niro EV	SUV	17	84	92 m

Los datos de potencia pico y de tiempo de carga rápida se tomaron de la página de EVKX, una distribuidora de vehículos eléctricos.

En la página de EVKX las curvas de carga de vehículos son gráficas estáticas y no se pueden marcar puntos en la misma. Se muestran de la siguiente manera:

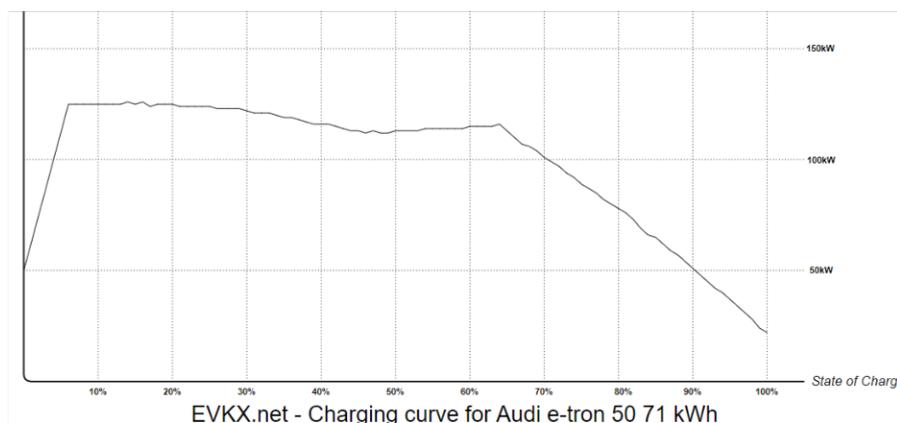


Figura 26. Curva de carga rápida del vehículo Audi E-Tron. [30]

Para poder crear una aproximación de las curvas de carga donde se pueda identificar los puntos, se hace uso de la aplicación web Automeris, que permite tomar puntos en las gráficas con las que se trabaja.

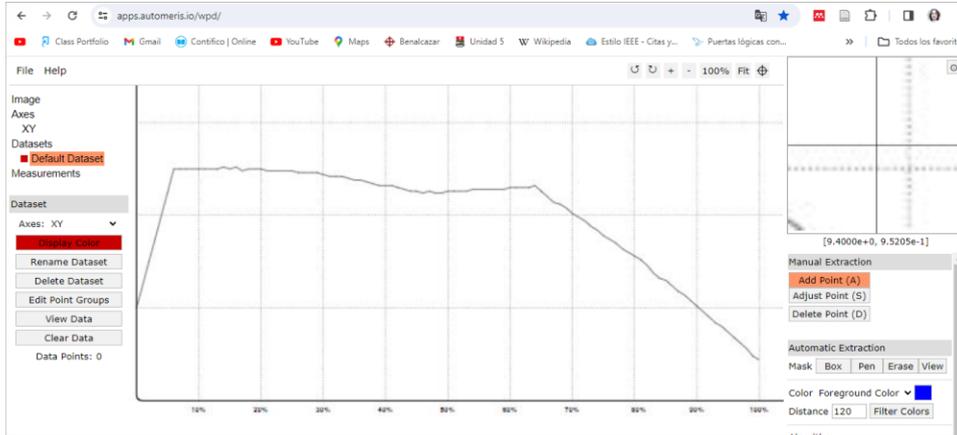


Figura 27. Interfaz de la plataforma Automeris. [31]

Se seleccionaron cinco de los diez VE de la lista y se modelaron con 32 y con 4 puntos cada uno. Esto con la finalidad de poder generalizarlos para una carga lenta de 4 horas y una carga rápida de 1 hora. Para lograr esto, se contrae o expande el valor pico de la potencia y se expande o contrae su tiempo de carga como si fuera de 8 horas y de 1 hora.

Los VE tienen una capacidad límite, de forma que, el área bajo la curva debe ser la misma para carga lenta o carga rápida. Esta aproximación para carga lenta a 8 horas con 32 puntos y 1 hora con 4 puntos es para calzar con los *loadshapes* de carga común y que se puedan sumar punto a punto en las muestras, que son cada 15 minutos. Con los puntos tomados se extrae la información hacia Excel y se realiza los ajustes para lograr lo nombrado anteriormente.

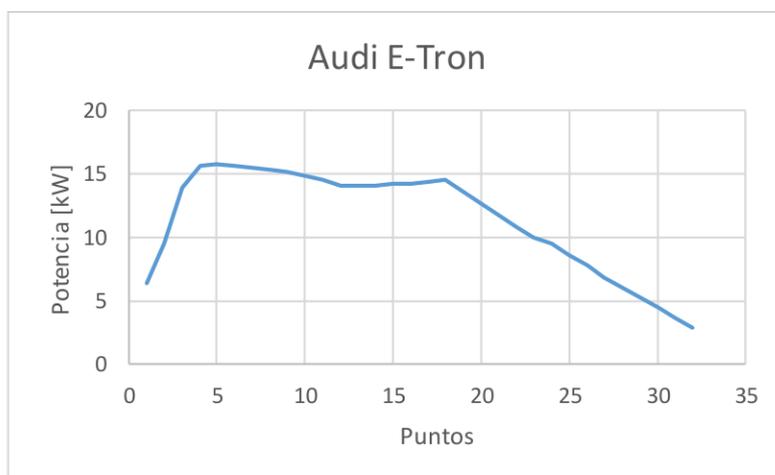


Figura 28. Aproximación de curva de carga del Audi E-Tron para 8 horas con 32 puntos.

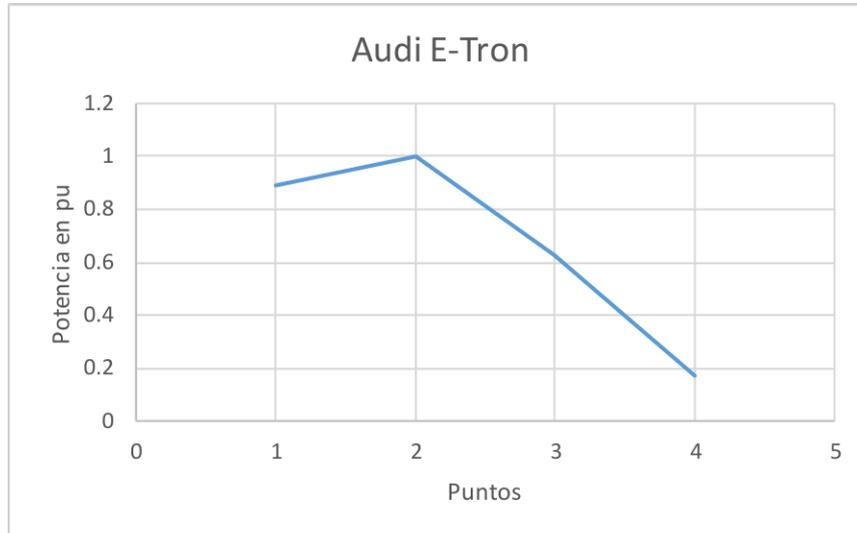


Figura 29. Aproximación de curva de carga del Audi E-Tron para 1 hora con 4 puntos.

La potencia en cada punto para las gráficas debe estar ubicada en por unidad. Recordar que serán usados para crear *loadshapes*, y en estos todos sus valores deben ser menores o iguales a 1. El dato crítico para convertir los *loadshapes* en potencia es el valor pico para la respectiva carga. Estos valores están incluidos en la Tabla 14.

- Para carga lenta de lunes a viernes, los horarios de carga iniciales se fijaron desde las 8pm a las 4am para los 5 modelos de VE. Los fines de semana se hizo un perfil de reducción de carga al 50% de capacidad para sábados y domingos, durante el mismo horario.
- Para carga rápida, los horarios de cargas iniciales se fijaron de 6am a 7am, solo de lunes a viernes. No se consideró los fines de semana, asumiendo que los propietarios de los VE no acuden a cargar su vehículo explícitamente en esa zona.

Para cada uno de los vehículos, por separado se fueron adhiriendo los perfiles de cada VE en muestras de 32 y de 4 respectivamente a vectores con valor de 0 en 2880 puntos de tiempo en un mes, con 15 minutos de diferencia entre cada punto.

El resultado fueron perfiles mensuales de carga de los VE seleccionados.

A continuación, se muestra un acotado de una semana de uno de los perfiles de carga. De esta manera poder apreciar su modelo.

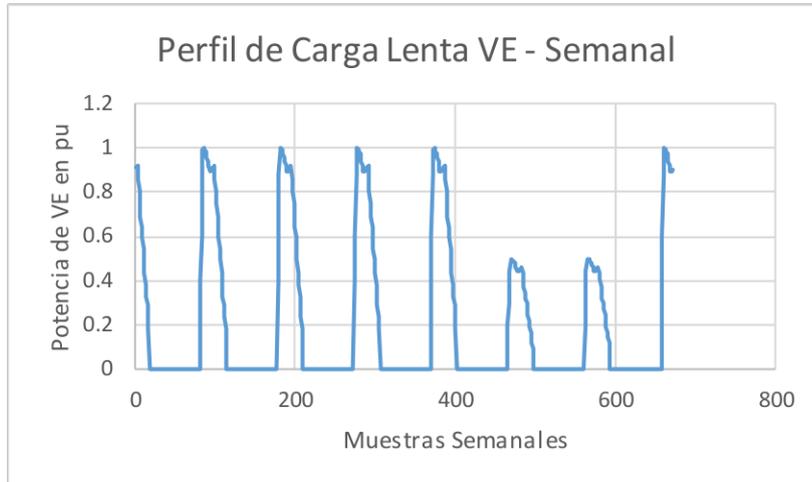


Figura 30. Perfil de carga semanal de VE. Carga lenta.

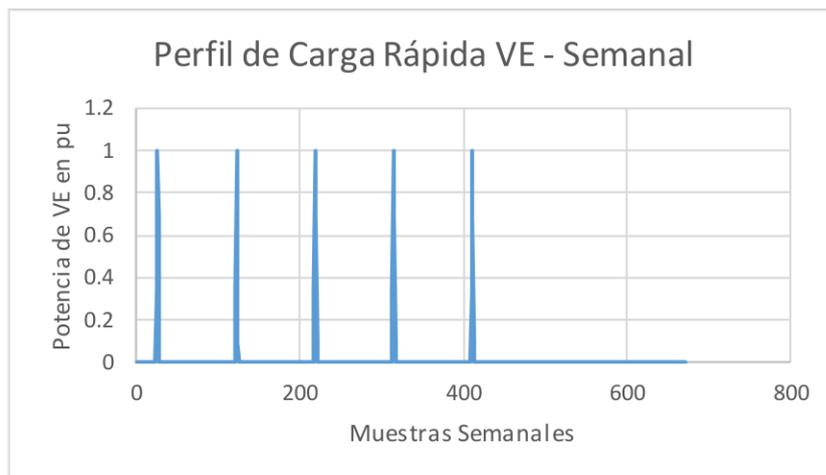


Figura 31. Perfil de carga semanal de VE. Carga rápida.

Para este momento se cuenta con 10 perfiles de carga de VE tanto para carga rápida y carga lenta. Sin embargo, se debe tener en cuenta que no todos los usuarios cargan su vehículo a la misma hora. Tal vez lo hagan en un horario similar, pero con cierta diferencia.

Para solucionar esto se procedió a crear perfiles de carga extras a partir de los que ya se tiene. Se recorrió la curva 30 minutos dos veces hacia cada lado de la referencia de cada uno de los perfiles, dando como resultado perfiles de carga adelantados y retrasados de los mismo VE con los que se cuenta inicialmente. A este punto se tienen 50 *loadshapes* de VE que deben ser guardados uno a la vez en un archivo .txt.

Después				Antes
BYD 7.125 kW				
1 hora (-)	30 min (-)	Tiempo 0	30 min (+)	1 hora (+)
0.9906542	0.9906542	0.9906542	0.9906542	0.9906542
0.9906542	0.9813084	0.9906542	0.9906542	0.8971963
0.9906542	0.9906542	0.9906542	0.9906542	0.8317757
0.9813084	0.9906542	0.9906542	0.8971963	0.7663551
0.9906542	0.9906542	0.9906542	0.8317757	0.682243
0.9906542	0.9906542	0.8971963	0.7663551	0.6074766
0.9906542	0.9906542	0.8317757	0.682243	0.5233645
0.9906542	0.8971963	0.7663551	0.6074766	0.4485981
0.9906542	0.8317757	0.682243	0.5233645	0.3551402
0.8971963	0.7663551	0.6074766	0.4485981	0.2803738
0.8317757	0.682243	0.5233645	0.3551402	0.2149533
0.7663551	0.6074766	0.4485981	0.2803738	0.1495327
0.682243	0.5233645	0.3551402	0.2149533	0
0.6074766	0.4485981	0.2803738	0.1495327	0
0.5233645	0.3551402	0.2149533	0	0
0.4485981	0.2803738	0.1495327	0	0
0.3551402	0.2149533	0	0	0
0.2803738	0.1495327	0	0	0
0.2149533	0	0	0	0
0.1495327	0	0	0	0
0	0	0	0	0

Figura 32. Perfiles de carga adelantados y retrasados para un mismo tipo de VE.

En la siguiente tabla se aprecia la asignación de nombres para cada *loadshape* de carga, de cada VE en carga lenta o rápida.

Tabla 14. *Loadshapes* de VE con su potencia máxima.

Carga Lenta			Carga Rápida		
Modelo	Pmax	Loadshape	Modelo	Pmax	Loadshape
Nissan	14.5 kW	ShapeEV1_X	Nissan	116 kW	ShapeEV6_X
Audi	15.75 kW	ShapeEV2_X	Audi	126 kW	ShapeEV7_X
BYD	7.125 kW	ShapeEV3_X	BYD	57 kW	ShapeEV8_X
MG	19.5 kW	ShapeEV4_X	MG	156 kW	ShapeEV9_X
KIA	16.125 kW	ShapeEV5_X	KIA	126 kW	ShapeEV10_X

Donde X representa el desfase de 30 minutos respecto a la referencia que va a ser el número 3. De esta forma:

Tabla 15. Adelanto y retraso de *Loadshapes* para un mismo tipo de VE.

Inicio de Carga	7 pm	7:30 pm	8 pm	8:30 pm	9 pm
X	1	2	3	4	5
Desfase	(-) 60 min	(-) 30 min	0	(+) 30 min	(+) 60 min

Finalizado este proceso, se recorre los *loadshapes* para horarios críticos de 08:00 – 16:00 y 15:00 – 23:00, para perfiles de carga que no se desarrollen durante horario nocturno. Como resultado se cuenta con 150 *loadshapes* de carga para VE. La quinta parte de los VE totales se cargará fuera de horario nocturno.

2.3.11 Incorporación Progresiva de VE

La estimación del número total de VE a ser incorporados a lo largo de los años, se encuentra definida en la Tabla 3.4. de la referencia [14].

Empresa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
EEAmbato	69	181	370	688	1,229	2,131	3,605	5,915	9,395	14,315	20,565
EEAzogues	5	13	27	50	89	154	262	431	687	1,041	1,479
EECentrosur	51	158	335	638	1,152	2,007	3,414	5,645	8,996	13,639	19,396
EECotopaxi	12	23	43	77	136	234	397	655	1,039	1,556	2,187
EEGalapagos	15	34	56	80	106	132	156	178	196	211	223
EENorte	10	113	284	570	1,045	1,817	3,047	4,916	7,560	10,910	14,701
EEQuito	115	438	1,029	2,053	3,825	6,853	11,925	20,123	32,904	51,649	76,029
EERiobamba	4	13	28	55	104	195	360	646	1,122	1,862	2,904
EESur	47	143	315	605	1,085	1,867	3,114	5,022	7,770	11,379	15,551
CNEL-Bolívar	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5
CNEL-El Oro	2	6	15	34	71	143	279	533	987	1,701	2,720
CNEL-Esmeraldas	0	1	3	8	19	41	84	165	305	525	840
CNEL-Guayaquil	144	417	886	1,694	3,074	5,389	9,198	15,185	23,959	35,551	49,297
CNEL-Guayas Los Ríos	49	173	384	749	1,372	2,418	4,137	6,841	10,802	16,036	22,242
CNEL-Los Ríos	4	28	69	141	262	467	803	1,331	2,105	3,128	4,341
CNEL-Manabí	2	15	31	63	122	250	519	1,019	1,886	3,250	5,197
CNEL-Milagro	5	50	126	259	484	863	1,486	2,466	3,901	5,798	8,047
CNEL-Santa Elena	0	0	1	3	7	16	33	64	118	207	340
CNEL-Santo Domingo	2	13	36	77	150	276	490	841	1,399	2,236	3,401
CNEL-Sucumbios	3	12	30	59	107	185	310	501	780	1,153	1,603

Figura 33. Desagregación de VE por Empresa Eléctrica de Distribución. [14]

La información de interés es la desagregación de la EEQ, resaltada en celeste. Se debe tener en cuenta que es cantidad acumulada.

Mediante la siguiente curva acumulativa se aprecian los valores descritos en la Figura 33.

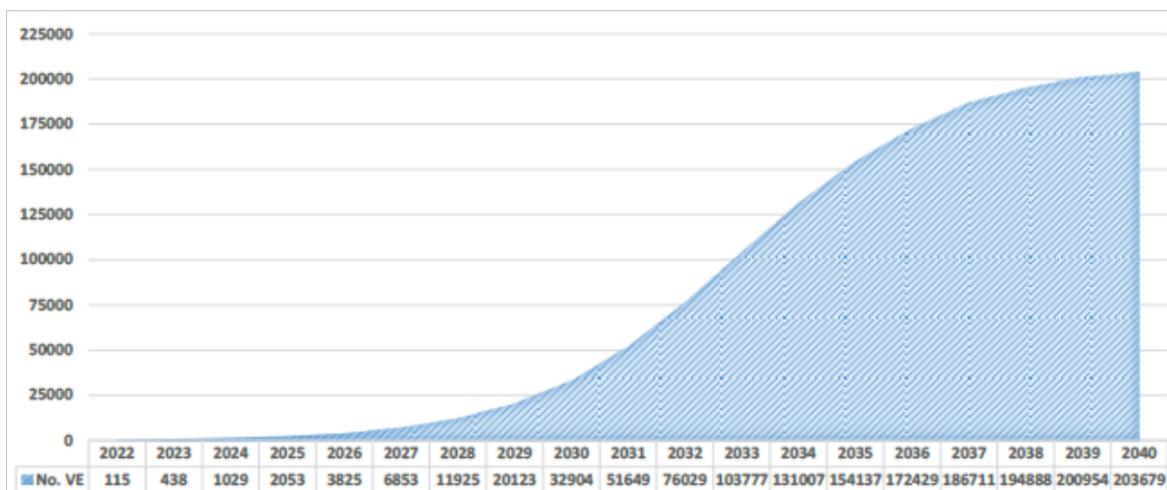


Figura 34. Cantidad estimada de VE incorporados en la EEQ hasta 2040.

Con los valores de las cantidades estimadas por año de VE en la EEQ, se estima la cantidad de VE en el alimentador primario Belisario Quevedo 11C; relacionando la cantidad proyectada total de VE en la EEQ con el número total de usuarios en la EEQ y con el último dato de clientes totales que se tiene en el alimentador primario Belisario Quevedo 11C.

Estos valores ya fueron declarados al inicio del capítulo 2. Recordando:

- EEQ Clientes: 1'269,529.
- 11C Clientes: 5,454.

Por lo tanto:

$$F_{VE} = \frac{\#11C}{\#EEQ} = \frac{5454}{1336123} = 0.004081953 \quad (14)$$

Este factor se multiplica por las cantidades de VE en la EEQ por año, para sacar la cantidad de VE en Belisario Quevedo 11C.

Tabla 16. Número de VE incorporados en 11C. Periodo 2023 – 2032.

# Auxiliar	Año	Escenario	#VE EEQ	#VE 11C	Redondeando
	2022	Base	115	0.469424642	0
Año 0	2023	1	438	1.787895594	2
Año 1	2024	2	1029	4.200330059	4
Año 2	2025	3	2053	8.380250351	8
Año 3	2026	4	3825	15.61347179	16
Año 4	2027	5	6835	27.90015156	28
Año 5	2028	6	11925	48.67729441	49
Año 6	2029	7	20135	82.19013191	82
Año 7	2030	8	32904	134.312595	134
Año 8	2031	9	51649	210.8288117	211
Año 9	2032	10	76029	310.3468358	310

2.3.12 Selección de Transformadores para VE

La tecnología actual de los VE incluidos los de mayores ventas hoy en día en el Ecuador según la Tabla 13, representan cargas de alta demanda de potencia. Por lo tanto, no cualquier transformador está preparado para albergar cargas de VE aparte de la carga común. Por esa razón, se seleccionan los 45 transformadores de mayor potencia entre los 152 totales.

A continuación, se muestra la cantidad de transformadores seleccionados en función de su capacidad.

Tabla 17. Transformadores seleccionados para albergar VE.

Transformadores para VE	
Potencia [kW]	Cantidad
125	19
138	1
150	3
160	8
200	4
225	2
250	6
300	1
700	1
TOTAL	45

Adicionalmente, para los años 8 y 9 del análisis, se incorporaron 2 transformadores extras de 700 kW; junto con dos cargas de perfil típico para estos transformadores. Los transformadores representan a dos puntos de carga masivos para VE, “electrolineras”.

2.3.13 Código de *Loads* de VE en OPENDSS

Con el dato de los transformadores para EV, a partir del perfil de carga típica asociada a cada uno de estos; se crean los 310 códigos de *loads* para VE, distribuidos en los 47 transformadores.

El proceso se realiza numerando de forma aleatoria los 310 códigos de *loads*, antes de asignarles el perfil de carga de VE, luego de eso se ordena usando la numeración y se llenan los campos de los códigos *loads* faltantes. De esta forma se obtiene que la incorporación de VE en los transformadores de 11C sea aleatoria.

	# Auxiliar	Cargas	Barra	Phases	Voltaje kv
	1	// New Load EV1	bus = N945	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	2	// New Load EV2	bus = N952	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	3	// New Load EV3	bus = N899	phases = 3	status = variable kv = 0.22
Año1	4	// New Load EV4	bus = N908	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	5	// New Load EV5	bus = N884	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	6	// New Load EV6	bus = N837	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	7	// New Load EV7	bus = N961	phases = 3	status = variable kv = 0.22
Año 2	8	// New Load EV8	bus = N888	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	9	// New Load EV9	bus = N967	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	10	// New Load EV10	bus = N931	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	11	// New Load EV11	bus = N943	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	12	// New Load EV12	bus = N971	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	13	// New Load EV13	bus = N841	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	14	// New Load EV14	bus = N902	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	15	// New Load EV15	bus = N957	phases = 3	status = variable kv = 0.22
Año 3	16	// New Load EV16	bus = N973	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	17	// New Load EV17	bus = N833	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	18	// New Load EV18	bus = N842	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	19	// New Load EV19	bus = N944	phases = 3	status = variable kv = 0.22
	20	// New Load EV20	bus = N962	phases = 3	status = variable kv = 0.22

Figura 35. Codificación de *loads* para VE en Excel para OPENDSS. Parte 1.

1	Voltaje kv	Conexión	Parametro 1	Parametro 2	Modelo	Shape	Tipo de Sha
2	kv = 0.22	conn = delta	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV1_3
3	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV2_5
4	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV5_4
Año1	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV4_1
6	kv = 0.22	conn = delta	kw = 7.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV3_2
7	kv = 0.22	conn = wye	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV1_1
8	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV5_2
Año 2	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV4_2
10	kv = 0.22	conn = delta	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV1_4
11	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV2_2
12	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV4_3
13	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV5_1
14	kv = 0.22	conn = delta	kw = 7.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV3_4
15	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV2_3
16	kv = 0.22	conn = delta	kw = 7.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV3_4
Año 3	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV4_5
17	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV5_3
18	kv = 0.22	conn = delta	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV1_2
19	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV2_2
20	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1		daily = shapeEV2_2

Figura 36. Codificación de *loads* para VE en Excel para OPENDSS. Parte 2.

Tener en cuenta, que el parámetro de potencia en los códigos de *loads* de VE, corresponde a la potencia pico de cada VE. Según la Tabla 14.

Al final se introdujeron 16 unidades con perfiles de carga rápida y 313 unidades con perfiles de carga lenta. Todas las cargas de VE tienen factor de potencia de 0.98.

2.4 OPENDSS

Con toda la codificación creada en 2.3, se procede a la transferencia a OPENDSS para llevar a cabo la simulación de los escenarios.

Para migrar los códigos de Excel a OPENDSS se recomienda pasarlos primero por un block de notas y luego a OPENDSS. Debido a que, si se transfieren directamente desde Excel conservan el perfil gráfico de las casillas del programa.

OPENDSS es un software de código continuo y secuencial. Sin embargo, es posible separar la codificación en sub-ventanas como si se tratase de funciones o estructuras externas para facilitar el entendimiento general del programa.

2.4.1 Ventana Principal – Maestro

Los pasos usados en orden para la definición de la ventana principal se enumeran a continuación:

1. Reseteo de la base de datos de OPENDSS con el comando Clear.
2. Definir la frecuencia del sistema. $F = 60$ Hz.
3. Definir la dirección en el ordenador de la carpeta común.
4. Crear el circuito con el comando New Circuit.Nombre.
5. Redireccionar las sub-ventanas en este orden:
 - a. Equivalente de Red.
 - b. *Linecodes*.
 - c. Líneas de Distribución Aéreas.
 - d. Líneas de Distribución Subterráneas.
 - e. Transformadores.
 - f. Cargas Comunes.
 - g. Cargas de VE.
6. Declaración del *Monitor*.
7. Comando *MakeBuslist*.
8. Definir bases de voltajes.
9. Comando *CalcVoltagebases*.
10. Definir coordenadas de barras.
11. Definir modo de control.
12. Definir el periodo de muestreo.
13. Definir la cantidad de muestras.
14. Definir el tiempo entre muestras.
15. Resolver el flujo de carga.
16. Exportar resultados.

```

Clear
set defaultBaseFrequency=60
set datapath=C:\Users\Franklin\Downloads\Programa_Belisario

New Circuit.Belisario_base

Redirect Vsource_Belisario.dss

Redirect LineCodes_Belisario.dss

Redirect LTaereas_Belisario.dss
Redirect LTsubterranas_Belisario.dss
Redirect Transformadores_Belisario.dss
Redirect Cargas_Normales_Belisario.dss //ingresar nuevas cargas año a año
Redirect Cargas_EV_Belisario.dss //ingresar nuevas cargas año a año

//New Energymeter.Meter1 element=Load.Carga1 terminal=1 option=[E, R, C] action=C

New Monitor.PQtotal element=line.LTSubter4 mode=1 ppolar = no terminal=2

MakeBusList
Set Voltagebases={6.3, 0.38, 0.24, 0.22}

CalcVoltagebases
Buscoords BusCoords_Belisario.dss

set controlmode=static
//set mode=daily // para muestras de 24 horas
set mode=yearly // para muestras semanales o mensuales
set number=2880 // para muestras de un mes
//set number=96 // para muestras de 24 horas
//set number=672 // para muestras de una semana
set stepsize=0.25h // cuantas veces registra el valor

solve

Set ShowExport=True
Export monitor PQtotal

```

Figura 37. Ventana Principal del Programa en OPENDSS.

El comando Clear borra todos los resultados y cálculos de anteriores estudios. La frecuencia del sistema se fija en 60 Hz, como dicta la norma ecuatoriana. La carpeta general debe contener todos los archivos necesarios para el modelo, incluidas la ventana principal, las sub-ventanas y todos los *loadshapes*. El nombre del circuito lo define el usuario. Con el comando *Redirect* se invoca todas las sub-ventanas; cada sub-ventana debe ser llamada exactamente con el nombre con el que fueron creadas, todas son archivos .dss.

2.4.2 Equivalente de Red.

Siguiendo la estructura definida en 1.4.4.9. Para el equivalente de red se usa los datos de la Subestación 11 Belisario Quevedo, proporcionados por la EEQ.

La Subestación Belisario Quevedo se conecta a la barra N291, 3 \emptyset , 6300 V.

El caracter ~ sirve para continuar con la declaración lineal, con la posibilidad de pasar a la siguiente línea.

Las bases usadas fueron:

- Potencias de cortocircuito 3 \emptyset y 1 \emptyset .
- Resistencias y reactancias de secuencia positiva y cero.

~ Bus1 = N291	Basekv = 6.3	pu = 1.0	Angle = 0.0
~ Frequency = 60.0	phases = 3		
~ Mvasc3 = 173.5	Mvasc1 = 61.7		
R1=0.02	X1=0.2480	R0=0.008	X0=0.2040

Figura 38. Equivalente de Red en OPENDSS.

2.4.3 Linecodes.

Los códigos de perfiles de líneas / *linecodes* son transferidos tal cual el resultado final que se logró en la Figura 20. La declaración *Units = km*, fija la unidad de longitud sobre la que se definen R y X.

New Linecode.AEREA1	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.6095	X1 = 0.3217	R0 = 0.6095	X0 = 0.3217	units = km
New Linecode.AEREA2	nphases = 2	BaseFreq = 60	R1 = 0.6095	X1 = 0.3412	R0 = 0.6095	X0 = 0.3412	units = km
New Linecode.AEREA3	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.9697	X1 = 0.3330	R0 = 0.9697	X0 = 0.3330	units = km
New Linecode.AEREA4	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.4835	X1 = 0.3157	R0 = 0.4835	X0 = 0.3157	units = km
New Linecode.AEREA5	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.2411	X1 = 0.2964	R0 = 0.2411	X0 = 0.2964	units = km
New Linecode.AEREA6	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.3040	X1 = 0.3031	R0 = 0.3040	X0 = 0.3031	units = km
New Linecode.AEREA7	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.8560	X1 = 0.3270	R0 = 0.8560	X0 = 0.3270	units = km
New Linecode.AEREA8	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.5230	X1 = 0.3284	R0 = 0.5230	X0 = 0.3284	units = km
New Linecode.AEREA9	nphases = 2	BaseFreq = 60	R1 = 0.5230	X1 = 0.3480	R0 = 0.5230	X0 = 0.3480	units = km
New Linecode.AEREA10	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.1640	X1 = 0.2944	R0 = 0.1640	X0 = 0.2944	units = km
New Linecode.SUBTER1	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.5370	X1 = 0.1266	R0 = 0.5370	X0 = 0.1266	units = km
New Linecode.SUBTER2	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.3290	X1 = 0.1931	R0 = 0.3290	X0 = 0.1931	units = km
New Linecode.SUBTER3	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.5230	X1 = 0.2045	R0 = 0.5230	X0 = 0.2045	units = km
New Linecode.SUBTER4	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.2610	X1 = 0.1871	R0 = 0.2610	X0 = 0.1871	units = km
New Linecode.SUBTER5	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.8470	X1 = 0.2148	R0 = 0.8470	X0 = 0.2148	units = km
New Linecode.SUBTER6	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 1.3460	X1 = 0.2242	R0 = 1.3460	X0 = 0.2242	units = km
New Linecode.SUBTER7	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.0513	X1 = 0.1386	R0 = 0.0513	X0 = 0.1386	units = km
New Linecode.SUBTER8	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.5370	X1 = 0.1931	R0 = 0.5370	X0 = 0.1931	units = km
New Linecode.SUBTER9	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.4430	X1 = 0.1871	R0 = 0.4430	X0 = 0.1871	units = km
New Linecode.SUBTER10	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.3290	X1 = 0.1931	R0 = 0.3290	X0 = 0.1931	units = km
New Linecode.SUBTER11	nphases = 2	BaseFreq = 60	R1 = 0.5230	X1 = 0.2263	R0 = 0.5230	X0 = 0.2263	units = km
New Linecode.SUBTER12	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.2610	X1 = 0.1871	R0 = 0.2610	X0 = 0.1871	units = km
New Linecode.SUBTER13	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.2110	X1 = 0.1809	R0 = 0.2110	X0 = 0.1809	units = km
New Linecode.SUBTER14	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.1640	X1 = 0.1745	R0 = 0.1640	X0 = 0.1745	units = km
New Linecode.SUBTER15	nphases = 3	BaseFreq = 60	R1 = 0.3290	X1 = 0.1931	R0 = 0.3290	X0 = 0.1931	units = km

Figura 39. Linecodes en OPENDSS.

2.4.4 Líneas de Distribución Aéreas y Subterráneas.

Los códigos de LDA/S se definen en dos archivos por separado debido a la cantidad de líneas de código; en OPENDSS las ventanas tienen un límite de caracteres por archivo.

Los elementos *Lines* tienen como dato de entrada los *Linecodes*, que necesariamente deben estar declarados antes en el código.

New Line.LTAerea249	Bus1 = N268.1.2.3	Bus2 = N269.1.2.3	Linecode = AEREA7	Length = 0.00046494	units = km
New Line.LTAerea250	Bus1 = N270.3.1.2	Bus2 = N271.3.1.2	Linecode = AEREA7	Length = 0.000352356	units = km
New Line.LTAerea251	Bus1 = N148.3.1.2	Bus2 = N177.3.1.2	Linecode = AEREA7	Length = 0.000352494	units = km
New Line.LTAerea252	Bus1 = N272.3.1.2	Bus2 = N185.3.1.2	Linecode = AEREA7	Length = 0.000352494	units = km
New Line.LTAerea253	Bus1 = N182.3.1.2	Bus2 = N273.3.1.2	Linecode = AEREA7	Length = 0.000375791	units = km
New Line.LTAerea254	Bus1 = N137.3.1.2	Bus2 = N270.3.1.2	Linecode = AEREA7	Length = 0.000352359	units = km
New Line.LTAerea255	Bus1 = N140.1.2.3	Bus2 = N268.1.2.3	Linecode = AEREA7	Length = 0.00057437	units = km
New Line.LTAerea256	Bus1 = N133.3.2.1	Bus2 = N266.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.037774307	units = km
New Line.LTAerea257	Bus1 = N265.3.2.1	Bus2 = N133.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.022702646	units = km
New Line.LTAerea258	Bus1 = N274.3.2.1	Bus2 = N266.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.049334011	units = km
New Line.LTAerea259	Bus1 = N264.3.2.1	Bus2 = N274.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.078411983	units = km
New Line.LTAerea260	Bus1 = N264.3.2.1	Bus2 = N165.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.034387356	units = km
New Line.LTAerea261	Bus1 = N275.3.2.1	Bus2 = N257.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.002023349	units = km
New Line.LTAerea262	Bus1 = N257.3.2.1	Bus2 = N265.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.03555208	units = km
New Line.LTAerea263	Bus1 = N276.3.2.1	Bus2 = N276.3.2.1	Linecode = AEREA1	Length = 0.001121961	units = km
New Line.LTAerea264	Bus1 = N277.1.2.3	Bus2 = N135.1.2.3	Linecode = AEREA1	Length = 0.002402587	units = km
New Line.LTAerea265	Bus1 = N132.1.2.3	Bus2 = N277.1.2.3	Linecode = AEREA1	Length = 0.000466433	units = km
New Line.LTAerea266	Bus1 = N272.3.1.2	Bus2 = N34.3.1.2	Linecode = AEREA3	Length = 0.032172236	units = km
New Line.LTAerea267	Bus1 = N99.3.1.2	Bus2 = N272.3.1.2	Linecode = AEREA3	Length = 0.001928129	units = km
New Line.LTAerea268	Bus1 = N34.3.1.2	Bus2 = N278.3.1.2	Linecode = AEREA3	Length = 0.001296601	units = km
New Line.LTAerea269	Bus1 = N93.1.2.3	Bus2 = N279.1.2.3	Linecode = AEREA7	Length = 0.000346759	units = km
New Line.LTAerea270	Bus1 = N280.3.1.2	Bus2 = N41.3.1.2	Linecode = AEREA3	Length = 0.042403214	units = km
New Line.LTAerea271	Bus1 = N35.3.1.2	Bus2 = N280.3.1.2	Linecode = AEREA3	Length = 0.06121533	units = km
New Line.LTAerea272	Bus1 = N280.3.2.1	Bus2 = N281.3.2.1	Linecode = AEREA3	Length = 0.000999975	units = km
New Line.LTAerea273	Bus1 = N8.3.2.1	Bus2 = N241.3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.034852989	units = km
New Line.LTAerea274	Bus1 = N241.3.2.1	Bus2 = N254.3.2.1	Linecode = AEREA5	Length = 0.079996864	units = km

Figura 40. Lines en OPENDSS.

2.4.5 Transformadores.

Los códigos para Transformadores se trasladan a su sub-ventana, tal cual fueron creados en Excel.

Se recuerda que hay dos transformadores extras que se incorporan en los 2 años finales del estudio, al igual que sus cargas comunes asignadas. Se fijó un comentario para tener la referencia de la activación oportuna de los transformadores.

New Transformer.T148	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N192	conn = delta	kv = 6.3
New Transformer.T149	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N696	conn = delta	kv = 6.3
New Transformer.T150	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N231	conn = delta	kv = 6.3
New Transformer.T151	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N518	conn = delta	kv = 6.3
New Transformer.T152	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N782	conn = wye	kv = 6.3
// Estos transformadores extras al igual que las cargas 153 y 154 normales, se colocaron para poder alvergar cargas de electromovilidad con demanda rápida.							
// Estas cargas rápidas son incorporadas en los 2 ultimos años de analisis. Se ingresan desde el penúltimo año de estudio.							
New Transformer.T153	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N300	conn = delta	kv = 6.3
New Transformer.T154	phases = 3	windings = 2	XHL = 2	wdg =1	bus = N777	conn = delta	kv = 6.3

Figura 41. Transformers en OPENDSS. Parte 1.

kva = 45	%r = 0	wdg =2	bus = N976	conn = wye	kv = 0.22	kva = 45	%r = 2
kva = 112.5	%r = 0	wdg =2	bus = N977	conn = wye	kv = 0.22	kva = 112.5	%r = 2
kva = 112.5	%r = 0	wdg =2	bus = N978	conn = wye	kv = 0.22	kva = 112.5	%r = 2
kva = 112.5	%r = 0	wdg =2	bus = N979	conn = wye	kv = 0.22	kva = 112.5	%r = 2
kva = 100	%r = 0	wdg =2	bus = N980	conn = wye	kv = 0.22	kva = 100	%r = 2
kva = 700	%r = 0	wdg =2	bus = N981	conn = wye	kv = 0.22	kva = 700	%r = 2
kva = 700	%r = 0	wdg =2	bus = N982	conn = wye	kv = 0.22	kva = 700	%r = 2

Figura 42. Transformers en OPENDSS. Parte 2.

2.4.6 Cargas Comunes.

Debido a la necesidad de interactuar entre distintos periodos de estudio, los códigos de los *loadshapes* para todo tipo de carga se definieron directamente en OPENDSS, sin la necesidad de pasar por Excel.

La codificación para los *loadshapes* en OPENDSS consta de los siguientes parámetros:

```
Loadshape npts mInterval csvfile
```

```

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA0.txt
// Año 0 - 2023

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA1.txt
// Año 1 - 2024

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA2.txt
// Año 2 - 2025

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA3.txt
// Año 3 - 2026

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA4.txt
// Año 4 - 2027

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA5.txt
// Año 5 - 2028

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA6.txt
// Año 6 - 2029

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA7.txt
// Año 7 - 2030

//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA8.txt
// Año 8 - 2031

new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA9.txt
// Año 9 - 2032

```

Figura 43. Codificación de *loadshapes* en OPENDSS.

La definición de cada uno de los parámetros se encuentra explicado en 1.4.4.14.

La ventana de cargas típicas o comunes, contiene:

- Los códigos de *loadshapes* para cada año, identificados como shapeA#. Donde # es el número de año de estudio. Estos *loadshapes* deben ser habilitados uno a la vez según el año de estudio. La deshabilitación de una línea de código se realiza colocando // al comienzo de la línea.
- Los códigos de cargas comunes asociadas a cada uno de los 152 transformadores del modelo inicial.
- Los códigos de carga comunes para los 2 transformadores extras; quede la misma forma, se habilitan en los 2 últimos de estudio.

```
// CODIGO PRINCIPAL
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA0.txt
// Año 0 - 2023
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA1.txt
// Año 1 - 2024
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA2.txt
// Año 2 - 2025
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA3.txt
// Año 3 - 2026
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA4.txt
// Año 4 - 2027
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA5.txt
// Año 5 - 2028
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA6.txt
// Año 6 - 2029
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA7.txt
// Año 7 - 2030
//new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA8.txt
// Año 8 - 2031
new loadshape.shape2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeA9.txt
// Año 9 - 2032

New Load.Carga1      bus = N829      phases = 2      status = variable      kv = 0.24      conn = wye      kva = 25      pf = 1
New Load.Carga2      bus = N830      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kva = 50      pf = 1
New Load.Carga3      bus = N831      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kva = 160      pf = 1
New Load.Carga4      bus = N832      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kva = 50      pf = 1
```

Figura 44. Cargas comunes en OPENDSS. Parte 1.

status = variable	kv = 0.24	conn = wye	kva = 25	pf = 1	model = 1	daily = shape2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kva = 50	pf = 1	model = 1	daily = shape2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kva = 160	pf = 1	model = 1	daily = shape2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kva = 50	pf = 1	model = 1	daily = shape2

Figura 45. Cargas comunes en OPENDSS. Parte 2.

2.4.7 Cargas de VE.

A diferencia de los *loadshapes* de carga común por año, los de VE están habilitados siempre. En cualquier año de estudio cualquiera de los 150 perfiles para VE que se crearon se puede incorporar a la red del 11C.

En este caso, son los VE los que son habilitados año a año. En el código se encuentran separados por años cada uno de los VE, también hay comentarios que nombran el año, para evitar confundirse entre qué VE habilitar.

```
new loadshape.shapeEV9_1 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV9_1.txt
new loadshape.shapeEV9_2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV9_2.txt
new loadshape.shapeEV9_3 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV9_3.txt
new loadshape.shapeEV9_4 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV9_4.txt
new loadshape.shapeEV9_5 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV9_5.txt

new loadshape.shapeEV10_1 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV10_1.txt
new loadshape.shapeEV10_2 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV10_2.txt
new loadshape.shapeEV10_3 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV10_3.txt
new loadshape.shapeEV10_4 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV10_4.txt
new loadshape.shapeEV10_5 npts=2880 mInterval=15 csvfile=shapeEV10_5.txt

//Año 1 - 2024
New Load.EV1      bus = N945      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 14.5      pf = 0.98
New Load.EV2      bus = N952      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 15.75      pf = 0.98
New Load.EV3      bus = N899      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 16.125      pf = 0.98
New Load.EV4      bus = N908      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 19.5      pf = 0.98

//Año 2 - 2025
New Load.EV5      bus = N884      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 7.125      pf = 0.98
New Load.EV6      bus = N837      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = wye      kw = 14.5      pf = 0.98
New Load.EV7      bus = N961      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 16.125      pf = 0.98
New Load.EV8      bus = N888      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 19.5      pf = 0.98

//Año 3 - 2026
New Load.EV9      bus = N967      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 14.5      pf = 0.98
New Load.EV10     bus = N931      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 15.75      pf = 0.98
New Load.EV11     bus = N943      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 19.5      pf = 0.98
New Load.EV12     bus = N971      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 16.125      pf = 0.98
New Load.EV13     bus = N841      phases = 3      status = variable      kv = 0.22      conn = delta      kw = 7.125      pf = 0.98
```

Figura 46. Cargas de VE en OPENDSS. Parte 1.

status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV1_3
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV2_5
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV5_4
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV4_1
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 7.125	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV3_2
status = variable	kv = 0.22	conn = wye	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV1_1
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV5_2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV4_2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 14.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV1_4
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 15.75	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV2_2
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 19.5	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV4_3
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 16.125	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV5_1
status = variable	kv = 0.22	conn = delta	kw = 7.125	pf = 0.98	model = 1	daily = shapeEV3_4

Figura 47. Cargas de VE en OPENDSS. Parte 2.

La habilitación de los *loads* de carga, de los VE y de los transformadores extras, van de la mano. Hay que ser muy cuidadoso con la habilitación de estos elementos, para lograr los resultados planteados en cada escenario y evitar errores de compilación.

2.4.8 Monitor.

El elemento *Monitor* es colocado en la línea de distribución que conecta al alimentador primario con el resto de la red aguas abajo. Se conecta en modo 1 para obtener los registros de potencia proporcionada por el alimentador a la red.

La estructura de código para el elemento *Monitor* es la siguiente:

```
Monitor Elemento Modo Ppolar Terminal
```

```
New Monitor.PQtotal element=line.LTSubter4 mode=1 ppolar = no terminal=2
```

Figura 48. Declaración de Monitor en OPENDSS.

Donde el valor de *Ppolar* define si los resultados son almacenados como:

- Yes = P, Q.
- No = S, Angle.

Las gráficas resultantes de P y Q se obtienen mediante el siguiente procedimiento: Click en *Plot* → *Monitor* → Seleccionar el *Monitor* y click en OK → Ctrl + Click en cada potencia P o Q → Se obtiene el gráfico resultante.

2.4.9 MakeBuslist.

Actualiza la lista de barras en caso sea necesario. Utilizando los elementos que se encuentran habilitados en el circuito. [21]

2.4.10 Set Voltagebases.

Define las bases de voltaje que existen en los elementos del circuito: alimentador, transformadores y cargas.

```
MakeBusList
Set Voltagebases={6.3, 0.38, 0.24, 0.22}
```

Figura 49. Definición de bases de voltaje en OPENDSS.

2.4.11 CalcVoltagebases.

Realiza un flujo de potencia inicial de corriente cero, sin considerar las cargas ni elementos en derivación. Luego, la base de voltaje para cada barra se establece en base al voltaje más cercano a los especificados en el paso anterior con el comando *Set Voltagebases*.

2.4.12 Coordenadas de Barras.

Las barras fueron automáticamente declaradas con la definición de cada uno de los elementos, y con el comando *MakeBuslist* se actualiza la lista de barras por seguridad.

Con el comando *Buscoords* lo que se logra es asignar coordenadas en los ejes X y Y para las barras creadas.

Para conseguir esto, se migra los códigos de barras tal cual se los tenía hacia una ventana nueva del tipo *BusCoords_Name.dss*.

```
CalcVoltagebases
Buscoords BusCoords_Belisario.dss
```

Figura 50. Declaración de *BusCoords* en OPENDSS.

Dentro de la ventana, los datos se visualizan con esta estructura:

Barra	Separador	Posicion_X	Separador	Posicion_Y
N1	.	778098.73	.	9979038.641
N2	.	778106.4061	.	9979034.385
N3	.	778521.4546	.	9978795.969
N4	.	778487.9993	.	9978815.159
N5	.	778430.6789	.	9978848.167
N6	.	778732.32	.	9978839.914
N7	.	778732.7033	.	9978840.712
N8	.	778633.4904	.	9978731.906
N9	.	778627.1666	.	9978719.011
N10	.	778977.8458	.	9978637.039
N11	.	778937.4184	.	9978633.216
N12	.	778887.845	.	9978518.697
N13	.	778886.844	.	9978515.903

Figura 51. Coordenadas de barras en OPENDSS.

2.4.13 Modo de Control.

Define el modo de control para la solución. Con la asignación `set controlmode=static`, las acciones de control se ejecutan en el menor tiempo posible. *Static* es la configuración predeterminada, y se la usa para simulaciones diarias y anuales con tiempo entre muestras de 15 minutos en adelante. [21]

2.4.14 Definiciones de Muestreo y Horizonte.

- *Set mode=yearly*: Define el horizonte de simulación a un periodo anual. Se usa esta configuración debido a que no existe un modo mensual. El análisis se limita al número de pasos en el tiempo que tenga el estudio.
- *Set number=XXXX*: Fija el número ingresado la cantidad de muestras o pasos que tendrá la simulación del modelo. Para el sistema propuesto, se toman 2880 muestras a lo largo de 30 días.
- *Set stepsize= XXXh*: Define el intervalo de tiempo en horas que hay entre cada muestra. En este caso serán 0.25h. Ya que:

$$\frac{2880 \text{ muestras}}{30 \text{ días} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}}} = 4 \text{ muestras por hora} \rightarrow \text{muestras cada 15 min} = 0.25h$$

```
set controlmode=static
//set mode=daily      // para muestras de 24 horas
set mode=yearly      // para muestras semanales o mensuales
set number=2880      // para muestras de un mes
//set number=96      // para muestras de 24 horas
//set number=672     // para muestras de una semana
set stepsize=0.25h   // cuantas veces registra el valor
```

Figura 52. Definiciones de muestreo y horizonte en OPENDSS.

2.4.15 Flujo de Carga.

Con la ejecución del comando *Solve* el modelo resuelve el flujo para encontrar la solución del sistema. Requiere de todas las declaraciones previas para actuar de forma correcta.

2.4.16 Exportar Resultados.

- *Set ShowExport=True*: Habilitada la exportación de los datos resultantes en todos los elementos de medición con los que se cuenta en el circuito.
- *Export monitor PQtotal*: Exporta los resultados almacenados del *monitor PQtotal* hacia un archivo en Excel con el nombre del *Monitor*.

```
solve
Set ShowExport=True
Export monitor PQtotal
```

Figura 53. Código de flujo de carga y exportación de resultados en OPENDSS.

Una vez realizado todo este proceso de codificación. Ya se pueden realizar las simulaciones para cada escenario, siguiendo las indicaciones que se dio anteriormente para los ajustes entre escenarios por año.

Para correr el programa, se selecciona todo el texto de la ventana principal → Click derecho en la selección → Presionar *Do Select*.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

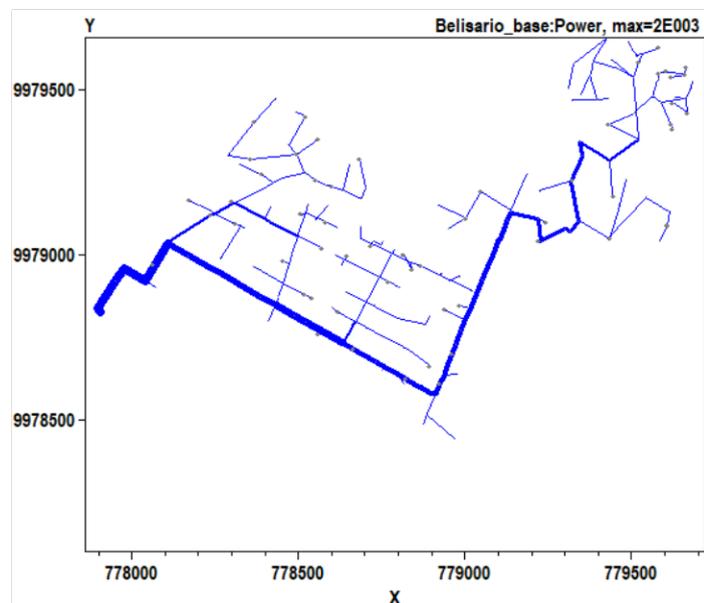


Figura 54. Esquema del alimentador primario 11C en el software OPENDSS.

3.1.1 Escenario 1 – Año 2023

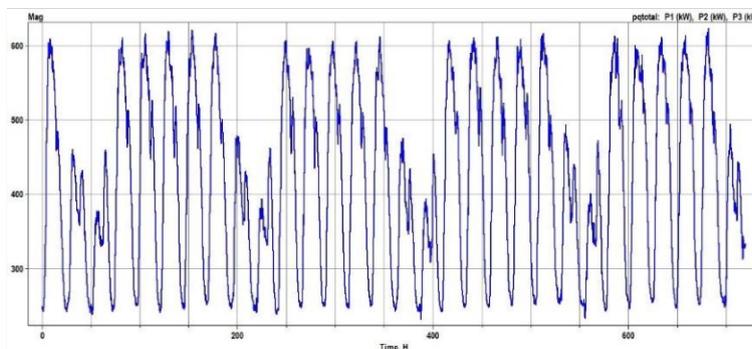


Figura 55. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2023.

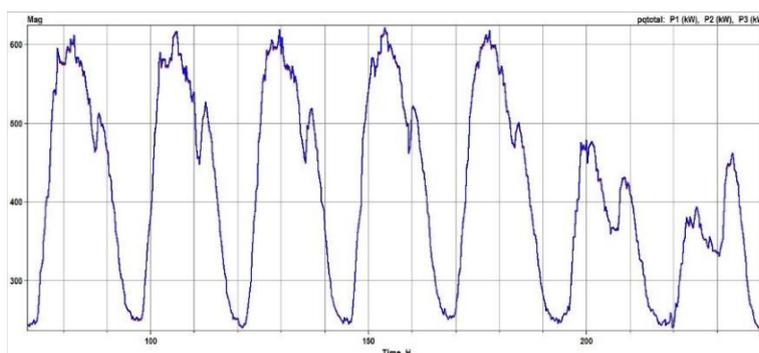


Figura 56. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2023.

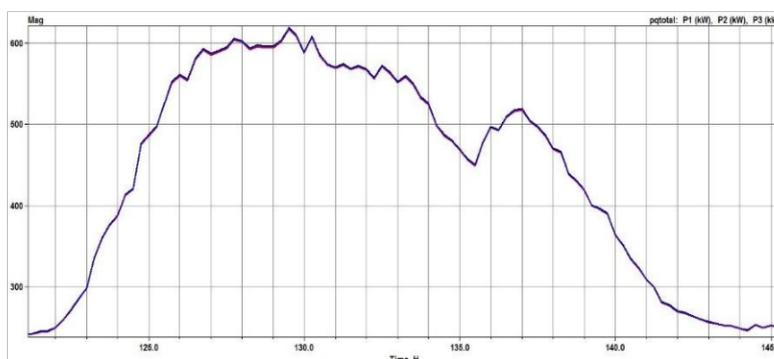


Figura 57. Perfil de demanda diaria del AP BQ11C. Año 2023.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99942
Min pu. voltage = 0.98457
Total Active Power: 0.998542 MW
Total Reactive Power: 0.0087367
Mvar
Total Active Losses: 0.00948471
MW, (0.9499 %)
Total Reactive Losses: 0.00873704
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 58. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2023.

Análisis: Para el año 2023, se cuenta con el perfil de demanda base con el que se inició el análisis. Las curvas semanal y diaria muestran que BQ11C es un alimentador comercial, con carga concentrada en la franja horaria 05:00 – 18:00 de lunes a viernes, y una disminución en los fines de semana. No existen cargas de VE incorporados en este escenario.

3.1.2 Escenario 2 – Año 2024

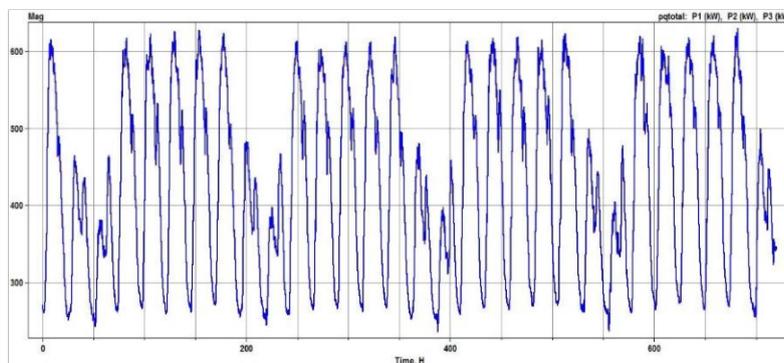


Figura 59. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2024.

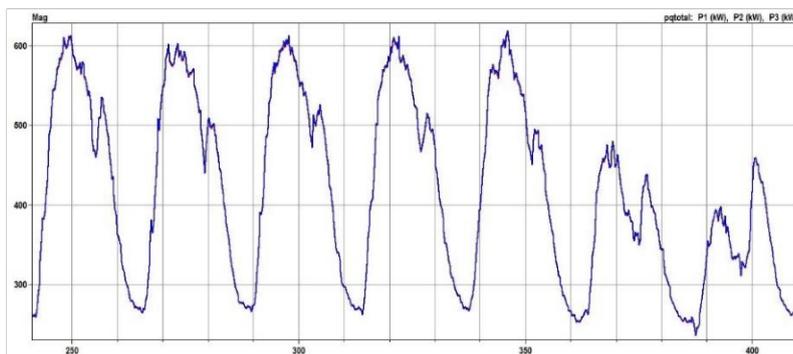


Figura 60. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2024.

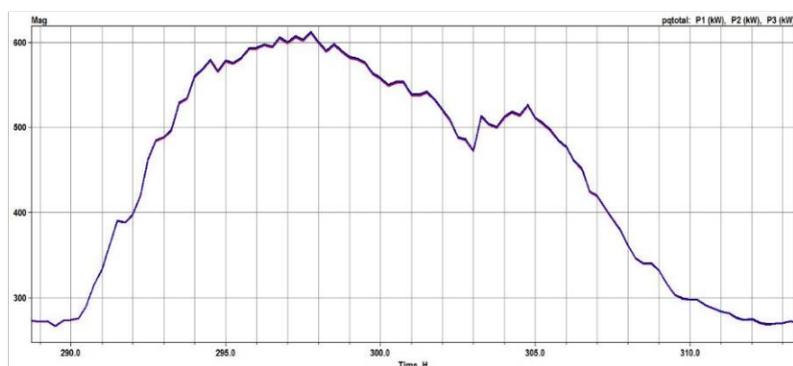


Figura 61. Perfil de demanda diaria del AP BQ11C. Año 2024.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99936
Min pu. voltage = 0.98298
Total Active Power: 1.03766 MW
Total Reactive Power: 0.0153866
Mvar
Total Active Losses: 0.0104013
MW, (1.002 %)
Total Reactive Losses: 0.00963895
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 62. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2024.

Análisis: A 2024 no se aprecia mayor diferencia respecto al perfil de demanda del año pasado. La curva de BQ11C sigue teniendo un perfil claramente comercial y el sistema se

mantiene en casi los mismos niveles de voltaje que en el escenario pasado. En este escenario se incorporaron 4 cargas de VE.

3.1.3 Escenario 3 – Año 2025

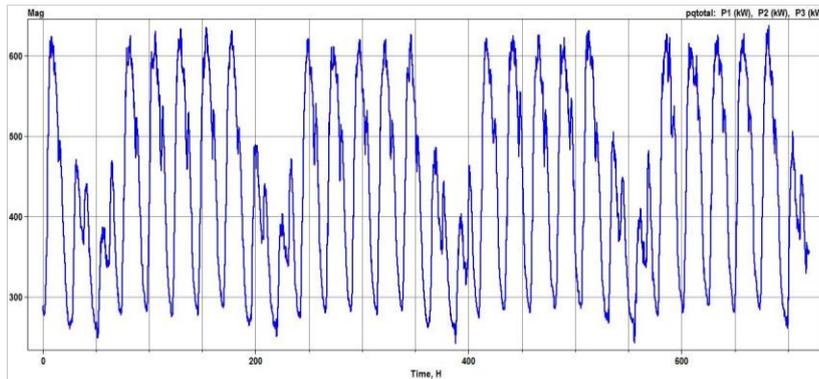


Figura 63. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2025.

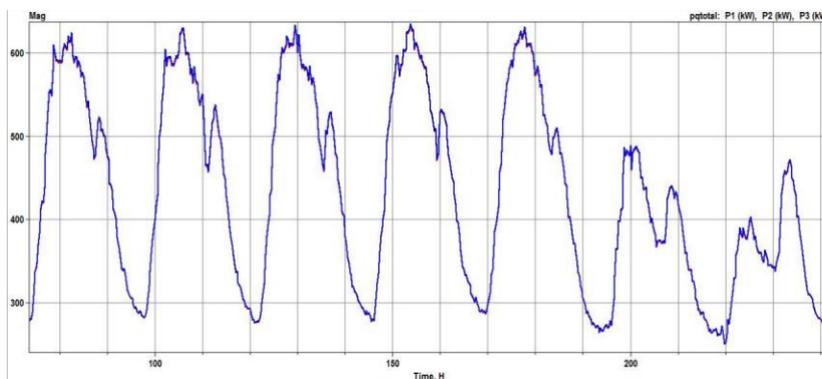


Figura 64. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2025.

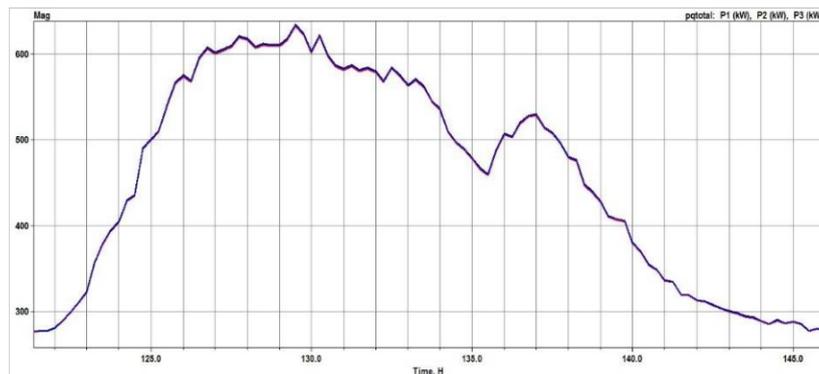


Figura 65. Perfil de demanda diaria del AP BQ11C. Año 2025.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99931
Min pu. voltage = 0.98231
Total Active Power: 1.07113 MW
Total Reactive Power: 0.0207559
Mvar
Total Active Losses: 0.0111569
MW, (1.042 %)
Total Reactive Losses: 0.010394
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 66. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2025.

Análisis: Al año 2025 se aprecia un aumento de los límites inferiores de potencia en las curvas de demanda respecto al año anterior. La carga común ha incrementado un 1% como se planteó inicialmente, provocando que el perfil general se desplace más que cambiar respecto a 2024. El modelo general conserva el perfil comercial característico inicial. El efecto de electromovilidad es mínimo. En este escenario existen 8 cargas de VE.

3.1.4 Escenario 4 – Año 2026

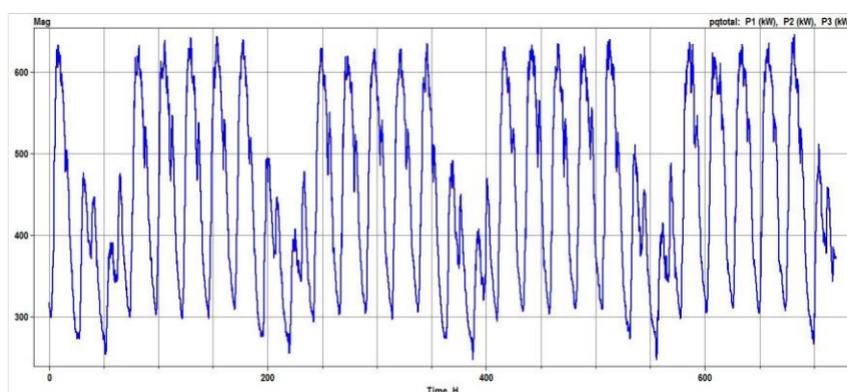


Figura 67. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2026.

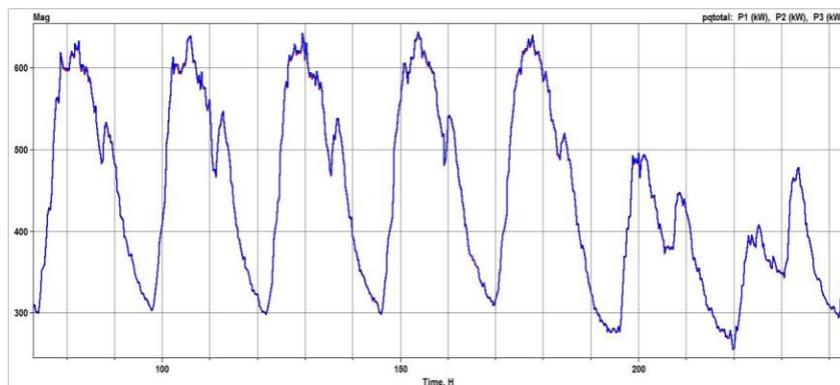


Figura 68. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2026.

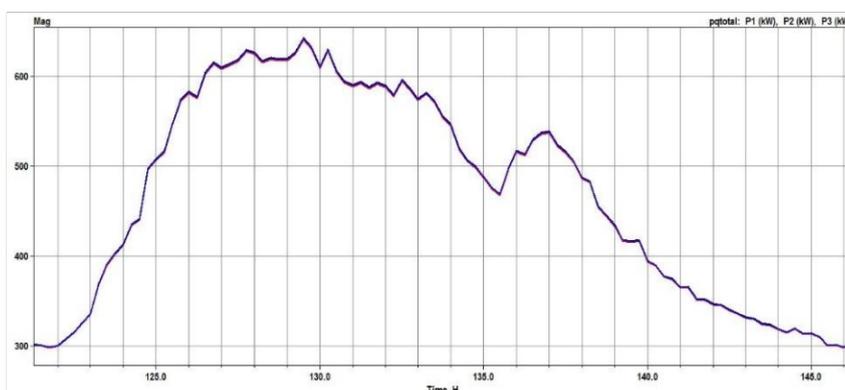


Figura 69. Perfil de demanda diario del AP BQ11C. Año 2026.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99922
Min pu. voltage = 0.9815
Total Active Power: 1.12216 MW
Total Reactive Power: 0.0299628
Mvar
Total Active Losses: 0.0122492
MW, (1.092 %)
Total Reactive Losses: 0.0115093
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 70. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2026.

Análisis: A 2026 los resultados son similares a los años pasados, la incorporación de cargas de VE en mínima cantidad no general mayor cambio en el sistema. A este punto, el

límite inferior de carga ya ha superado los 300 kW entre semana. En la curva semanal se aprecia que el perfil de demanda sigue siendo un perfil comercial típico. Al año 2026 hay 16 cargas de VE incorporadas.

3.1.5 Escenario 5 – Año 2027

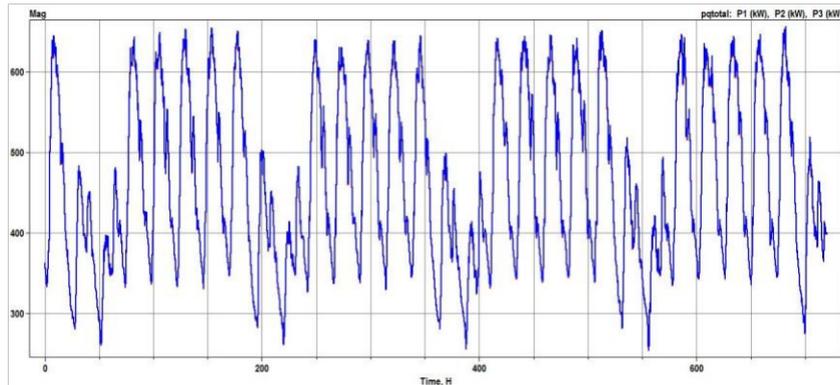


Figura 71. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2027.

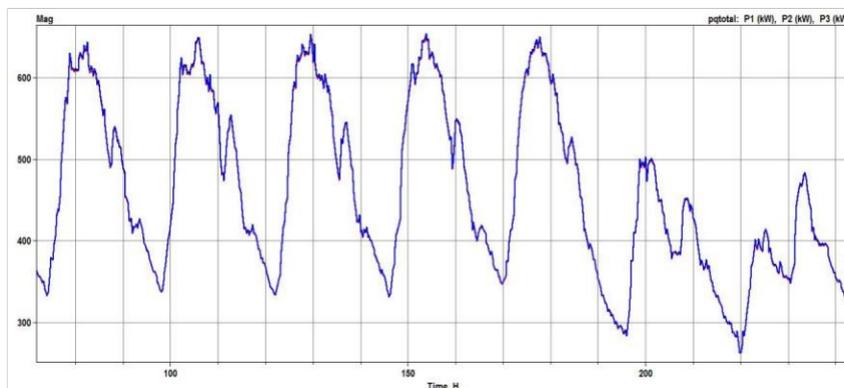


Figura 72. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2027.



Figura 73. Perfil de demanda diario del AP BQ11C. Año 2027.

```

- Circuit Summary -
Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99909
Min pu. voltage = 0.9803
Total Active Power: 1.19723 MW
Total Reactive Power: 0.0444655
Mvar
Total Active Losses: 0.0138747
MW, (1.159 %)
Total Reactive Losses: 0.0131678
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 74. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2027.

Análisis: En 2027 el crecimiento de la carga común y la incorporación de VE han provocado que el límite inferior de voltaje en pu disminuya muy cerca al 0.98. No es una condición crítica para el sistema, pero es un dato a tener en cuenta para todos los siguientes escenarios. El perfil de demanda de carga sigue conservando su característica comercial. El modelo posee 28 cargas de VE a 2027.

3.1.6 Escenario 6 – Año 2028

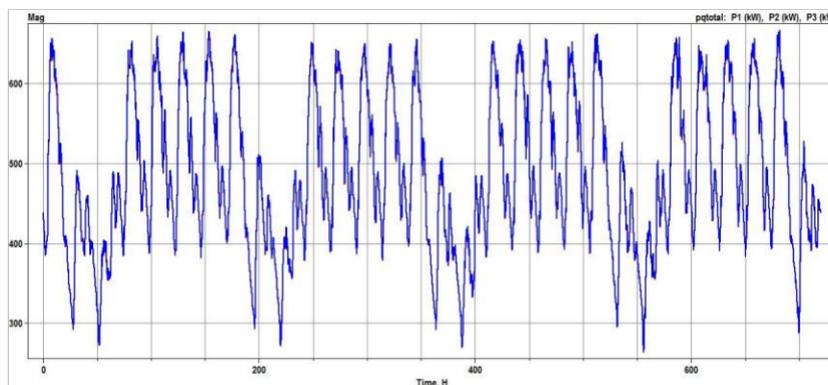


Figura 75. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2028.

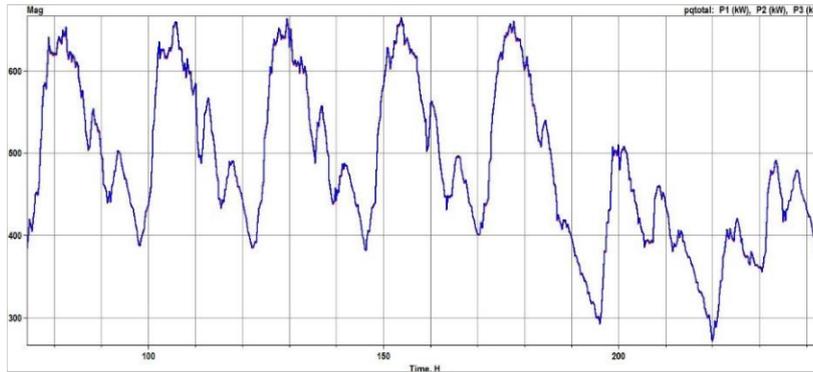


Figura 76. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2028.

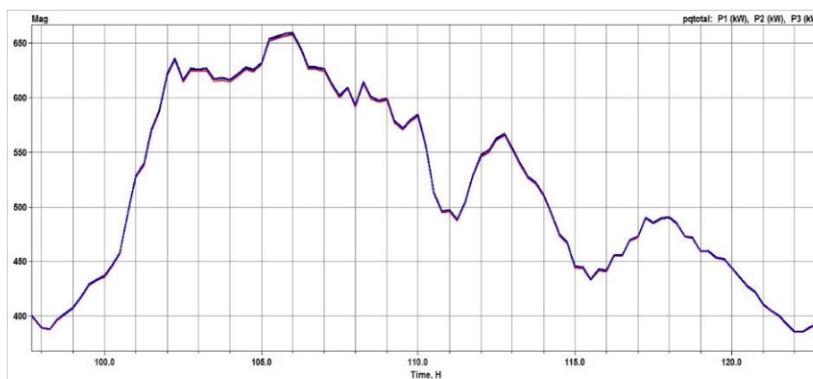


Figura 77. Perfil de demanda diario del AP BQ11C. Año 2028.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99887
Min pu. voltage = 0.97641
Total Active Power: 1.31805 MW
Total Reactive Power: 0.0694964
Mvar
Total Active Losses: 0.0172182
MW, (1.306 %)
Total Reactive Losses: 0.0164347
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 78. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2028.

Análisis: Para el año 2028 se observa que el efecto de la electromovilidad en la curva de carga combinada, ha creado una cresta en los horarios de carga lenta de VE (20:00 – 04:00), que es bastante notoria. El perfil de demanda de carga ya no tiene una

característica comercial. El valor mínimo de la curva de demanda del alimentador, casi alcanza los 400 kW. A 2028 en el modelo existen 49 cargas de VE.

3.1.7 Escenario 7 – Año 2029

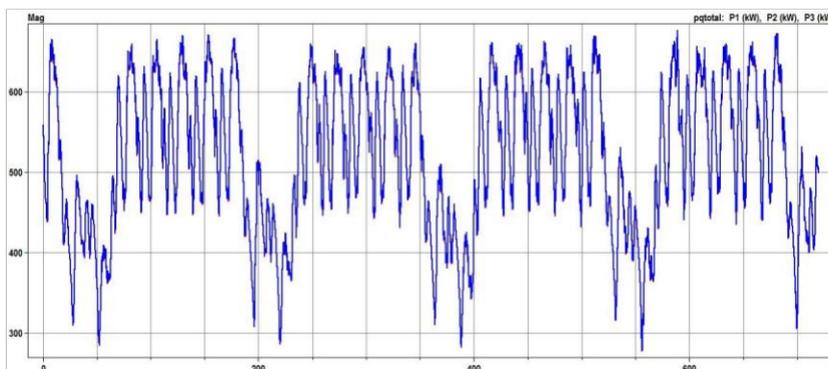


Figura 79. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2029.

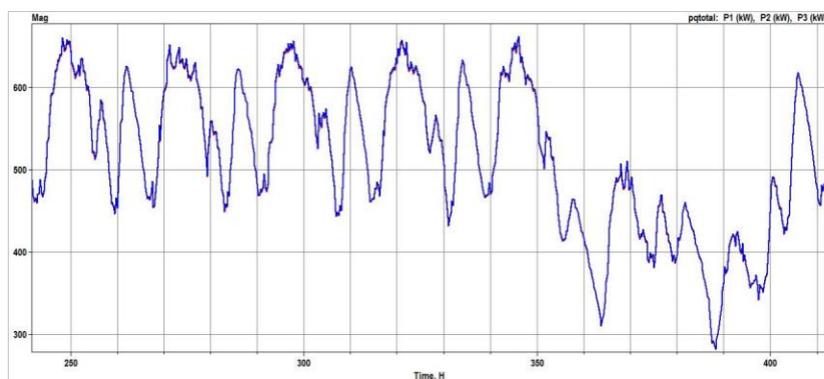


Figura 80. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2029.

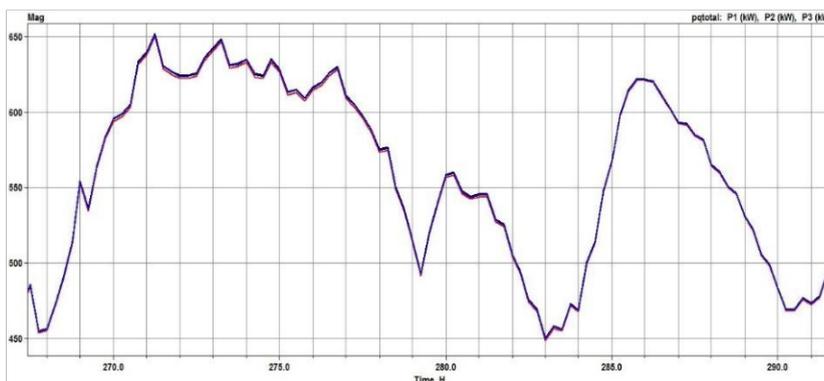


Figura 81. Perfil de demanda diario del AP BQ11C. Año 2029.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99851
Min pu. voltage = 0.9735
Total Active Power: 1.50098 MW
Total Reactive Power: 0.110854
Mvar
Total Active Losses: 0.0224083
MW, (1.493 %)
Total Reactive Losses: 0.021704
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 82. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2029.

Análisis: A 2029, la cresta por carga de VE en horario nocturno tiene una altura casi igual a la representativa combinada durante el día. La demanda de potencia por electromovilidad, está a punto de convertirse en el valor representativo de la curva de demanda. A este punto el modelo tiene implementados 82 cargas de VE.

3.1.8 Escenario 8 – Año 2030

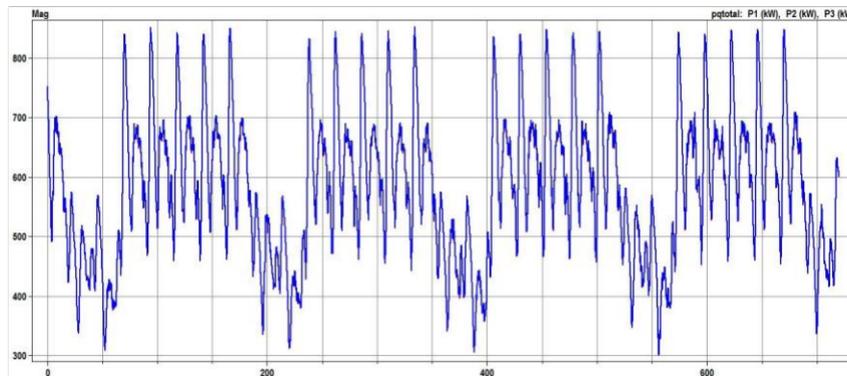


Figura 83. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2030.

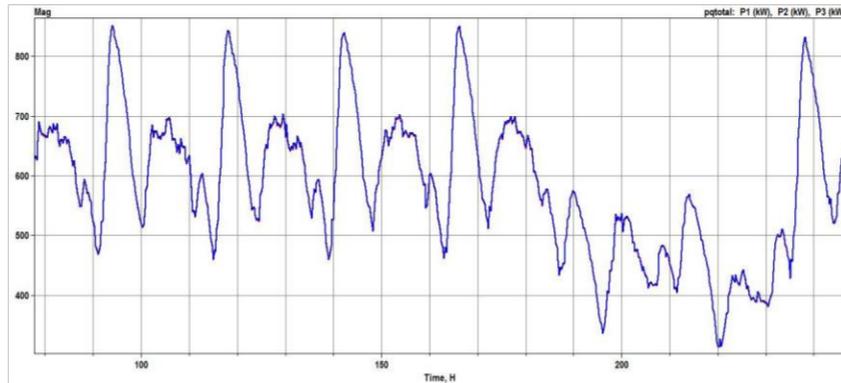


Figura 84. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2030.

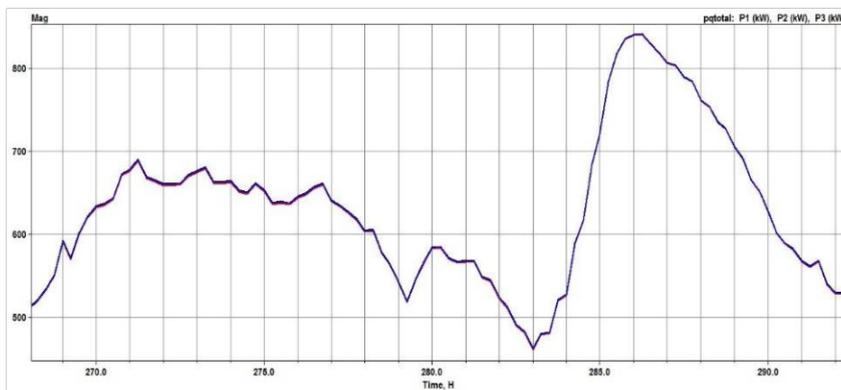


Figura 85. Perfil de demanda diaria del AP BQ11C. Año 2030.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99791
Min pu. voltage = 0.96597
Total Active Power: 1.8059 MW
Total Reactive Power: 0.177563
Mvar
Total Active Losses: 0.0335651
MW, (1.859 %)
Total Reactive Losses: 0.0330179
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 86. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2030.

Análisis: Para 2030 la inclusión de electromovilidad ha provocado que los periodos de demanda máxima durante un día, se trasladen a la franja horaria nocturna de carga lenta

de VE. La potencia necesaria para cargar VE de capacidad actual en horario nocturno demanda tanta potencia, que el perfil comercial inicial del alimentador ya no tiene relevancia a este punto. En este escenario el modelo posee 134 cargas de VE.

3.1.9 Escenario 9 – Año 2031

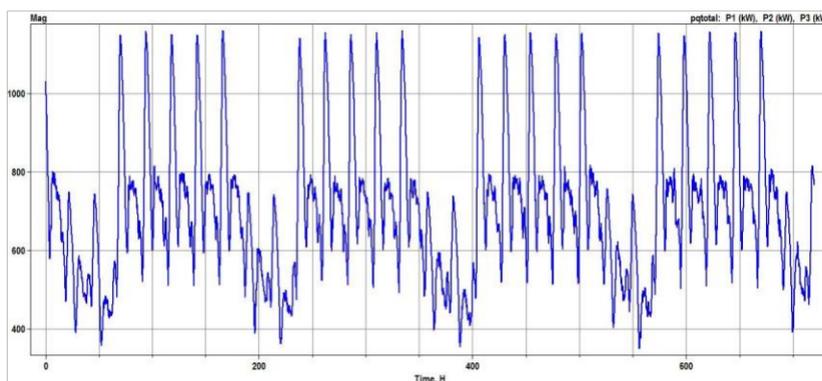


Figura 87. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2031.

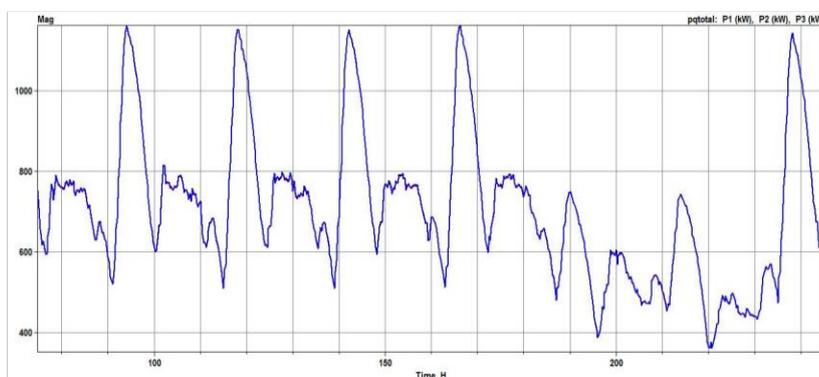


Figura 88. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2031.

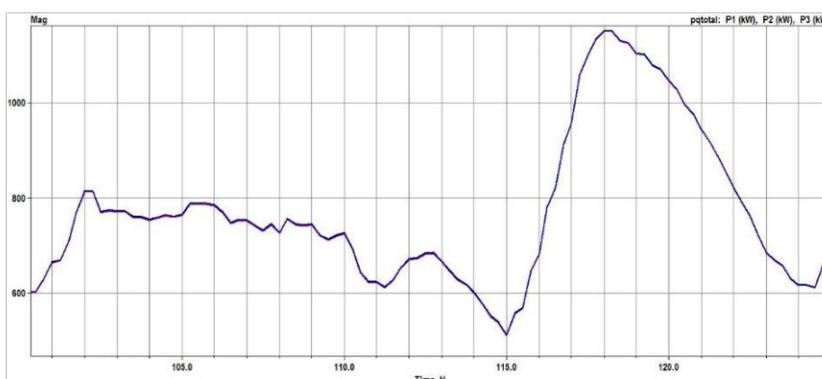


Figura 89. Perfil de diaria del AP BQ11C. Año 2031.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99701
Min pu. voltage = 0.9538
Total Active Power: 2.30655 MW
Total Reactive Power: 0.275668
Mvar
Total Active Losses: 0.0566789
MW, (2.457 %)
Total Reactive Losses: 0.0557361
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 90. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2031.

Análisis: En el año 2031 el modelo tiene intervalos de demanda de 3.3 MW trifásicos. El voltaje en pu por instantes desciende a casi el 0.95, el cual es un valor crítico. Hay que recordar que en este año ingresan los 2 transformadores de 700 kW, que generalizarían a dos puntos de recarga masivos (electrolineras), por lo que en este año el modelo tiene mayor cantidad de cargas rápidas de VE en un horario similar. A 2031 en el modelo, se encuentran implementadas 211 carga de VE.

3.1.10 Escenario 10 – Año 2032

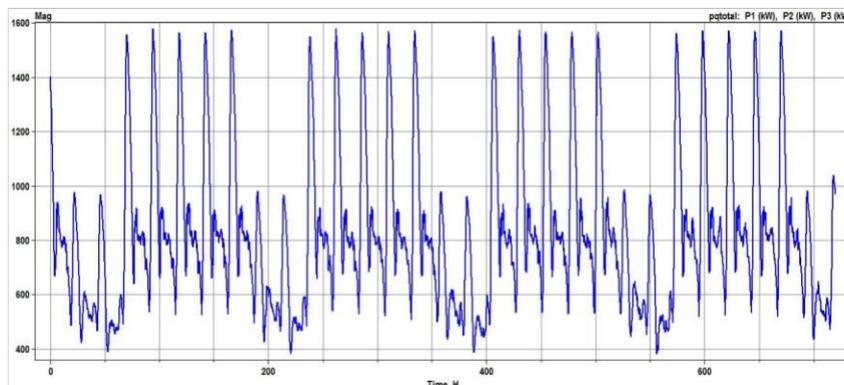


Figura 90. Perfil de demanda mensual del AP BQ11C. Año 2032.

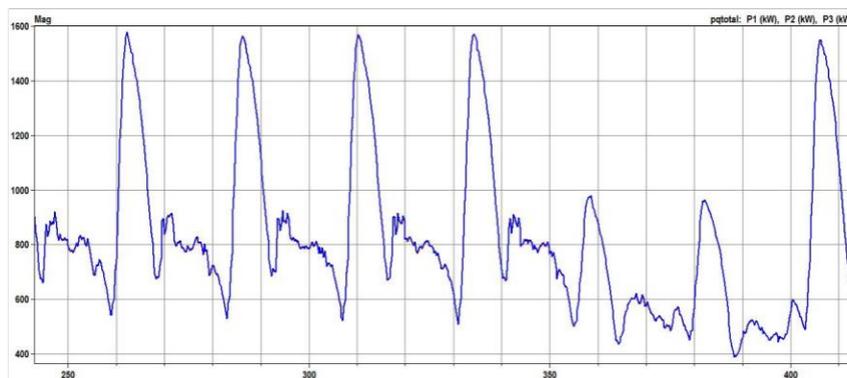


Figura 91. Perfil de demanda semanal del AP BQ11C. Año 2032.

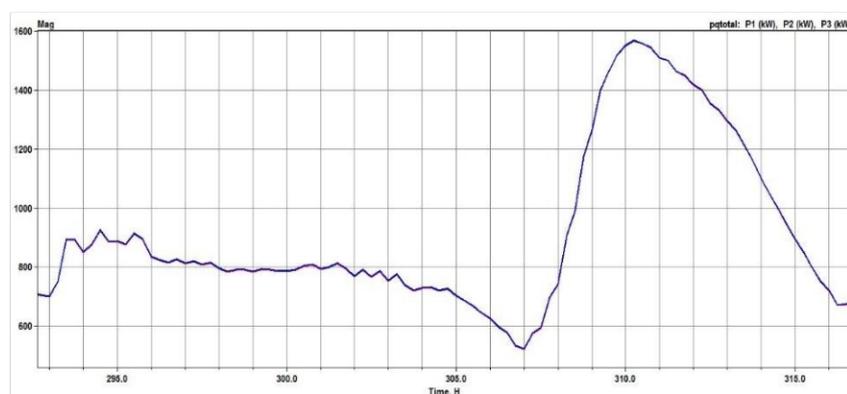


Figura 92. Perfil de demanda diaria del AP BQ11C. Año 2032.

```

- Circuit Summary -

Year = 0
Hour = 720
Max pu. voltage = 0.99568
Min pu. voltage = 0.9407
Total Active Power: 2.91617 MW
Total Reactive Power: 0.427265
Mvar
Total Active Losses: 0.094038
MW, (3.225 %)
Total Reactive Losses: 0.0929225
Mvar
Frequency = 60 Hz
Mode = Yearly
Control Mode = STATIC
Load Model = PowerFlow

```

Figura 93. Resultados del estudio de carga en el AP BQ11C en OPENDSS. Año 2032.

Análisis: En el año 2031 el sistema general no se encuentra en un buen estado. El voltaje en pu tiene instantes en que su valor está por debajo de los límites permitidos (1.05 – 0.95).

Los esfuerzos que está realizando la subestación para proporcionar la potencia y energía requerida a BQ11C, son demasiado altos. Hay que considerar que la subestación tiene otros cuatro alimentadores, que posiblemente se encuentren en un escenario similar a BQ11C. La demanda máxima alcanza valores superiores a los 4.8 MW. Lo que se traduce a una demanda muy alta para la subestación que tiene una capacidad de 20 MW y otros 4 alimentadores aparte, más grandes y de mayor demanda. Este último escenario cuenta con 329 cargas de VE.

3.1.11 Adecuaciones en el Alimentador Primario Belisario Quevedo 11C

Para el año 2028 en la curva de demanda de BQ11C, empieza a aparecer una cresta que representa la carga lenta de VE en horario nocturno y rápida entre los horarios de 07:00 – 09:00; la cual se va incrementando por el aumento de VE en los años siguientes.

En los primeros años la incidencia de electromovilidad es mínima en el modelo completo, reflejándose en que la curva característica del alimentador conserva su perfil comercial. Sin embargo, a partir del año 2030 la carga de VE rige al alimentador tanto en demanda de potencia como en energía. Las adecuaciones propuestas aplican a partir del año 2030 en adelante.

1. Aumento de la capacidad instalada en la Subestación Belisario Quevedo: En 2023 la SE Belisario Quevedo cuenta con una capacidad instalada de 20 MVA. Según el estudio, para el año 2032 el AP BQ11C va a tener instantes de demanda de 4.8 MVA. Considerando que la subestación tiene 5 alimentadores, y que 11C es uno de los más pequeños. Se recomienda un aumento de la capacidad del alimentador, ya que para años posteriores a 2032, la subestación y el alimentador no van a tener la potencia suficiente para cubrir la demanda total.
2. Repotenciación de transformadores: Debido a la alta demanda de potencia de la tecnología actual de VE que existen en el mercado (con proyección al alza), es necesario el aumento de la capacidad de los transformadores para la incorporación de más puntos de carga de VE en el alimentador. Inicialmente, se seleccionaron los 45 transformadores de mayor capacidad para la incorporación de cargas de VE (los transformadores restantes no son aptos para albergar cargas de VE). Lo lógico es que todos los clientes de BQ11C tengan acceso a cargar su VE en su local o residencia.
3. Estudio de conductores en líneas de distribución: La configuración de la red del modelo no varía en todos los años de estudio. En el año 2032, se aprecia una

disminución del voltaje por debajo del límite inferior permitido de 0.95 pu. El reemplazo de conductores por otros más aptos para las condiciones de operación del sistema, logrará que el voltaje en todos los periodos de operación se mantenga en los límites permitidos.

3.1.12 Análisis Comparativo de Medidas de Adaptación para Electromovilidad

En países de primer mundo, el progreso en infraestructura y tecnología para la implementación de electromovilidad en sus territorios, tiene un alto desarrollo. La capacidad energética y económica permite que estos países puedan generar políticas, convenios y proyectos de desarrollo para todo lo que generaliza la electromovilidad. Puntos de carga, desarrollo en VE, infraestructura, expansión de la red, investigación complementaria; factores conjuntos para el desarrollo y evolución de la electromovilidad en todo el mundo.

Países de mediana y baja economía donde se encuentra incluido Ecuador y la mayoría de países de Latinoamérica, intentan seguir la misma hoja de ruta de países que se encuentran liderando la transición hacia la electromovilidad, cada uno con sus propias políticas gubernamentales, pero con procesos muy similares, como son: la creación de marcos regulatorios, alianzas estratégicas con empresas internacionales, campañas de concientización, incentivos fiscales y tributarios.

Al año 2023 la incorporación de electromovilidad ha evidenciado un importante incremento en aceptación por parte de los usuarios, debido a la evolución de la tecnología de cargadores, autonomía de carga de las baterías, diversidad de modelos y masificación de distribuidores.

Ecuador al igual que los países de la región está creando proyectos y políticas público – privadas para incentivar a la población a la transición hacia la electromovilidad. Algunos ejemplos en el caso de Ecuador son: la incorporación de flotas de taxis de tecnología importada en algunas provincias del Ecuador, la creación de puntos de carga lugares estratégicos de alta concurrencia, subsidio total del costo de carga de VE en espacios públicos, incentivos arancelarios a la importación de VE.

Chile se encuentra liderando la transición hacia la electromovilidad, varios pasos adelante respecto a los países de la región. Actualmente, centran sus esfuerzos en la masificación de puntos de carga con constante actualización de la infraestructura. Ecuador y el resto de

países de Latinoamérica vamos por el mismo camino, pero todo depende del porcentaje de penetración de VE que se tenga.

3.1.13 Recomendaciones para el Diseño y Acondicionamiento de Redes de Distribución considerando la Inclusión de Electromovilidad

- Repotenciación de la red para el abastecimiento, actual y futuro a mediano y largo plazo de la demanda de la red, ante la masificación de VE.
- Expansión y modernización de la red de distribución. Incluidos: repotenciación de transformadores, reemplazo de conductores, elementos de protección, elementos de regulación, etc.
- Mediante normativa, realizar un estudio técnico – económico, que permita definir la capacidad energética y aproximar a un escenario real de la operación de la red de distribución de forma eficiente y segura.
- Instalación de puntos de carga masivos (electrolineras), en lugares estratégicos para el acceso del promedio de usuarios establecidos o que frecuentan una zona.
- Análisis de tendencias de consumo, considerando la carga de VE. Lo normal para no afectar la red, es que la carga de VE se realice de forma lenta y en periodos de baja demanda. Sin embargo, en los siguientes años se prevee que la demanda energética por carga de VE va a ser tan alta, que las redes deben ser diseñadas en base a este dato específico. Considerar que en electrolineras van a existir VE con carga rápida.
- Considerar la posibilidad de adquisición de las válvulas de carga óptimas para lograr la carga de VE en los periodos planteados para el análisis de sistemas de distribución.
- Se deben desarrollar estándares de conexión exigibles, que garantizarán la compatibilidad de los puntos de carga con las principales y modernas tecnologías vehiculares.

3.2 Conclusiones

- La utilización del software OPENDSS ha permitido realizar un análisis de la incorporación progresiva de electromovilidad bajo distintos escenarios, a través del modelamiento del Alimentador Primario Belisario Quevedo 11C de la Empresa Eléctrica Quito.
- De acuerdo al estudio que se ha realizado en este trabajo, la red eléctrica de BQ11C posee la capacidad para abastecer la demanda de potencia generada por la

inclusión de VE hasta el año 2029. A partir del año 2030 la red necesita una repotenciación, para poder abastecer la creciente demanda que se prevé en este año.

- Según el estudio realizado, se requieren las siguientes adecuaciones en el Alimentador Primario Belisario Quevedo 11C, para la incorporación de electromovilidad:
 - Aumento de la capacidad instalada en la Subestación Belisario Quevedo.
 - Repotenciación de transformadores.
 - Estudio de calibre de conductores en líneas de distribución.
 - Expansión normal de la red.
- El Estado debe implementar un marco regulatorio que tome en cuenta las normas internacionales para la incorporación de electromovilidad, que permita estar preparados para una mayor incorporación de vehículos eléctricos en sustitución de los vehículos a combustión para el año 2040, según lo previsto en el Plan de Movilidad Sostenible.
- Ecuador se encuentra en las primeras etapas de desarrollo de la infraestructura necesaria para el abastecimiento de carga de VE, tanto a nivel masivo (electrolineras) como a nivel residencial. La hoja de ruta, debería considerar experiencias exitosas de países con realidades similares.
- El diseño de redes de distribución para escenarios futuros, debe necesariamente considerar la inclusión de electromovilidad. Esto debido a la incidencia de la alta demanda de potencia que se prevé para los siguientes años por la inclusión de estas tecnologías.

3.3 Recomendaciones

- Para un estudio más profundo de redes de distribución, se recomienda considerar todas las características con las que se cuente para el modelamiento de cada tramo de red. OPENDSS cuenta con una variedad de características por elemento, que el usuario puede definir. Si cada parámetro no es definido el programa lo asume.
- Incluir en estudios futuros de redes de distribución, modelos aproximados de la expansión año a año de la red bajo estudio. El modelo de red cambia a través de

los años. Considerar este factor ante las exigencias energéticas por la inclusión de electromovilidad, es un punto clave.

- Considerar que no todos los usuarios de VE tienen el acceso a realizar la carga de su unidad en sus hogares. Muchos usuarios, ni siquiera cuentan con garaje privado para sus vehículos. Este factor puede incidir en el diseño de las redes de distribución.
- Hacer un estudio de redes de distribución con la implementación de electromovilidad, en la cual también se incluya generación distribuida. La cual, a largo plazo, es crucial para el abastecimiento de la demanda energética por la inclusión de electromovilidad. Mucho más para los años en que la penetración de electromovilidad tenga un alto porcentaje.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Michelena, I. Patricia y M. Barafani, «Hacia una Integración Sostenible: el Potencial de la Electromovilidad en América Latina y el Caribe,» *Banco Interamericano de Desarrollo*, 2023.
- [2] Power Quality Solutions, «Definición de Suministro Eléctrico,» [En línea]. Available: <https://www.pqs.com.co/post/definicion-de-un-suministro-electrico>.
- [3] Suministro de Materiales Eléctricos, «Sistema de Suministro Eléctrico: ¿Cómo Funciona?,» 18 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://jdelectricos.com.co/sistema-de-suministro-electrico/>.
- [4] Conecta con la Energía, «Qué es la transmisión de energía eléctrica y cómo funciona,» 30 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://conectagt.com/desarrollo/que-es-la-transmision-de-energia-electrica-y-como-funciona/>.
- [5] EDX, «Aprende Distribución De Energía Eléctrica,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.edx.org/es/aprende/distribucion-de-energia-electrica>.
- [6] Repsol, «¿Qué es una subestación eléctrica?,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/subestacion-electrica/index.cshmtl>.
- [7] J. José, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Azcapotzalco: Universidad Autónoma Metropolitana.
- [8] Rockwill, «Qué es el transformador de distribución,» 7 Julio 2020. [En línea]. Available: <https://cnrockwill.com/es/technical/what-is-distribution-transformer>.
- [9] F. Itaz, *Determinación de Ruta Óptima de Alimentadores Primarios Aéreos de Medio Voltaje Utilizando Algoritmos de Optimización*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [10] Agencia de Regulación y Control de Energía de Recursos Naturales No Renovables, «Plan de Movilidad Sostenible del Sector Eléctrico,» Quito, 2022.
- [11] Electromaps, «Listado de puntos de recarga para vehículos eléctricos en Ecuador,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.electromaps.com/es/puntos-carga/ecuador>.
- [12] NUMBER1PLATES, «The Amount of Electric Vehicle Charging Points in Every Country,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.number1plates.com/blog/charging-points-in-every-country/>.

- [13] OLADE, «Panorama Energético de América Latina y El Caribe,» Círculo Publicitario, Quito, 2022.
- [14] L. Sánchez, «Modelo para la Proyección de Vehículos Eléctricos Particulares en el Ecuador y sus Requerimientos de Demanda, Utilizando Patrones de Crecimiento Logístico y Simulación de Montecarlo,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2022.
- [15] BBVA, «¿Qué es y cómo calcular la potencia eléctrica?,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-y-como-calcular-la-potencia-electrica/>.
- [16] SectorElectricidad, «Carga, demanda y energía eléctrica: Conceptos fundamentales para la distribución de electricidad,» Abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/>.
- [17] P. Gavela, «Caracterización de La Carga,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2020.
- [18] Pepeenergy, «¿Qué es la Potencia Instalada?,» [En línea]. Available: <https://www.pepeenergy.com/blog/glosario/definicion-potencia-instalada/>.
- [19] Universidad Nacional de La Plata, «Factores Característicos de las Cargas,» [En línea]. Available: <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisplot/Libros%202007/libros/ie/ie-06/ie-06.htm>.
- [20] Electronica Unicrom, «Factor de Potencia - Qué es y cómo corregirlo,» [En línea]. Available: <https://unicrom.com/factor-de-potencia/>.
- [21] Electric Power Research Institute, «Reference Guide - The Open Distribution System Simulator,» 2020.
- [22] B. Viviana, «Modelación, Simulación y Análisis de la Incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos y Cargas Especiales en Redes Eléctricas Inteligentes Utilizando el Software OPENDSS,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2021.
- [23] Empresa Eléctrica Quito, «EEQ en Cifras,» Diciembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.eeq.com.ec/eeq-en-cifras>.
- [24] «EEQ - Web GIS,» Empresa Eléctrica Quito, [En línea]. Available: <https://geoportal.eeq.com.ec/webgis/>.
- [25] L. Rojas, «Extraer coordenadas de un polígono en Arcgis,» Youtube, 30 Agosto 2020. [En línea]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=gySeTz7BN_U&t=121s.
- [26] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Homologación de las Unidades de Propiedad,» 10 Marzo 2016. [En línea]. Available: https://www.unidadespropiedad.com/pdf/2d/Secc5-CodigoUP/Secc%205_CO2.pdf.
- [27] J. Grainger y S. William, Análisis de Sistemas de Potencia, McGRAW-HILL, 1995.
- [28] Empresa Eléctrica Quito, «Normas para Sistemas de Ditrribución Parte B,» Quito, 2014.

- [29] Primicias, «Estos son los carros eléctricos e híbridos más vendidos del Ecuador,» 31 Enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/carros-electricos-hibridos-ventas-precios/>.
- [30] EVKE, «Audi e-tron 50 charging curve & performance,» [En línea]. Available: https://evkx.net/models/audi/e-tron/e-tron_50/chargingcurve/.
- [31] Automeris, «WebPlotDigitalizer 4.7,» [En línea]. Available: <https://apps.automeris.io/wpd/>.
- [32] ARCERNR, «Mapa Nro.31: Infraestructura eléctrica de E.E. Quito,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Mapa-de-Infraestructura-electrica-de-E.E.-Quito-zoom-1.pdf>.

5 ANEXOS

ANEXO I. Distribución de Puntos de Carga de VE en todo el mundo. Año 2021. [12]

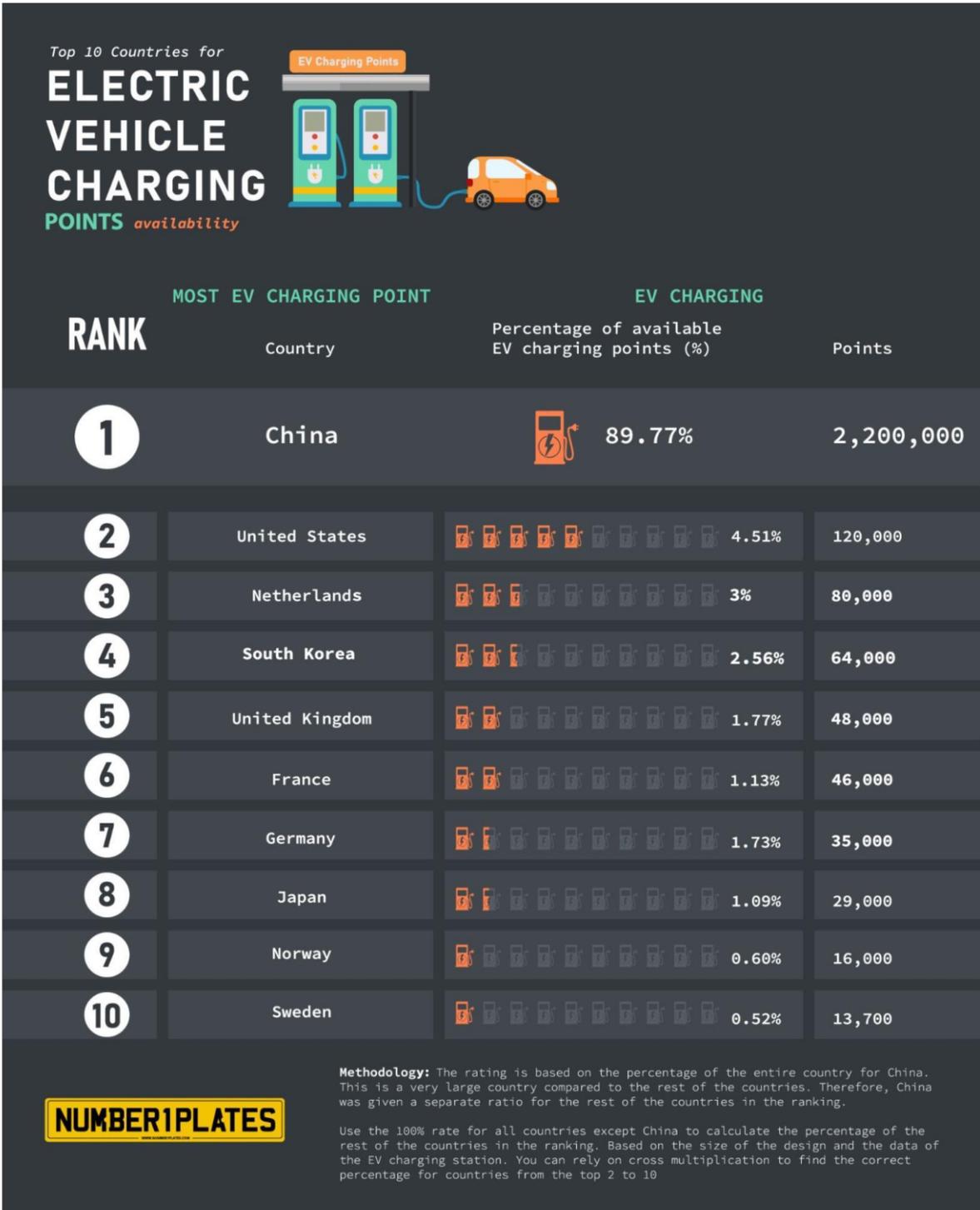
ANEXO II. Países con mayor incorporación de punto de carga de VE a nivel mundial. Año 2021. [12]

ANEXO III. Mapa de Infraestructura de la EEQ. [32]

ANEXO IV. Cálculo de las características de una línea de transmisión.

ANEXO V. Contenido del disco.

ANEXO II



ANEXO IV

Para el conductor AAAC6201.1/0 3F3C, se tiene los siguientes datos:

$$\rho = 0.0326 \Omega * mm^2/m$$

$$l = 1000 \frac{m}{km}$$

$$A = 53.49 mm^2$$

Donde:

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} = \frac{0.0326 * 1000}{53.49} = 0.6095 \frac{\Omega}{km}$$

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = 4.1263 mm$$

$$DMG = D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} = \sqrt[3]{55 * 55 * 110} = 692.9566 mm$$

$$RMG = D_s = \sqrt[9]{D_{AA}D_{BB}D_{CC}D_{AB}D_{BA}D_{BC}D_{CB}D_{CA}D_{AC}} = 9.7249 mm$$

$$X_L = 2 * \pi * 60 * 1000 * 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} = 0.3217 \Omega/km \text{ fase}$$

ANEXO V

1. Trabajo de Integración Curricular – Franklin Loaiza.pdf
2. 11C – Mapa.pdf
3. EEQ_ Datos alimentador 11C.zip
 - 3.1. 11C.zip → Modelo de BQ11C en ArcGIS
 - 3.2. Archivos Matlab
 - 3.2.1. CalculoRyX.mlx
 - 3.3. Archivos Excel
 - 3.3.1. 11C_Septiembre_2023
 - 3.3.2. 11C_Octubre_2023
 - 3.3.3. Calibres_11C
 - 3.3.4. Escenarios
 - 3.3.5. Trafos_puntos
 - 3.3.6. TramosAere_puntos
 - 3.3.7. TramosSubt_puntos
 - 3.4. Archivos de Texto
 - 3.4.1. Cargas_puntuales_prueba_codigo
 - 3.4.2. LTaereas_codigo
 - 3.4.3. LTsubterr_codigo
 - 3.4.4. Trafos_codigo
4. Programa Belisario.zip
 - 4.1. Archivos .dss del modelo (OPENDSS)
 - 4.1.1. BusCoords_Belisario.dss
 - 4.1.2. Cargas_EV_Belisario.dss
 - 4.1.3. Cargas_Normales_Belisario.dss

- 4.1.4. Cargas_prueba_Belisario.dss
- 4.1.5. LineCodes_Belisario.dss
- 4.1.6. LTaereas_Belisario.dss
- 4.1.7. LTsubterraneeas_Belisario.dss
- 4.1.8. Maestro_Belisario.dss
- 4.1.9. Transformadores_Belisario.dss
- 4.1.10. Vsource_Belisario.dss
- 4.2. Archivos Excel
 - 4.2.1. Vehiculos Eléctricos Perfiles
- 4.3. Archivos de Texto
 - 4.3.1. Loadshapes de carga (x150)
- 4.4. Resultados → Imágenes de resultados por año.
- 4.5. Vehículos Curvas de Carga → Imágenes de Curvas de Carga de VE.