

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Gerenciamiento de demanda en redes de distribución eléctrica  
considerando puntos de carga para vehículos eléctricos

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Stalin Yoel Armijos Zambrano

Bryan Andrés Díaz Campuzano

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

## DEDICATORIA

Este trabajo y estos años en la universidad se los dedico a mi madre, Blanca, quien fue mi soporte incondicional a lo largo de mi carrera universitaria. Una dedicatoria especial para aquellas personas que de una u otra forma me inspiraron a ser mejor estudiante, pero más importante ser mejor persona, y sobre todo a formarme como ingeniero eléctrico, más que una dedicatoria a todos ellos solo me queda decirles Gracias, por su influencia positiva en mí.

Stalin Yoel Armijos Zambrano

El presente trabajo representa un logro muy importante en mi vida, se lo dedico principalmente a Dios, por ser la fuerza y la esperanza para cumplir mis objetivos.

De manera especial se lo dedico a mis padres, Oscar y Rocío, por su amor y su incansable sacrificio para brindarme su apoyo incondicional en estos años, a mis hermanos queridos, a mis profesores, a mis tutores, a la ESPOL, y a todas las personas que me han ayudado a culminar este proyecto integrador y la carrera universitaria.

Bryan Andrés Diaz Campuzano

## **AGRADECIMIENTOS**

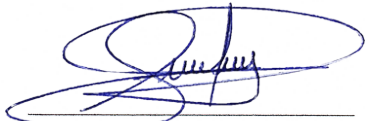
Un agradecimiento especial a nuestros tutores de tesis, los profesores: Dr. Miguel Torres, y Dr. Manuel Álvarez, quienes pacientemente nos han ayudado y guiado con sus conocimientos para el desarrollo del presente proyecto.

Al Ing. Luis Carlos Galarza, Líder de Estudios Técnicos de CNEL EP y al Ing. César Aguilar, Director de Planificación Eléctrica de CNEL EP, quienes amablemente contribuyeron con datos e información valiosa para la realización de este trabajo.

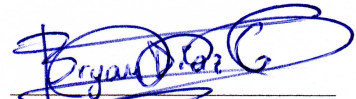
También agradecemos al Ing. Fernando Vaca, director de la materia integradora, por su respectiva gestión y supervisión de este proyecto. Y a todos quienes nos han ayudado para el desarrollo de este trabajo y desde el inicio de nuestra carrera.

## DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Stalin Yoel Armijos Zambrano* y *Bryan Andrés Díaz Campuzano* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Sr. Stalin Yoel Armijos  
Zambrano



Sr. Bryan Andrés Díaz  
Campuzano

# EVALUADORES



**PhD. Miguel Torres Rodríguez**

**PROFESOR TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**MANUEL SEBASTIAN  
ALVAREZ ALVARADO**

**PhD. Manuel Álvarez Alvarado**

**PROFESOR CO-TUTOR**

## RESUMEN

Este proyecto busca mejorar los problemas de cargabilidad en las redes de distribución del país en el corto y mediano plazo, planteando una solución económica y técnicamente viable, a través del gerenciamiento de la demanda que está enfocada en la sobrecarga en alimentadores o futuras sobre cargas por el ingreso de vehículos eléctricos.

El estudio se realizó a través del software libre OpenDSS, en donde se modeló un sistema de red de alimentación considerando cargas y sus perfiles de demanda del sistema de distribución de CNEL UN Guayaquil, se trabajó en tres distintos escenarios de estudio, siendo el primero un escenario sin la presencia de vehículos eléctricos, para el segundo caso se incrementa esta carga con su respectivo perfil de demanda, y finalmente se aplica criterios técnicos de la gestión de la demanda para reducir las horas pico de consumo y evitar la saturación de la red.

Los resultados obtenidos se basan en flujos de carga, donde se consideran niveles de pérdidas, niveles de voltaje, y por supuesto la carga en la red de distribución diseñada. Se complementó este estudio dando a conocer la viabilidad económica del mismo, y los ahorros que puede generar al sistema; como parte complementaria de este trabajo se analizó el impacto que tiene el ingreso de vehículos eléctricos en la calidad de la energía del sistema.

A partir de este trabajo, se pudo concluir que el realizar el gerenciamiento de la demanda, beneficia tanto a la empresa eléctrica como a los consumidores; además, la manera óptima de realizar dicho gerenciamiento es a través de incentivos tarifarios a los clientes por adaptarse a un nuevo modelo de consumo.

**Palabras Clave:** Gerenciamiento, Perfiles de demanda, Flexibilidad de carga, vehículos eléctricos.

## **ABSTRACT**

*This project seeks to solve the charging problems in the country's distribution networks in the short and medium term, proposing an economically and technically viable solution, solving existing problems of overloading in feeders or future overloads due to the entry of electric vehicles through demand management.*

*The study was carried out through the free software OpenDSS, where a power network system was modeled considering loads and their demand profiles of the CNEL UN Guayaquil distribution system, working in three different study scenarios, the first being a scenario without the presence of electric vehicles, for the second case this load is increased with its respective demand profile, and finally, technical criteria for demand management are applied to reduce peak consumption hours and avoid grid saturation.*

*The results obtained are based on load flows, where loss levels, voltage levels, and of course the load on the designed distribution network are considered. This study was complemented by making known its economic viability, and the savings it can generate for the system. As a complementary part of this work, the impact of the entry of electric vehicles on the quality of the energy of the system was analyzed.*

*From this work, it was possible to conclude that managing demand benefits both the electricity company and consumers, in addition to the fact that the optimal way to carry out such management is through tariff incentives for customers to adapt to a new model of consumption.*

*Keywords: Energy Management, Demand profiles, Load flexibility, electric vehicles.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES .....	5
RESUMEN .....	I
ABSTRACT .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS .....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
CAPÍTULO 1 .....	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Justificación del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico .....	4
1.4.1 Demanda de energía .....	4
1.4.2 Gestión del lado de la demanda (GD) .....	4
1.4.2.1 Respuesta a la demanda.....	5
1.4.2.2 Eficiencia Energética .....	6
1.4.2.3 Crecimiento Estratégico de Carga.....	6
1.4.3 Flexibilidad de carga como recurso de GD .....	6
1.4.3.1 Desplazamiento de carga .....	6
1.4.3.2 Llenado de horas valle .....	7



1.4.3.3	Reducción de horas pico .....	7
1.4.3.4	Programa de eficiencia energética .....	8
1.4.4	El vehículo eléctrico .....	8
1.4.4.1	Tipos de vehículos eléctricos.....	8
1.4.4.2	Modos de carga.....	9
1.4.4.3	Impacto de los vehículos eléctricos en la red .....	10
1.4.5	El servicio eléctrico y las normas de calidad .....	10
1.4.5.1	Variación de Voltaje .....	11
1.4.5.2	Flicker .....	12
1.4.5.3	Distorsión Armónica de Voltaje (THDv) .....	12
1.4.5.4	Distorsión Total de Demanda (TDD).....	13
CAPÍTULO 2.....		15
2.	Metodología.....	15
2.1	Red de distribución.....	15
2.2	Escenarios de estudio .....	24
2.2.1	Primer escenario.....	24
2.2.2	Segundo escenario .....	27
2.2.3	Tercer escenario .....	30
2.3	Análisis de estudio previo sobre la calidad de la energía .....	36
CAPÍTULO 3.....		37
3.	Análisis y Resultados.....	37
3.1	Primer escenario .....	37
3.1.1	Demandas de la red sin vehículos eléctricos .....	37
3.1.2	Pérdidas energéticas y de potencia en la red .....	40
3.1.3	Perfiles de tensión en la red sin vehículos eléctricos .....	41
3.2	Segundo escenario .....	42
3.2.1	Demandas en la red considerando vehículos eléctricos.....	42

3.2.2	Pérdidas energéticas y de potencia en la red con vehículos eléctricos .....	45
3.2.3	Perfiles de tensión en la red con vehículos eléctricos .....	47
3.3	Tercer Escenario .....	48
3.3.1	Gerenciamiento de demanda en la red .....	48
3.3.2	Pérdidas energéticas y de potencia en la red con vehículos eléctricos .....	53
3.3.3	Perfiles de tensión en la red con vehículos eléctricos y aplicando gerenciamiento de la demanda. ....	55
3.4	Análisis económico de la propuesta .....	55
3.5	Análisis de estudio de calidad de la energía.....	57
CAPÍTULO 4 .....		59
4.	Conclusiones Y Recomendaciones .....	59
4.1	Conclusiones.....	59
4.2	Recomendaciones.....	60
BIBLIOGRAFÍA .....		61
APÉNDICES .....		64

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
GD	Gerenciamiento de Demanda o Gestión de la Demanda
VE	Vehículo Eléctrico
PHEV	Vehículos eléctricos híbridos enchufables
BEV	Vehículos eléctricos de batería
EREV	Vehículos eléctricos de autonomía extendida
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa o corriente continua
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de la Electricidad
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
UN	Unidad de Negocios
THDv	Distorsión Armónica de Voltaje
DTT	Distorsión total de demanda
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
CG	Con gerenciamiento de demanda
SG	Sin gerenciamiento de demanda
SUB	Subestación
VLL	Voltaje línea – línea
VLN	Voltaje línea – neutro
Fp	Factor de potencia
Xcc	Reactancia de cortocircuito

## SIMBOLOGÍA

kW	Kilovatios
kV	Kilovoltios
A	Amperios
Hz	Hertz
km	Kilómetros
kg	Kilogramos
kWh	Kilovatio hora
$\Omega$	Ohmios
nF	NanoFaradios
p.u.	Por unidad
MVA	MegaVoltioAmperio
Kgf	Kilogramo-fuerza o kilopondio

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Perfil inicial y modificado. [3] .....	5
Figura 1.2 Desplazamiento de carga.....	7
Figura 1.3 Llenado de horas valle. [3] .....	7
Figura 1.4 Reducción de horas pico. [3] .....	8
Figura 1.5 Programa de eficiencia energética. ....	8
Figura 1.6 Impacto de los vehículos eléctricos. [8] .....	10
Figura 2.1 Modelado de la red de distribución. ....	16
Figura 2.2 Modelado de la red de distribución en OpenDSS. ....	17
Figura 2.3 Configuración de las líneas. ....	18
Figura 2.4 Perfil de demanda residencial. ....	25
Figura 2.5 Perfil de demanda comercial de baja tensión. ....	25
Figura 2.6 Perfil de carga comercial de media tensión. ....	26
Figura 2.7 Perfil de demanda industrial en baja tensión. ....	26
Figura 2.8 Perfil de demanda industrial en media tensión. ....	27
Figura 2.9 Perfil de carga de vehículos eléctricos en residencias.....	29
Figura 2.10 Perfil de demanda de vehículos eléctricos en electrolinería. ....	29
Figura 2.11 Perfil de demanda de buses eléctricos en electrolinería. ....	30
Figura 2.12 Perfil de demanda residencial gerenciado. ....	32
Figura 2.13 Perfil de demanda comercial en baja tensión gerenciado.....	33
Figura 2.14 Perfil de demanda comercial en media tensión gerenciado.....	33
Figura 2.15 Perfil de demanda industrial en baja tensión gerenciado.....	34
Figura 2.16 Perfil de demanda industrial en media tensión gerenciado.....	34
Figura 2.17 Perfil de demanda de vehículos en residencias gerenciado. ....	35
Figura 2.18 Perfil demanda de vehículos en electrolinería gerenciado.....	35
Figura 2.19 Perfil de demanda de buses en electrolinería gerenciado. ....	36
Figura 3.1 Perfil de demanda de la red para el escenario 1. ....	38
Figura 3.2 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 1. ....	39
Figura 3.3 Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 1. ....	39
Figura 3.4 Perfil de tensión de la red para el escenario 1.....	42
Figura 3.5 Perfil de demanda de la red para el escenario 2. ....	43

Figura 3.6 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 2. ....	44
Figura 3.7 Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 2. ....	45
Figura 3.8 Perfil de tensión de la red para el escenario 2. ....	47
Figura 3.9 Perfil de demanda de la red aplicando desplazamiento de carga. ....	48
Figura 3.10 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red aplicando desplazamiento de carga. ....	49
Figura 3.11 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red aplicando desplazamiento de carga. ....	50
Figura 3.12 Perfil de demanda de la red para el escenario 3. ....	51
Figura 3.13 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 3. ....	52
Figura 3.14 Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 3. ....	52
Figura 3.15 Perfil de tensión de la red para el escenario 3. ....	55

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Beneficios del GD para el consumidor, empresa y sociedad. [2] .....	4
Tabla 1.2 Parámetros que garantizan la calidad del de la energía. [10] .....	11
Tabla 1.3 Límites para el índice del nivel de voltaje. [11].....	12
Tabla 1.4 Límites máximos de armónicos de voltaje en % de voltaje nominal. [12] .....	13
Tabla 1.5 Límites máximos de armónicos de corriente. [12] .....	14
Tabla 2.1 Características de los conductores de fase. ....	17
Tabla 2.2 Conductor de conductor neutro. ....	18
Tabla 2.3 Distancias de geometría de las líneas. ....	19
Tabla 2.4 Datos de cables de línea. ....	19
Tabla 2.5 Matrices de Alimentador 1. ....	20
Tabla 2.6 Datos de las líneas de la red. ....	20
Tabla 2.7 Datos nominales de los transformadores en subestaciones. ....	21
Tabla 2.8 Transformadores reductores de tensión. ....	21
Tabla 2.9 Potencias diarias de cargas residenciales en BT.....	22
Tabla 2.10 Potencias diarias de cargas comerciales en BT.....	22
Tabla 2.11 Potencias diarias de cargas comerciales en MT.....	23
Tabla 2.12 Potencias diarias de cargas industriales en BT. ....	23
Tabla 2.13 Potencias diarias de cargas industriales en MT. ....	24
Tabla 2.14 Demanda de vehículos eléctricos que cargan en residencias.....	28
Tabla 2.15 Vehículos y buses eléctricos que cargan en Electroliner. ....	28
Tabla 2.16 Incentivos tarifarios para puntos de carga de vehículos eléctricos.....	31
Tabla 3.1 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 1. ....	40
Tabla 3.2 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 1.....	40
Tabla 3.3 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 1. ....	41
Tabla 3.4 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 2. ....	46
Tabla 3.5 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 2.....	46
Tabla 3.6 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 2. ....	47
Tabla 3.7 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 3. ....	53
Tabla 3.8 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 3.....	54
Tabla 3.9 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 3. ....	54

Tabla 3.10 Incentivos tarifarios emitidos por CNEL EP. ....	56
Tabla 3.11 Costo representativo que generan las pérdidas de kWh en el día. ....	56
Tabla 3.12 Datos de estudio de calidad de la energía. ....	57



# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente en Ecuador y específicamente en Guayaquil, se considera la posibilidad de la electrificación del transporte, siendo los automóviles la principal opción que están entrando en los mercados. De modo que, con el ingreso de los vehículos eléctricos al mercado ha provocado que existan nuevos análisis en las redes de distribución de energía eléctrica, ya que no sólo son la mejor alternativa de energía limpia para la circulación en autopistas del mundo, sino que también proporciona una opción para usar energía almacenada en sus baterías, y de esta forma ser una fuente de generación eléctrica para suplir demandas de la red.

Esto significa que las demandas que ya existen en la red de distribución van a tener que acoplarse al consumo de energía por parte de los puntos de carga de vehículos eléctricos, para lo cual es necesario realizar un estudio y análisis de los perfiles de carga y planificar ciertos reajustes en intervalos de tiempo con la finalidad de mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema sin perder la potencia total de consumo, manteniendo el rendimiento de la red.

El presente proyecto se basa en el gerenciamiento de demanda analizando el impacto del ingreso de estaciones y puntos de carga de vehículos eléctricos a la red de distribución, por lo tanto, se realiza el estudio y análisis del modelo de red diseñado en OpenDSS tomando en cuenta las estrategias que permite la flexibilidad de carga, comparando los perfiles de demanda en escenarios en que se ingresa poca cantidad de vehículos eléctricos y en determinado período en que existe una penetración masiva de automóviles a la red, de tal manera que se logre satisfacer la demanda eléctrica, estabilizar el sistema y mejorar la eficiencia operativa.

### 1.1 Descripción del problema

La inequidad en el reparto de cargas en las redes de distribución genera varios inconvenientes, entre ellos el desequilibrio de voltajes y corrientes, que muchas veces conlleva a la saturación de los alimentadores de distribución. Cuando se genera una sobrecarga se limita la cantidad de usuarios conectados a la red, provocando un servicio poco efectivo hacia los consumidores; mientras

que, la inestabilidad en el sistema conlleva a que la empresa distribuidora tome acciones correctivas como por ejemplo desconectar carga de la red.

El ingreso al mercado de los vehículos eléctricos ha provocado que existan nuevos análisis en las redes de distribución de energía eléctrica, ya que al no ser cargas lineales afectan la calidad y estabilidad, produciendo una distorsión en la red ante a la demanda de estos.

De este escenario, surge la necesidad de evaluar los flujos de potencia y los efectos, realizando un análisis pertinente en los puntos críticos y/o vulnerables de la red que soporten alto ingreso de vehículos eléctricos, para atenuar el impacto que ocasionan en la red de distribución.

Desarrollar la presente investigación implica identificar diversos estudios en la gestión de demanda aplicados a las redes de distribución eléctrica, tomando en cuenta los efectos que producen los puntos de carga de vehículos eléctricos, los cuales no se han efectuado en gran medida por tratarse de un medio de transporte poco atractivo pero que, en la actualidad debido a la electrificación vehicular y su impacto mayormente positivo, genera gran interés investigar y validar los resultados obtenidos.

Para evitar los inconvenientes ante un gran aumento en el consumo de energía eléctrica, es necesario realizar un reajuste en la gestión de demanda que permita reducir las amplitudes de consumo de manera que se aprecie un comportamiento más estable.

## **1.2 Justificación del problema**

Se considera importante el desarrollo del proyecto, tomando en cuenta que la tendencia actual es el uso de vehículos eléctricos. Por lo tanto, se requiere analizar por medio del gerenciamiento de demanda los efectos que estos ocasionan en las redes de distribución eléctrica, ya que esto genera pérdidas adicionales de potencia y energía, e incluso existen evidencias de un desequilibrio en otros nodos de conexión en la red. De ahí, la necesidad de realizar un ajuste de la demanda por medio de desplazamiento de cargas en ciertos períodos de tiempo, y a su vez evaluar el comportamiento de la red ante la inserción de puntos de carga para vehículos eléctricos.

El presente estudio tiene un gran impacto comercial, siendo beneficiados directamente las empresas distribuidoras de energía eléctrica, porque conocerán los puntos críticos y/o vulnerables en sus redes, de tal manera que puedan tomar medidas correctivas en cuanto a la estabilidad de la demanda.

En forma indirecta se benefician también los grupos de investigación dedicados al modelamiento de la operación de sistemas de potencia en general. Se benefician las empresas que estén pensando en instalar los servicios de electrolineras en la ciudad de Guayaquil, porque tienen la posibilidad de reconocer los desniveles de carga y reserva que surgen, y las posibles soluciones al tratar este problema.

De modo que, debido al aumento de vehículos eléctricos en el medio es necesario considerar los problemas y beneficios que estos generan en los perfiles de demanda de las redes de distribución de Guayaquil, con el propósito de diseñar y modelar soluciones inteligentes que apacigüen las distorsiones existentes y aporten al restablecimiento del consumo por parte de los usuarios en dichas redes, garantizando el correcto funcionamiento de la distribución de energía eléctrica a estos puntos de carga.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Establecer un modelo de gerenciamiento de la demanda en redes de distribución eléctrica para vehículos, evaluando las estrategias de maniobra de estos frente al ingreso de sus puntos de carga para reducir pérdidas de energía en la red.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Analizar las técnicas y estrategias relacionadas con la gestión del lado de la demanda considerando las más eficientes y precisas para el modelo de red.
2. Modelar la red de distribución eléctrica en OpenDSS y diversas estaciones de carga para vehículos eléctricos en puntos críticos.
3. Evaluar la eficiencia de la red mencionada a partir de la medición de los perfiles de demanda, perfiles de voltaje y niveles de pérdidas, en diferentes escenarios, al ingresar vehículos eléctricos en la red.
4. Definir los periodos eficientes de carga considerando las horas de mayor y menor consumo de energía eléctrica en la red diseñada.

5. Estudiar la viabilidad económica de la implementación del proyecto desarrollado para su aplicación dentro del contexto ecuatoriano.
6. Examinar un estudio de calidad de la energía en puntos de carga de vehículos eléctricos realizado por CNEL para conocer los efectos de distorsión energética que producen el ingreso de este tipo de cargas.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Demanda de energía

La demanda eléctrica está relacionada con la cantidad de energía que es requerida, dicha cantidad depende principalmente de la actividad que se realiza, por ello se la categoriza como demanda residencial, comercial e industrial, haciendo referencia a los tres principales sectores de consumo energético. Sin embargo, otros factores pueden influir en la demanda como son la temperatura, estaciones, la geografía e incluso la situación laboral. [1]

### 1.4.2 Gestión del lado de la demanda (GD)

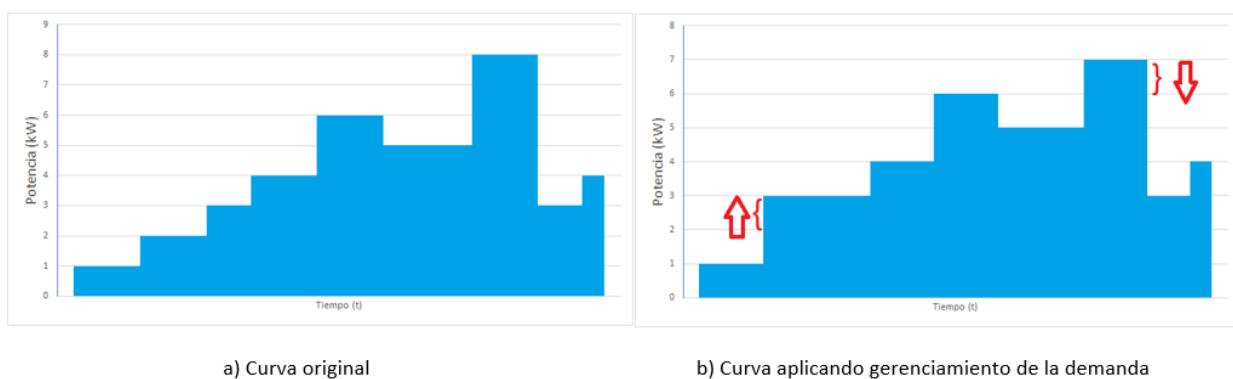
La gestión del lado de la demanda se define como la planificación, implementación y monitoreo de las actividades de la red de distribución diseñadas para influir en el uso de la electricidad por parte de los clientes de manera que produzca los cambios deseados en la forma de la carga [1], esto implica que la gestión se basa en modificaciones como cambios en la carga, recortes de picos de demanda, eliminación de cargas no críticas, compensación de bajas potencias, crecimiento de carga estratégica y forma de carga flexible, con la finalidad de reducir el costo de la energía y producir una operación más confiable del sistema. Los beneficios que genera la gestión del lado de la demanda, y que se muestran en la Tabla 1.1, son garantizados por la empresa de servicios eléctricos públicos, para el bienestar propio, de los clientes y la sociedad.

**Tabla 1.1 Beneficios del GD para el consumidor, empresa y sociedad. [2]**

<b>Beneficios del consumidor</b>	<b>Beneficios sociales</b>	<b>Beneficios de la empresa</b>
Satisfacer las demandas de electricidad	Reduce la degradación ambiental	Menor costo de servicio
Reducir / estabilizar costos	Conservar los recursos	Mejora la eficiencia operativa
Mejora el valor del servicio	Proteger el medio ambiente global	Flexibilidad de operación
Mantener / mejorar el estilo	Maximiza el bienestar del	Reduce las necesidades de

de vida	cliente	capital
---------	---------	---------

El objetivo de la gestión en el lado de la demanda se basa en el análisis de las características de demanda en determinados intervalos de tiempo, y aplicar una metodología en la que se reajusta la concepción de los consumos desde un punto de vista de rigidez en la cual se aprecia poca confiabilidad, hacia otro escenario en el cual los perfiles pueden ser adaptados de forma conveniente [3]. De modo que, la flexibilidad de la carga otorga una manera de modificar la demanda logrando reducir el consumo energético de un sector de usuarios para que esto se vea reflejado en un perfil de demanda más estable y confiable. Ver Figura 1.1.



**Figura 1.1 Perfil inicial y modificado. [3]**

Como se observa en la figura 1.1, existe una alteración con respecto a la forma de distribución de la demanda en este intervalo de tiempo, debido al reajuste que se efectuó por medio del desplazamiento de cargas, el cual consiste en modificar los niveles de potencia en las horas pico, extrayéndolas y colocándolas en las horas de menor consumo, sin alterar la demanda de potencia total. Esta estrategia está íntimamente ligada a la demanda de cada consumidor.

Dentro del contexto del gerenciamiento de la demanda existen tres componentes fundamentales que tienen influencia directa en la distribución de la energía eléctrica con el consumidor e implican una gran responsabilidad de parte de la empresa eléctrica encargada, estos componentes son: Respuesta a la demanda, Eficiencia Energética y Crecimiento estratégico de Carga. [4]

#### 1.4.2.1 Respuesta a la demanda

Desde la perspectiva de la GD está diseñada para moldear la demanda de energía en el sitio en intervalos y el tiempo asociado de la demanda eléctrica mediante

la transmisión de cambios en los precios, señales de control de carga u otros incentivos a los usuarios finales para reflejar los costos de producción y entrega existentes [5], de manera que se otorgue una mayor estabilidad en la red e incluso un uso más competente de los recursos energéticos.

#### **1.4.2.2 Eficiencia Energética**

Se relaciona con la reducción en el consumo de electricidad durante todas las horas del año [5], es decir, se centra en el ahorro de energía de modo que se consiga el mismo rendimiento requerido, aplicando el uso de nuevas tecnologías de ser necesario.

#### **1.4.2.3 Crecimiento Estratégico de Carga**

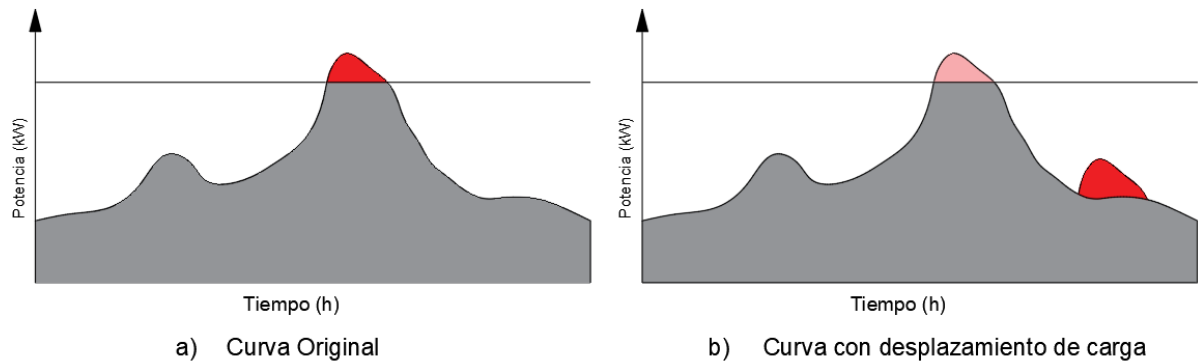
El crecimiento de la carga en un sistema eléctrico, se caracteriza por la combinación de dos procesos. El primero se debe al incremento del número de consumidores en el área en la cual se presta el servicio. El segundo, trata el crecimiento de la carga que puede darse por el incremento en la demanda media de los consumidores que actualmente se encuentran conectados a la red. [6]

### **1.4.3 Flexibilidad de carga como recurso de GD**

La flexibilidad de carga nos otorga la posibilidad de maniobrar la demanda de potencia por medio de cuatro diferentes estrategias [3]:

#### **1.4.3.1 Desplazamiento de carga**

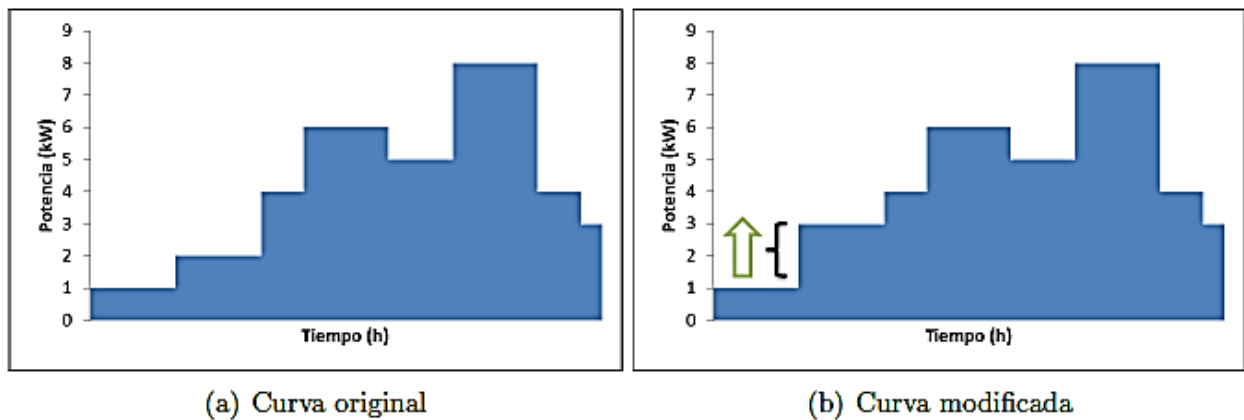
Consiste en mover parcialmente las cargas desde las horas de mayor consumo hasta las horas de menor consumo sin influir en la demanda de consumo total.



**Figura 1.2 Desplazamiento de carga.**

### 1.4.3.2 Llenado de horas valle

Consiste en aumentar la potencia en las horas de menor consumo, mediante la carga de vehículos eléctricos redistribuyendo las cargas y la hora en la que estas se conectan a la red.



**Figura 1.3 Llenado de horas valle. [3]**

### 1.4.3.3 Reducción de horas pico

Tiene como objetivo implementar la estrategia en la cual se disminuye la demanda en las horas de mayor consumo, y especialmente se la aplica cuando algún elemento del sistema está a punto de llegar a su límite térmico.

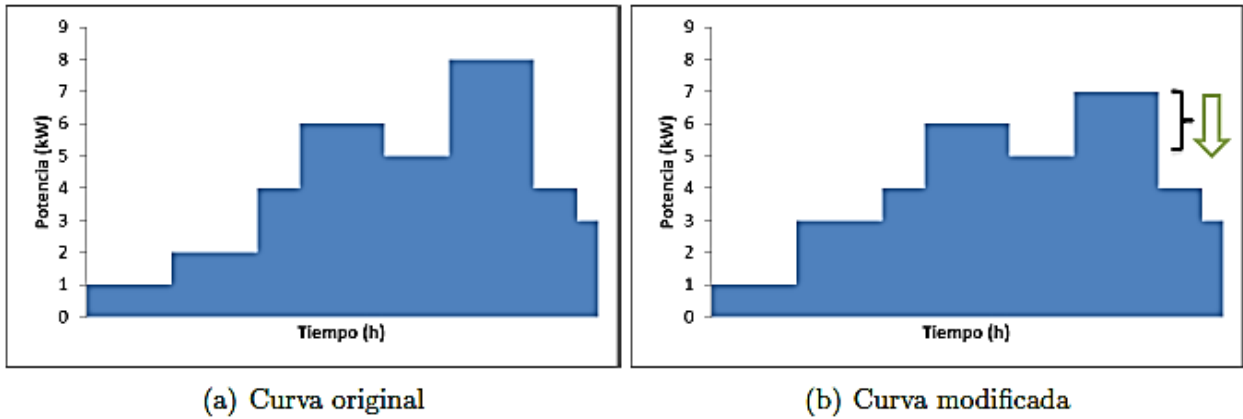


Figura 1.4 Reducción de horas pico. [3]

#### 1.4.3.4 Programa de eficiencia energética

Plantea la reducción del consumo global de energía, con el propósito que se limite los consumos y crear conciencia en el ahorro energético.

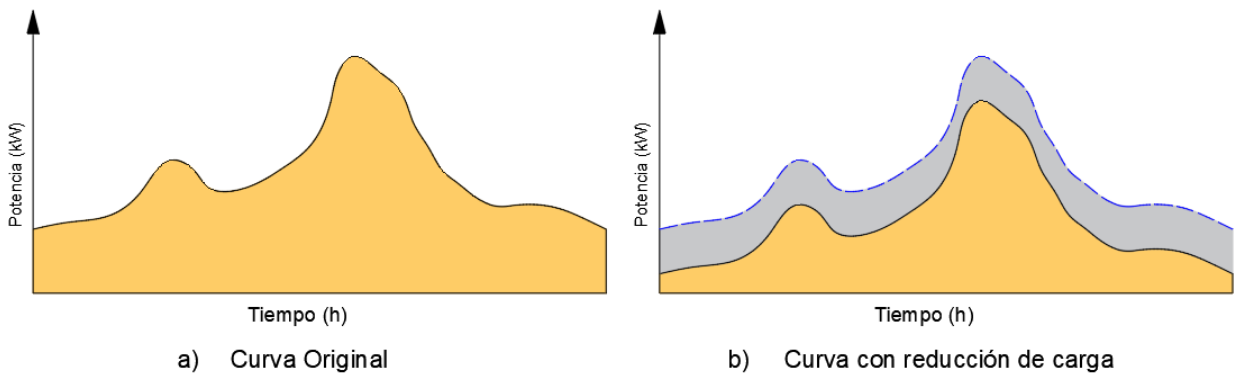


Figura 1.5 Programa de eficiencia energética.

#### 1.4.4 El vehículo eléctrico

Un vehículo eléctrico es aquel que funciona parcial o completamente con la fuerza eléctrica derivada de un motor eléctrico alimentado por baterías, las cuales vienen a ser cargadas por la red de energía eléctrica. El vehículo eléctrico surge de la necesidad de tomar conciencia sobre la contaminación que generan los combustibles fósiles al medio ambiente. [3]

##### 1.4.4.1 Tipos de vehículos eléctricos

En la actualidad hay 3 tipos de vehículos eléctricos que poco a poco van ganando espacio en las concesionarias por su gran capacidad de almacenamiento de energía, además de su carga inteligente de costo reducido y por el muy poco uso de petróleo. Los tipos de vehículos eléctricos son los siguientes [3]:



PHEV (Vehículos eléctricos híbridos enchufables): Son vehículos que cuentan con un motor de combustión interna, acompañado de un motor eléctrico por lo general de un imán permanente, tienen la capacidad de funcionar con ambos motores o por separado.

BEV (Vehículos eléctricos de batería): Estos vehículos son 100% eléctricos a batería, y su funcionamiento se basa en uno o varios motores eléctricos alimentados por una batería que se carga en la. Tienen la capacidad de recuperar energía para la carga de la batería por medio de la frenada regenerativa y las desaceleraciones.

EREV (Vehículos eléctricos de autonomía extendida): Son prácticamente idénticos a los BEV, con la diferencia que cuentan con un motor térmico o de combustión, el cual no mueve el vehículo, pero sirve para alimentar el/los motores eléctricos y al mismo tiempo recargar la batería.

#### **1.4.4.2 Modos de carga**

La norma internacional [1] promueve 4 distintos modos de carga que se describen a continuación:

Modo de carga 1 (AC): Este tipo de carga se lo realiza con una toma de corriente AC normalizada monofásica mediante un enchufe convencional que viene de la red. Tiene la capacidad de soportar 16 A, con tensión de 250 V, y una potencia máxima de 3.7 kW.

Modo de carga 2 (AC): La carga se la realiza a través de una toma de corriente con un cable especial que cuenta con cable de control, posee una capacidad de corriente de entre 16 A hasta 32 A. Las instalaciones igual que en el modo 1 requiere de protecciones diferenciales y magnetotérmicas.

Modo de carga 3 (AC): Este modo posee un conector específico para vehículos eléctricos, además cuenta con un sistema de alimentación que incluye las protecciones requeridas. Su carga es lenta o semi - rápida y tiene la ventaja de cortar el suministro de energía cuando no exista algún vehículo conectado a la red. Soporta corriente trifásica de hasta 63 A, y voltaje de 250 V.

Modo de carga 4 (DC): Este modo conecta la estación de carga con el vehículo eléctrico a través de un convertidos AC-DC. La carga es rápida y posee protecciones instaladas a la infraestructura, soporta corrientes de hasta 400 A (DC) y voltaje de 480 V con potencia máxima de 240 kW.

### 1.4.4.3 Impacto de los vehículos eléctricos en la red

Un vehículo eléctrico genera poca o casi nula contaminación y además sus motores eléctricos poseen una eficiencia del 80% versus los de combustión con un 30% [7]. Como se aprecia en la Figura 1.6 estos vehículos no solo tienen impactos positivos, sino que también presentan aspectos negativos, la principal desventaja es que son cargas que presentan determinado nivel de robustez y desestabilidad, y llevan una cantidad de armónicos considerables a la red. Por lo tanto, desde el punto de vista del gerenciamiento de demanda no sólo se debe tomar en cuenta que estos vehículos significan un aumento de carga de la red sino también una fuente de armónicos debido a las características que por su naturaleza posee.

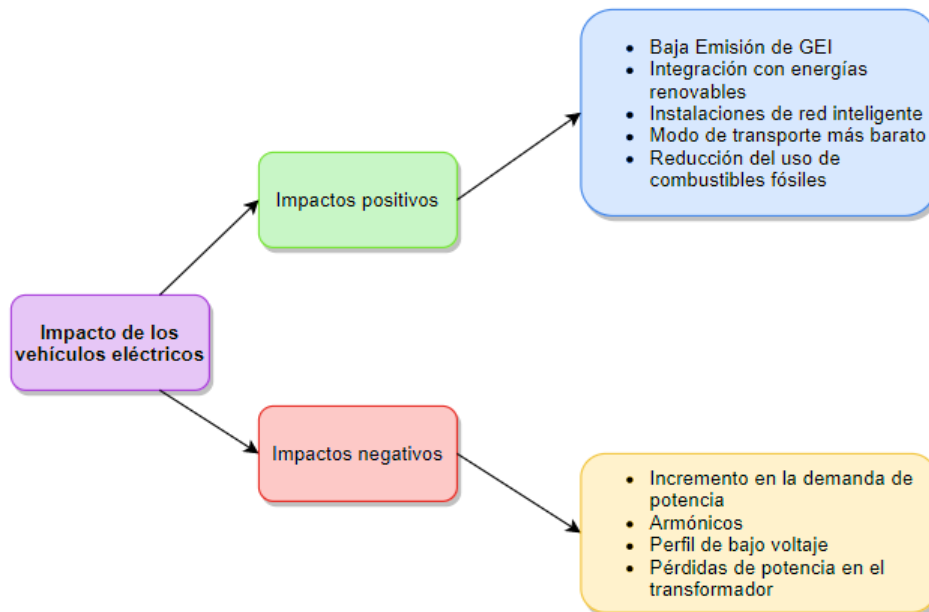


Figura 1.6 Impacto de los vehículos eléctricos. [8]

A pesar de que los vehículos eléctricos poseen ciertas desventajas, los beneficios de su uso son indudablemente los que mayor peso conllevan, ya que debido a la penetración masiva de vehículos eléctricos se cuenta con un tipo de generación distribuida que mejora la fiabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico.

### 1.4.5 El servicio eléctrico y las normas de calidad

La agencia ecuatoriana encargada de regular las medidas y normas a las que nos vamos a regir en este estudio, y las que aplica la Empresa Eléctrica, es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, la cual mediante resoluciones y decretos tiene

el deber de “establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda” [9]

Para el correcto funcionamiento de la red de distribución, se debe cumplir en la medida de lo posible con la “calidad del producto”, en este caso, se debe tener en cuenta que, los parámetros de nivel de voltaje, flicker, armónicos, factor de potencia se encuentren en rangos mínimos permisibles para entregar la energía a las estaciones de carga de los vehículos eléctricos, sin que esto ocasione pérdidas ni limitaciones periódicas por mantenimientos prolongados.

En base a la regulación con relación a la calidad del producto en la reforma emitida por ARCONEL, la agencia “se refiere a los parámetros mínimos de la forma de onda del voltaje con los que se debe entregar la energía eléctrica al consumidor, estos parámetros son:” [9]

**Tabla 1.2 Parámetros que garantizan la calidad del de la energía. [10]**

Parámetro	Índice de Calidad
Nivel de voltaje	Variación de voltaje respecto al voltaje nominal
Flicker	Índice de severidad por Flicker (parpadeo) de corta duración
Armónicos	Factor de distorsión total por armónicos de voltaje
Factor de Potencia	Factor de potencia en el punto de entrega al consumidor

Sin embargo, para evaluar los parámetros mencionados no se toma un análisis de la una sola forma de onda de manera instantánea, sino al resultado de un registro de mediciones de forma de onda de voltaje previamente tomadas.

#### 1.4.5.1 Variación de Voltaje

Este fenómeno se refiere al cambio en el nivel de voltaje de la red, pudiendo ser este cambio de corta, o larga duración, se producen generalmente debido a causas naturales que afectan la línea o situaciones puramente eléctricas como salidas o entradas de cargas [11], la forma más común de calcularla es a través de la expresión 1.1.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \quad [\%] \quad (1.1)$$

Donde:

$\Delta V_k$  : Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto  $k$ .

$V_k$  : Voltaje de suministro en el punto  $k$ , determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

$V_N$  : Voltaje nominal en el punto de medición.

Teniendo en cuenta que las mediciones serán cada 10 minutos con valores eficaces (rms), los límites que se admiten para la variación de voltaje están dados por la siguiente tabla:

**Tabla 1.3 Límites para el índice del nivel de voltaje. [11]**

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

#### 1.4.5.2 Flicker

Conocido como parpadeo, es una variación rápida y cíclica en el nivel de voltaje, una forma común de notarlo es en la fluctuación de las lámparas, su cálculo se lo realiza a través de la expresión 1.2. [11]

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (1.2)$$

Donde:

$P_{st}$  : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0,1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$  : Niveles de efecto flicker que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del intervalo de medición.

Por medio del  $P_{st}$  se puede evaluar la magnitud de severidad de las variaciones en la amplitud de voltaje a corto plazo, del mismo modo con mediciones cada 10 minutos, ARCONEL se basa en la norma internacional acerca de la Compatibilidad electromagnética [11], en la cual el límite que se propone consiste en que este valor no supere la unidad.

#### 1.4.5.3 Distorsión Armónica de Voltaje (THDv)

Es una medida que indica el nivel de distorsión presente en la señal, en este caso el voltaje, dicha distorsión se produce cuando señales de frecuencia a distinta

frecuencia de la nominal (60Hz) se encuentran presentes en el sistema, su cálculo se lo realiza a través de la ecuación 1.3. [11]

$$THD_V = \left[ \frac{1}{V_n} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] \times 100 \quad [\%] \quad (1.3)$$

Donde:

$V_{h,k}$  : Armónica de voltaje  $h$  en el intervalo  $k$  de 10 minutos.

$THD_V$  : Factor de distorsión armónica total de voltaje.

$V_n$  : Voltaje nominal en el punto de medición.

Los valores límites para este tipo de distorsión se basan en la norma IEEE 519 [12] y se muestran en la tabla 1.4.

**Tabla 1.4 Límites máximos de armónicos de voltaje en % de voltaje nominal. [12]**

Nivel de Voltaje	Armónica individual (%)	THD (%)
$V \leq 1kV$	5.0	8.0
$1kV < V \leq 69kV$	3.0	5.0
$69kV < V \leq 161kV$	1.5	2.5
$161kV < V$	1.0	1.5

#### 1.4.5.4 Distorsión Total de Demanda (TDD)

Similar a los armónicos de voltaje, la distorsión en la corriente o demanda total se la conoce como TDD, en donde señales de corriente de corriente a distinta frecuencia se combinan para dar origen a una sola señal, su cálculo se lo realiza a través de la expresión 1.4. [11]

$$TDD_I = \left[ \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] \times 100 \quad [\%] \quad (1.3)$$

Donde:

$I_{h,k}$  : Armónica de corriente  $h$  en el intervalo  $k$  de 10 minutos.

$TDD_I$  : Factor de distorsión total de corriente de demanda.

$I_L$  : Corriente de carga en el punto de medición.

Los valores máximos permitidos son tomados de la norma IEEE 519 [12] y se muestran en la tabla 1.5.

**Tabla 1.5 Límites máximos de armónicos de corriente. [12]**

$I_{sc}/I_L$	TFD (%)
< 20	5.0
20 < 50	8.0
50 < 100	12.0
100 < 1000	15.0
> 1000	20.0

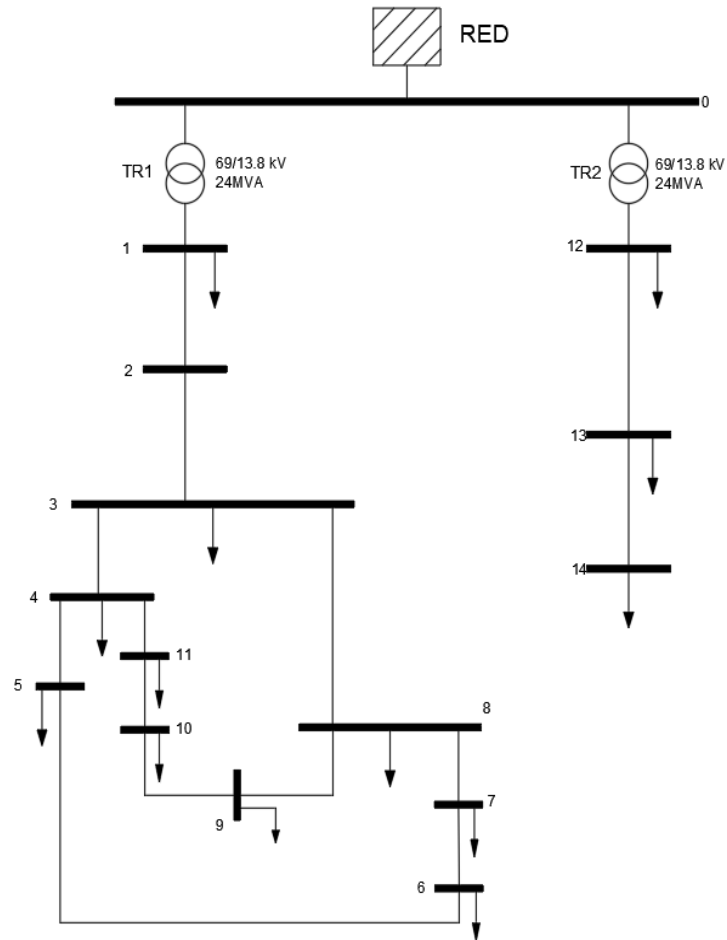
# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

Para comprender el impacto que generan los vehículos eléctricos en la red desde el punto de vista del gerenciamento de la demanda, se tomó primeramente un trabajo previo denominado “Modelado de Redes de Distribución Usando OpenDSS” [13], para luego proceder a diseñar una red de distribución utilizando el programa OpenDSS, un software versátil, completo y de libre acceso, como herramienta práctica capaz de efectuar estudios en las demandas de redes de distribución de media tensión, considerando puntos de carga de vehículos eléctricos en determinadas secciones del sistema. Adicionalmente, se planteó analizar el impacto en la calidad de la energía al ingresar vehículos eléctricos, esto tomando como punto de partida un estudio realizado por parte de CNEL UN Guayaquil en distintos puntos de carga de vehículos eléctricos en la ciudad, el conocer los niveles de distorsión presentados por el ingreso de este tipo de cargas, es importante ya que estos deben estar dentro de los estándares para este tipo de estudios.

### 2.1 Red de distribución

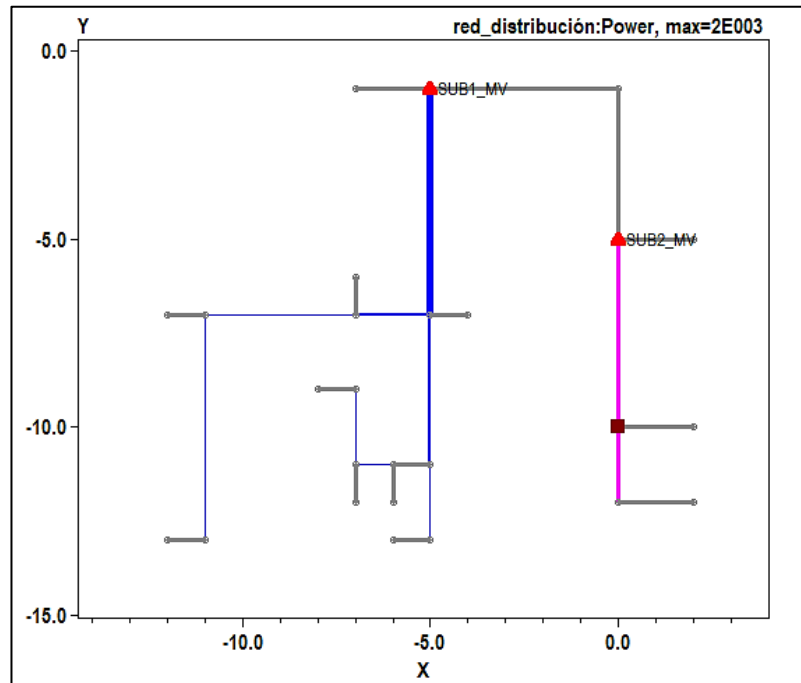
El sistema de distribución en cuestión se muestra en la Figura 2.1, y se alimenta a partir de una red de subtransmisión de 69 kV conectada a una barra principal que alimenta a dos transformadores idénticos de 69/13.8 kV, 24 MVA, de los cuales se extienden dos alimentadores. Estos transformadores dan apertura a la energización de un grupo de 14 barras.



**Figura 2.1 Modelado de la red de distribución.**

Como se puede observar en el circuito de la Figura 2.1 las barras conectadas a la subred 1 (izquierda) son: 1,2,3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, tomando en cuenta que las líneas 6-7 y 11-4 se desconectaron debido a las condiciones normales de operación, pues comúnmente en las redes de distribución malladas, se realiza el análisis de la misma convirtiéndola en una topología radial. Por su parte, la subred 2 (derecha) está formada por las barras: 12, 13, 14. La red modelada en OpenDSS se muestra en la Figura 2.2, en condición normal de operación:





**Figura 2.2 Modelado de la red de distribución en OpenDSS.**

Para cada subred de distribución se consideró el conductor del alimentador de acuerdo con la capacidad de cada uno de los transformadores, así se obtuvo que para un nivel de 13.8kV, la corriente media en cada uno de los devanados secundarios de los transformadores será de aproximadamente 1004 [A], por ello se procede a considerar un conductor con las características mostradas en la tabla 2.1. [14]

**Tabla 2.1 Características de los conductores de fase.**

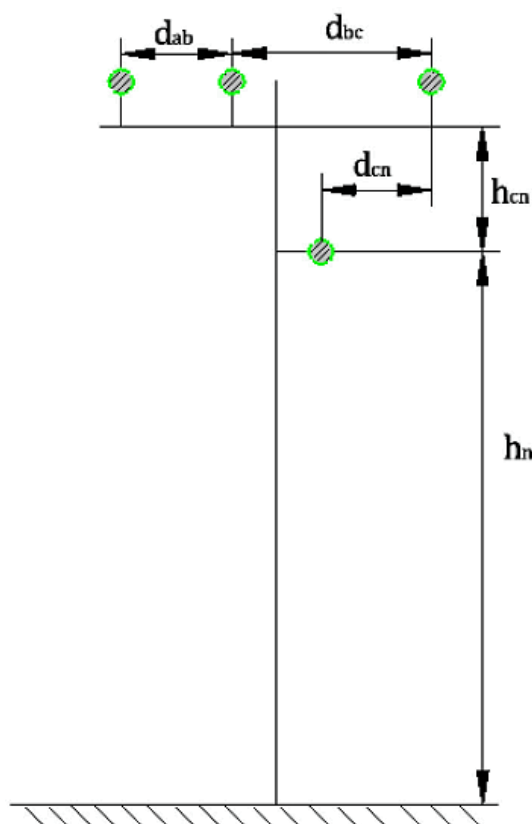
<b>ACAR 1250 MCM 26/7</b>		
Hilos	Al H19	18
	Al 6201	19
Diam. Hilos (mm)	Al H19	4,67
	Al 6201	4.67
Sección Transversal (mm <sup>2</sup> )	633,38	
Diámetro del conductor (mm)	62,69	
Peso total aproximado (kg/km)	1743,63	
Carga de rotura (kgf)	14283	
Resistencia a C.C. a 20°C (Ω/km)	0,04896	
Corriente nominal (A)	1125	

Por su parte, el conductor de neutro se seleccionó un conductor que soporte una corriente de al menos el 70% de la corriente de fase [15], siendo el más adecuado, el mostrado en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2 Conductor de conductor neutro.**

ASC 636 MCM		
Hilos	Aluminio	7
Diam. Hilos (mm)	Aluminio	3,119
Sección Transversal (mm <sup>2</sup> )	322,3	
Diámetro del conductor (mm)	23,31	
Peso total aproximado (kg/km)	889,26	
Carga de rotura (kgf)	5171	
Resistencia a C.C. a 20°C (Ω /km)	0,0892	
Corriente nominal (A)	765	

La predisposición de los conductores se consideraron estructuras trifásicas semicentradas pasantes (UC3SP), tal como se indica en la Figura 2.3 [16], este tipo de estructura es típica en los sistemas de distribución a nivel nacional y se encuentra estandarizada en el país.



**Figura 2.3 Configuración de las líneas.**

Las distancias que se usaron para la ubicación de los conductores se muestran en la Tabla 2.3, dichas distancias cumplen con lo establecido en el “Manual de las Unidades de la Construcción”. [16]

**Tabla 2.3 Distancias de geometría de las líneas.**

Distancia	Magnitud
$d_{ab}$	0.76 m
$d_{bc}$	1.37 m
$d_{cn}$	1.14 m
$h_{cn}$	1.22 m
$h_n$	7.62 m

Considerando los datos tomados de las Tablas 2.1, 2.2, y la ubicación de los conductores mostrada en la Figura 2.3, se obtuvieron los parámetros que se indican en la Tabla 2.4. Los datos de RMG se obtuvieron a través de las respectivas tablas con este valor para el tipo de conductor usado (ver Apéndice A).

En el software empleado fue necesario ingresar datos sobre las líneas, los mismos que se muestran en la tabla 2.4.

**Tabla 2.4 Datos de cables de línea.**

	RMG (m)	DIAM (m)	Rac ( $\Omega$ /km)	Corriente Nominal (A)
Fase	0,02407	0,06269	0,06364	1125
Neutro	0,00846	0,02331	0,11596	765

A partir de los datos mostrados de los conductores, y a través del comando *LineConstant* en el programa OpenDSS se obtuvo las matrices de resistencia, reactancia y capacitancia que se muestran en la Tabla 2.5 para cada alimentador de la red.

**Tabla 2.5 Matrices de Alimentador 1.**

MATICES		ALIMENTADOR 1			
		A	B	C	N
MATRIZ RESISTENCIAS ( $\Omega/\text{km}$ )	A	0.122451	0.058205	0.0582054	0.0582745
	B	0.0582056	0.122451	0.0582056	0.0582746
	C	0.0582054	0.0582056	0.122451	0.0582745
	N	0.0582745	0.0582746	0.0582745	0.173064
MATRIZ REACTANCIAS ( $\Omega/\text{km}$ )	A	0.796473	0.536172	0.458469	0.481344
	B	0.536172	0.796473	0.491743	0.499099
	C	0.458469	0.491743	0.796473	0.476755
	N	0.481344	0.499099	0.476755	0.875169
MATRIZ CAPACITANCIAS (nF/km)	A	13.3473	-4.75908	-1.55144	-1.83573
	B	-4.75908	13.2655	-2.94226	-2.27976
	C	-1.55144	-2.94226	11.2186	-2.01308
	N	-1.83573	-2.27976	-2.01308	9.81764

Las distancias de cada una de las líneas de los alimentadores se muestran en la Tabla 2.6.

**Tabla 2.6 Datos de las líneas de la red.**

LÍNEA	Alimentador	Longitud (Km)
Línea 1_2	Alimentador 1	2,82
Línea 2_3	Alimentador 1	4,42
Línea 3_4	Alimentador 1	0,61
Línea 4_5	Alimentador 1	0,56
Línea 5_6	Alimentador 1	1,54
Línea 6_7	Alimentador 1	0,24
Línea 7_8	Alimentador 1	1,67
Línea 8_9	Alimentador 1	0,32
Línea 9_10	Alimentador 1	0,77
Línea 10_11	Alimentador 1	0,33
Línea 11_4	Alimentador 1	0,49
Línea 3_8	Alimentador 1	1,30
Línea 12_13	Alimentador 2	4,89
Línea 13_14	Alimentador 2	2,99

Para las subestaciones que alimentan a las subredes 1 y 2, se tomaron en cuenta dos transformadores SUB1 Y SUB2 respectivamente, con las características que se muestran en la Tabla 2.7:

**Tabla 2.7 Datos nominales de los transformadores en subestaciones.**

Transformador	Número de fases	Número de devanados	Conexión	Voltaje Primario (kV)	Voltaje Secundario (kV)	Potencia (MVA)	Xcc (%)
SUB1	3	2	Δ - Y	69	13.8	24	7
SUB2	3	2	Δ - Y	69	13.8	24	7

Se consideró colocar un transformador monofásico en cada barra que contenga una carga residencial para reducir el nivel de voltaje de 13.8kV a 240V, estos transformadores tienen las especificaciones siguientes.

**Tabla 2.8 Transformadores reductores de tensión.**

Trafo	Número de fases (Ø)	Número de devanados	Conexión	Voltaje Primario VLL (kV)	Voltaje Secundario VLL (V)	Potencia (KVA)	Xcc (%)
TR1	1	2	Y - Y	13.8	240	100	5
TR2	1	2	Y - Y	13.8	240	100	5
TR3	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR4	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR5	1	2	Y - Y	13.8	240	167	5
TR6	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR7	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR8	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR9	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR10	1	2	Y - Y	13.8	240	37.5	5
TR11	1	2	Y - Y	13.8	240	75	5
TR12	1	2	Y - Y	13.8	240	250	5
TR13	1	2	Y - Y	13.8	240	250	5
TR14	1	2	Y - Y	13.8	240	250	5

A la red se incorporaron 5 grupos distintos de cargas, los detalles de cada una de estas se las muestra a continuación en la Tabla 2.9 hasta la Tabla 2.13.

**Tabla 2.9 Potencias diarias de cargas residenciales en BT.**

<b>Carga residencial</b>	<b>Barra</b>	<b>P(kW)</b>	<b>fp</b>
Carga residencial 1	1	1222.06	0.98
Carga residencial 2	2	1500.00	0.98
Carga residencial 3	3	1125.99	0.98
Carga residencial 4	4	1223.67	0.98
Carga residencial 5	5	1903.85	0.98
Carga residencial 6	6	1030.14	0.98
Carga residencial 7	7	1203.35	0.98
Carga residencial 8	8	1032.23	0.98
Carga residencial 9	9	1000.00	0.98
Carga residencial 10	10	526.14	0.98
Carga residencial 11	11	1018.14	0.98
Carga residencial 12	12	2796.65	0.98
Carga residencial 13	13	1222.06	0.98
Carga residencial 14	14	3011.34	0.98

**Tabla 2.10 Potencias diarias de cargas comerciales en BT.**

<b>Carga comercial BT</b>	<b>Barra</b>	<b>P(kW)</b>	<b>fp</b>
Carga comercial 1	1	352.98	0.98
Carga comercial 2	2	554.73	0.98
Carga comercial 3	3	294.14	0.98
Carga comercial 4	4	103.56	0.98
Carga comercial 5	5	323.60	0.98
Carga comercial 6	6	508.88	0.98
Carga comercial 7	7	124.71	0.98
Carga comercial 8	8	270.62	0.98
Carga comercial 9	9	247.08	0.98
Carga comercial 10	10	222.37	0.98
Carga comercial 11	11	315.39	0.98
Carga comercial 12	12	631.78	0.98
Carga comercial 13	13	1097.66	0.98
Carga comercial 14	14	907.13	0.98

**Tabla 2.11 Potencias diarias de cargas comerciales en MT.**

Carga comercial MT	Barra	P(kW)	fp
Carga comercial 1	1	262.88	0.98
Carga comercial 2	2	340.25	0.98
Carga comercial 3	3	19.52	0.98
Carga comercial 4	4	337.84	0.98
Carga comercial 5	5	250.69	0.98
Carga comercial 6	6	313.05	0.98
Carga comercial 7	7	147.52	0.98
Carga comercial 8	8	267.81	0.98
Carga comercial 9	9	225.21	0.98
Carga comercial 10	10	202.69	0.98
Carga comercial 11	11	243.18	0.98
Carga comercial 12	12	620.11	0.98
Carga comercial 13	13	830.16	0.98
Carga comercial 14	14	865.67	0.98

**Tabla 2.12 Potencias diarias de cargas industriales en BT.**

Carga industrial BT	Barra	P(kW)	fp
Carga industrial 1	1	20.12	0.98
Carga industrial 3	3	5.00	0.98
Carga industrial 4	4	19.52	0.98
Carga industrial 7	7	16.74	0.98
Carga industrial 9	9	11.96	0.98
Carga industrial 10	10	1.42	0.98
Carga industrial 12	12	104.17	0.98
Carga industrial 13	13	20.67	0.98
Carga industrial 14	14	36.87	0.98

**Tabla 2.13 Potencias diarias de cargas industriales en MT.**

<b>Carga industrial MT</b>	<b>Barra</b>	<b>P(kW)</b>	<b>fp</b>
Carga industrial 1	1	1197.17	0.98
Carga industrial 3	3	61.473	0.98
Carga industrial 4	4	245.00	0.98
Carga industrial 5	5	255.00	0.98
Carga industrial 6	6	375.00	0.98
Carga industrial 7	7	146.39	0.98
Carga industrial 9	9	303.02	0.98
Carga industrial 10	10	258.91	0.98
Carga industrial 12	12	1058.86	0.98
Carga industrial 13	13	754.86	0.98
Carga industrial 14	14	911.53	0.98

## **2.2 Escenarios de estudio**

### **2.2.1 Primer escenario**

En el primer escenario se consideró un caso base en donde se analiza la red de distribución de la Figura 2.1 solamente con demandas por cargas domésticas, comerciales e industriales.

Esta parte del análisis se basó en la simulación de un flujo de potencia de la red modelada en OpenDSS para obtener información acerca de los perfiles de tensión y potencia de la red, potencia inyectada por las subestaciones, pérdidas en la red, además de la corriente de los alimentadores principales que suministran de energía a las subredes, con la finalidad de apreciar las variaciones en los perfiles de demanda y las caídas de tensión que ocurren en los nodos cuando la red cuenta solamente con estos tipos de demanda.

Con el fin de darle un enfoque al proyecto dentro del contexto ecuatoriano, las cargas mostradas anteriormente, se las distribuyó a lo largo del día siguiendo los modelos de cargas similares en el sistema ecuatoriano de distribución, específicamente en la ciudad de Guayaquil. Las curvas o perfiles de carga empleados se muestran en la Figura 2.4 a la Figura 2.8.



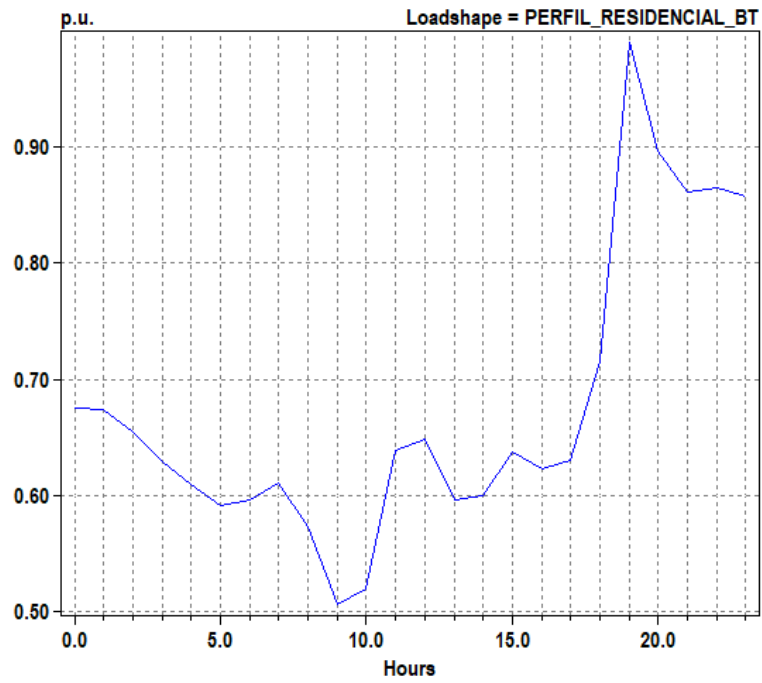


Figura 2.4 Perfil de demanda residencial.

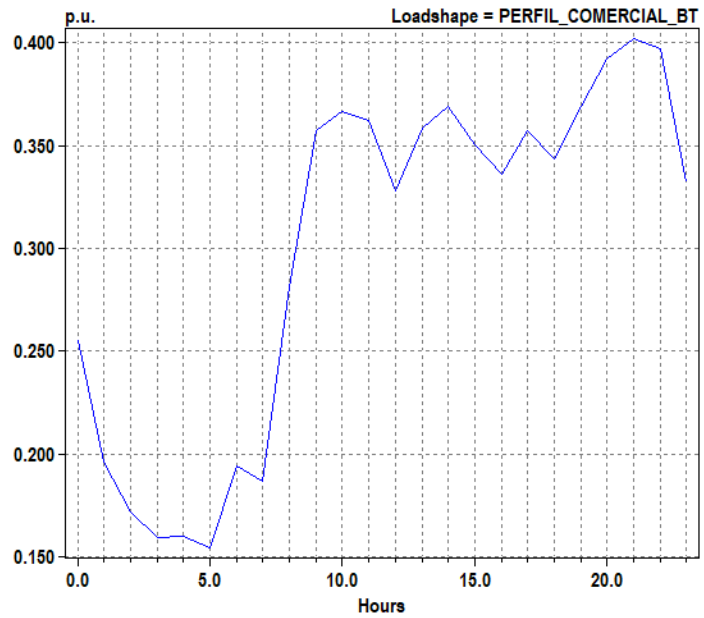


Figura 2.5 Perfil de demanda comercial de baja tensión.

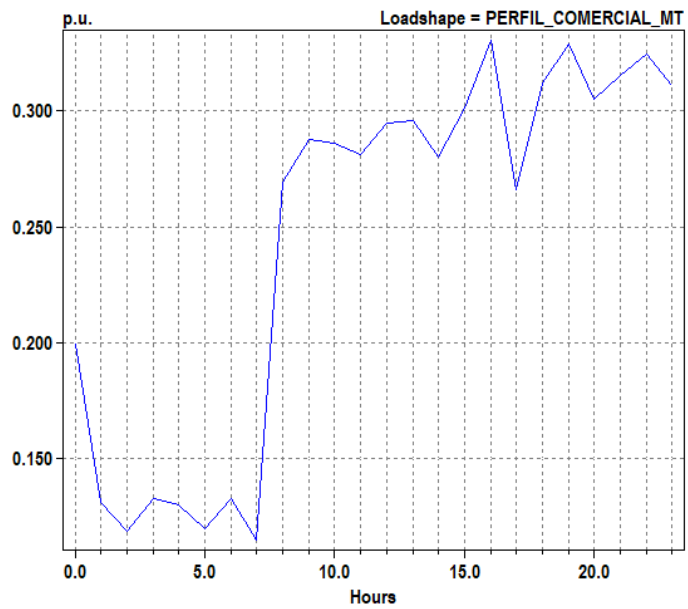


Figura 2.6 Perfil de carga comercial de media tensión.

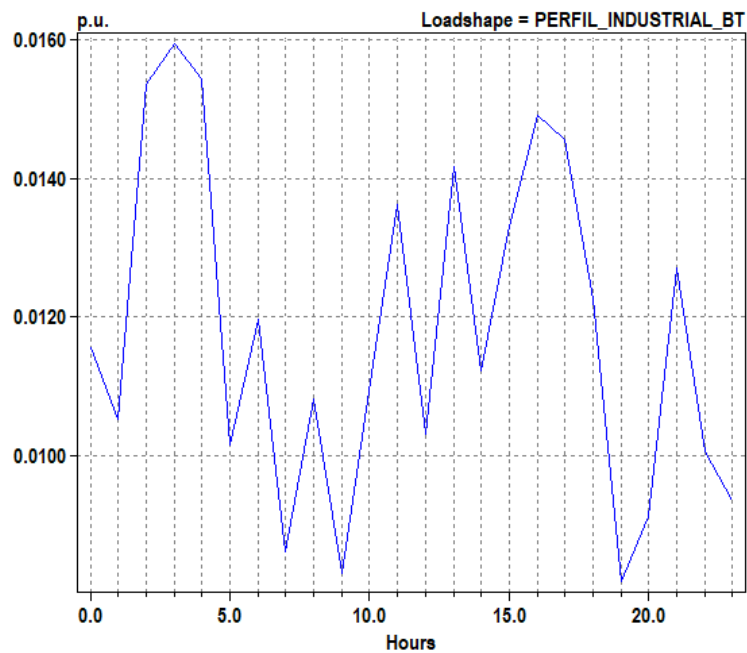
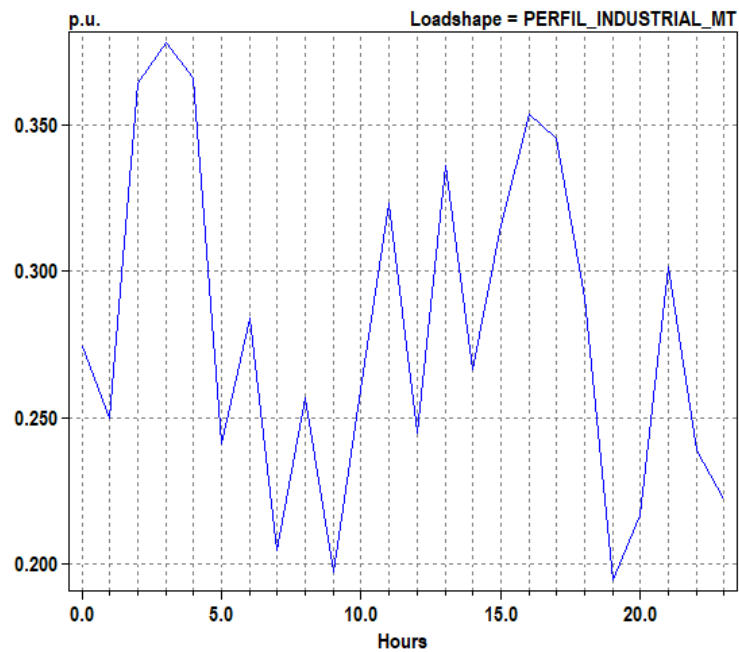


Figura 2.7 Perfil de demanda industrial en baja tensión.



**Figura 2.8 Perfil de demanda industrial en media tensión.**

### 2.2.2 Segundo escenario

Para el segundo escenario se consideró además de las cargas residenciales, comerciales e industriales, también la entrada de puntos de carga de vehículos eléctricos a la red.

Las cargas por vehículos eléctricos se muestran a continuación, considerando que se cuenta con ciertos vehículos eléctricos que se recargan en puntos de carga ubicados en sus residencias, y a su vez existen vehículos y buses eléctricos que se recargan en una Electrolinera ubicada en la barra 13, de la subred 2.

La Tabla 2.14 muestra la tensión y la potencia activa que consumen de la red, además se consideró un factor de potencia para estas cargas de 0.92 según lo establecido en el NATSIM [17], los vehículos eléctricos que cargan en puntos residenciales, además de la ubicación de donde se conectan a la red.

**Tabla 2.14 Demanda de vehículos eléctricos que cargan en residencias.**

Vehículo	Barra	Tensión (V)	Potencia (kW)
Vehículo eléctrico R1	1	240	7.2
Vehículo eléctrico R4	4	240	7.2
Vehículo eléctrico R5	5	240	7.2
Vehículo eléctrico R6	6	240	7.2
Vehículo eléctrico R11	11	240	7.2
Vehículo eléctrico R12	12	240	7.2
Vehículo eléctrico R14	14	240	7.2

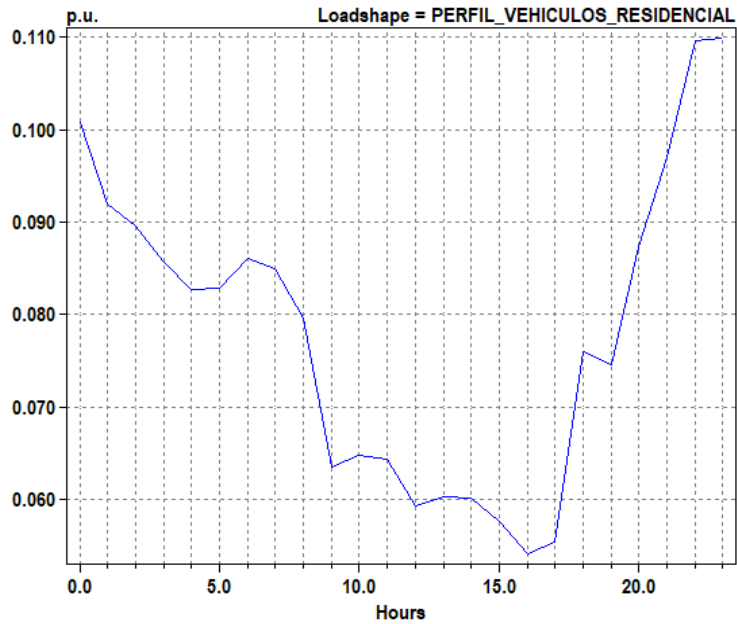
Por su parte, la Tabla 2.15 muestra las cargas por vehículos y buses eléctricos que se conectan a la Electrolinera, recalando que tensión de recarga es de 440V ya que en esta estación se utilizan cargadores semi – rápidos para su recarga [18].

**Tabla 2.15 Vehículos y buses eléctricos que cargan en Electrolinera.**

Vehículo	Barra	Tensión (V)	Potencia (kW)
Vehículo eléctrico	13	440	40
Bus eléctrico	13	440	40

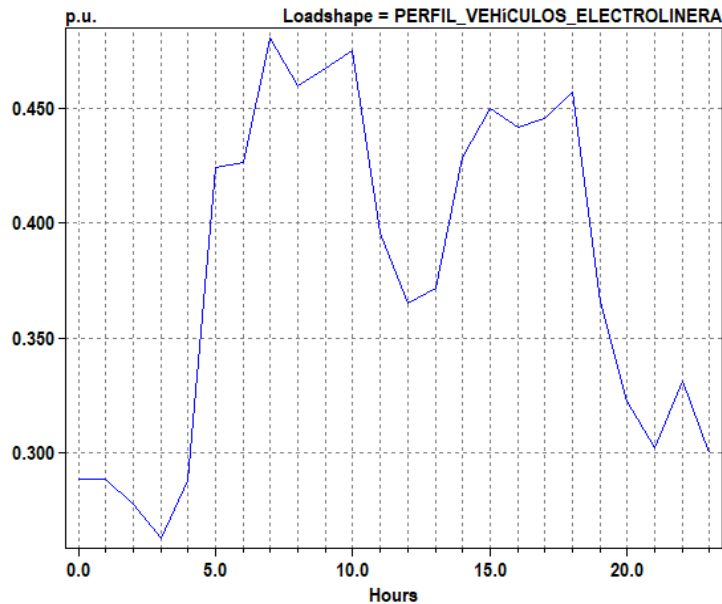
El análisis es idéntico al realizado en el primer escenario, ya que corresponde a la simulación de un flujo de potencia de la red modelada en OpenDSS para obtener información acerca de los perfiles de tensión y potencia de la red, potencia inyectada por las subestaciones, pérdidas en la red, además de corriente de los alimentadores principales que suministran de energía a las subredes, con la finalidad de apreciar las variaciones en los perfiles de demanda y las caídas de tensión que ocurren en los alimentadores cuando se agregan los puntos de carga de vehículos eléctricos en comparación al escenario anterior.

La distribución de la carga durante el día se la realizó siguiente el modelo establecido en la Figura 2.9, este modelo fue usado para los vehículos que serán cargados en las residencias.



**Figura 2.9 Perfil de carga de vehículos eléctricos en residencias.**

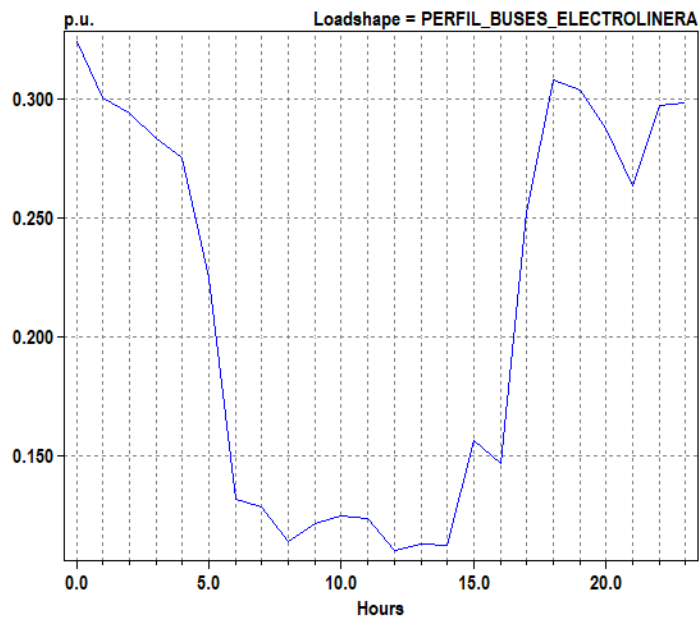
Como se mencionó, para el análisis se tomó en cuenta una electrolinera ubicada en la barra 13 de la red de la Figura 2.1, a la cual se recargan autos y buses eléctricos, primeramente, en la Figura 2.10 se muestra la curva de demanda promedio diaria de los vehículos eléctricos a ser cargados en la electrolinera.



**Figura 2.10 Perfil de demanda de vehículos eléctricos en electrolinera.**

En la electrolinera se consideró también la posible carga buses eléctricos, tomando en cuenta que, los buses eléctricos ingresan a la electrolinera con la misma potencia y tensión de carga, sin embargo, los buses tendrán un mayor tiempo de carga que los

vehículos livianos; en la Figura 2.11 se muestra la curva de demanda diaria para este tipo de vehículo.



**Figura 2.11 Perfil de demanda de buses eléctricos en electrolinera.**

En virtud de que el tiempo de carga de los buses eléctricos es mayor al de los vehículos eléctricos livianos, se recargan en horas de la noche para evitar las pocas frecuencias de rutas durante el día por falta de energía en las baterías de los buses, ya que esto no representa un buen negocio para los dueños de las cooperativas.

### **2.2.3 Tercer escenario**

Para esta parte del proyecto, se consideró la red diseñada anteriormente en el primer escenario, incorporando la carga de vehículos eléctricos que ingresaron en el segundo escenario, con la diferencia de este último que, para este tercer escenario se realizaron modificaciones en el comportamiento de la carga, es decir la carga tanto de vehículos eléctricos como de los otros sectores existentes tales como, residencial, comercial e industrial, consumirán energía de una manera distinta a como lo venían haciendo. Los cambios mencionados, no han sido establecidos de manera arbitraria, sino que se basan en incentivos tarifarios y pequeñas readecuaciones en la red, para lograr un cambio natural en los perfiles de carga.

Las estrategias implementadas como parte del gerenciamiento de la demanda fueron:

1. Incentivos tarifarios, reduciendo el costo de energía por kWh fuera de las horas pico para la carga de vehículos eléctricos, de esta manera se logró

que gran parte de la carga conectada en las horas de mayor demanda (horas pico), pase a horas de menor demanda (horas valle), logrando una curva de carga del sistema más plana.

**Tabla 2.16 Incentivos tarifarios para puntos de carga de vehículos eléctricos.**

Tarifa general de Bajo y Medio Voltaje con registrador de demanda horaria para Vehículos Eléctricos		
Tipo de demanda	Horario	\$/kWh
Demanda punta	18:00 - 22:00	Tarifa regular
Demanda media	08:00 - 18:00	20% menor
Demanda base	22:00 - 08:00	50% menor

2. Repartir las cargas monofásicas de una manera adecuada dentro de cada una de las fases de los alimentadores, de esta forma se reduce el desequilibrio de voltajes y corrientes en los alimentadores.

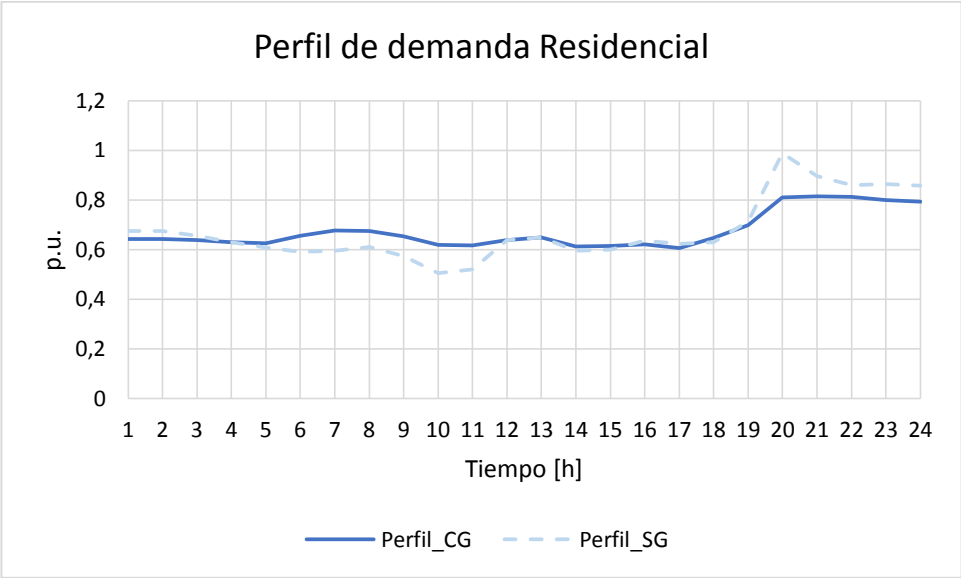
Todas las pruebas que se han planteado en este trabajo han girado en torno al principio fundamental que rige la gestión de la demanda, es decir, la flexibilidad de la carga. En torno a las variantes para el moldeo en la demanda que se expresan dentro del marco teórico en el capítulo 1, se ha resuelto tomar como estrategia a seguir el denominado desplazamiento de carga [3], que permite una modificación en la demanda de manera que se eliminen o reduzcan los picos de consumo añadiéndolos en los períodos de menor consumo energético sin perjudicar la carga global instalada.

Para valorar la repercusión de los cambios con relación a la variación en la potencia inyectada en la red de distribución con puntos de carga para vehículos eléctricos se ha enfocado el estudio de los resultados en un aspecto de gran importancia que se busca mejorar: la eficiencia energética de la red. Por otra parte, no se ha perdido la oportunidad de emitir ciertos criterios económicos plausibles para ahondar en la responsabilidad social dentro de los consumos eficientes en horarios recomendados.

Una vez realizadas las modificaciones mencionadas, se procedió a comparar los perfiles de demanda y pérdidas en los elementos de la red, y a su vez, con el propósito de conocer un nivel estable en la red para todo momento, para ello se verificó: los perfiles de tensión, tensión en la hora más significativa del día, corrientes a través de los conductores, y potencia en los elementos principales de la red.

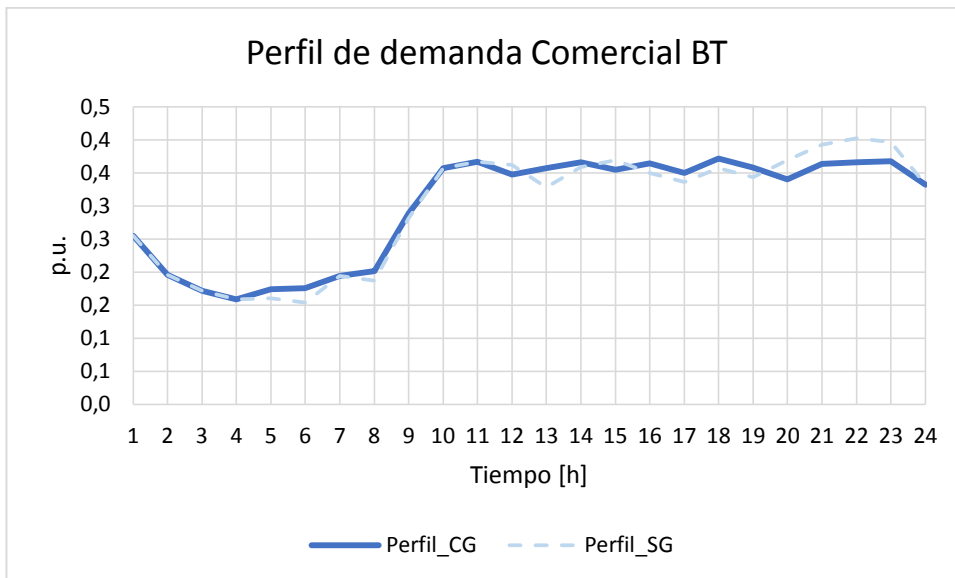
Los ajustes respectivos para los perfiles de demanda se detallan a continuación desde la figura 2.3 hasta la figura 2.10 para mayor simplicidad en la presentación de resultados posteriores y un mejor entendimiento de estos por parte del lector.

Como se puede observar los cambios por medio de incentivos tarifarios para las curvas de demanda residenciales, comerciales e industriales son básicamente minoritarios, es decir, tienen un cambio prudente y significativos, pero por la necesidad de electrificación en horas nocturnas es natural el uso prolongado de la energía en estos períodos, sin embargo, posteriormente en las curvas de demanda por puntos de carga de vehículos eléctricos se observa mayor cambio.

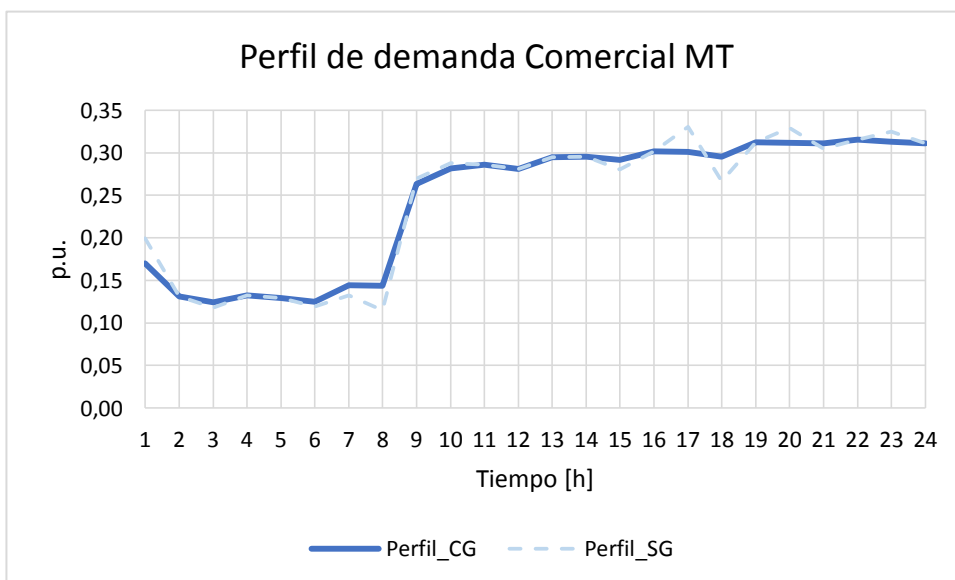


**Figura 2.12 Perfil de demanda residencial gerenciado.**

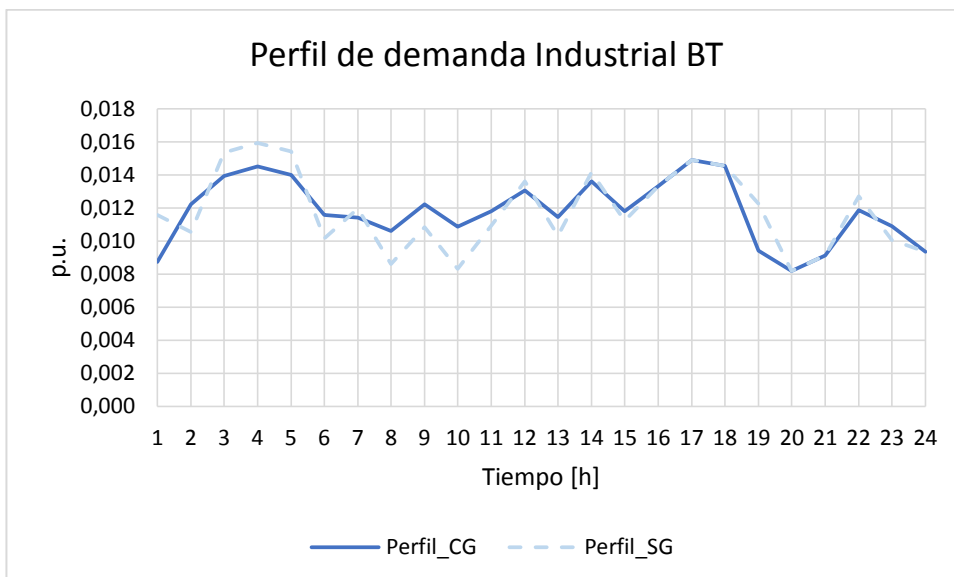




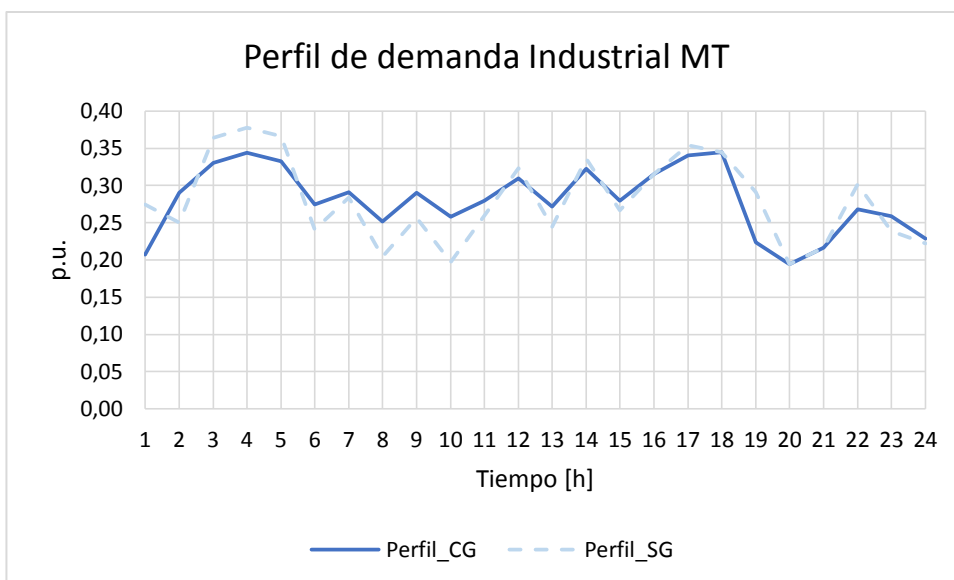
**Figura 2.13 Perfil de demanda comercial en baja tensión gerenciado.**



**Figura 2.14 Perfil de demanda comercial en media tensión gerenciado.**

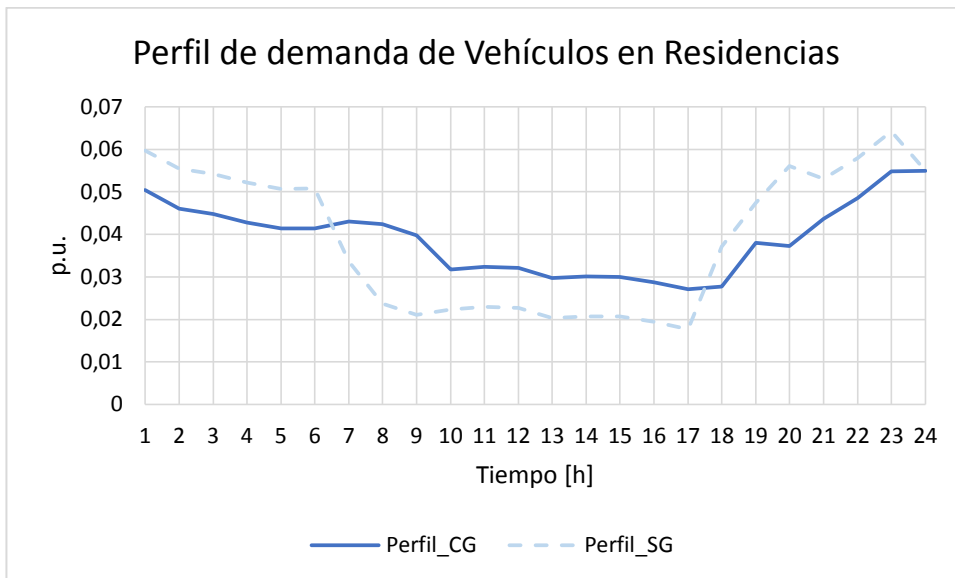


**Figura 2.15 Perfil de demanda industrial en baja tensión gerenciado.**

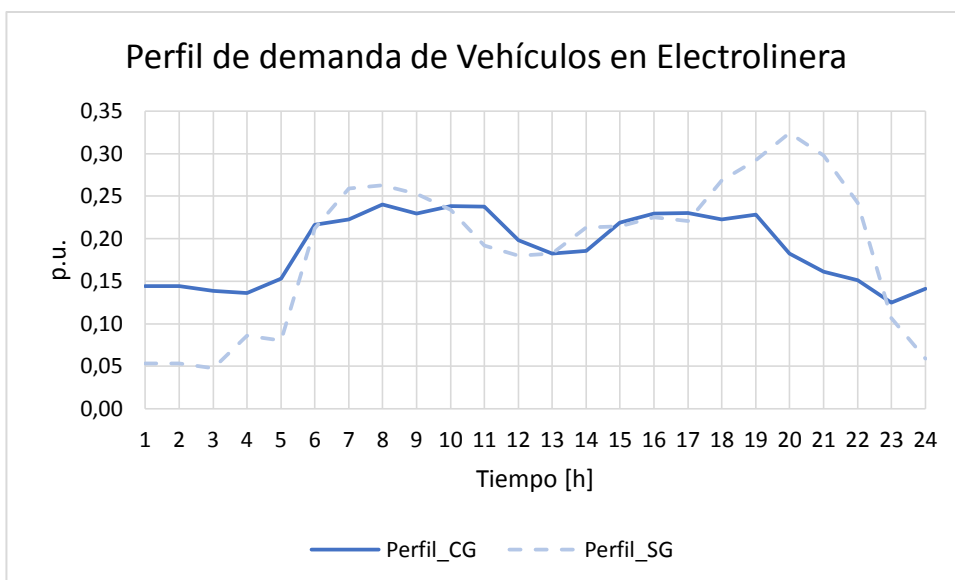


**Figura 2.16 Perfil de demanda industrial en media tensión gerenciado.**

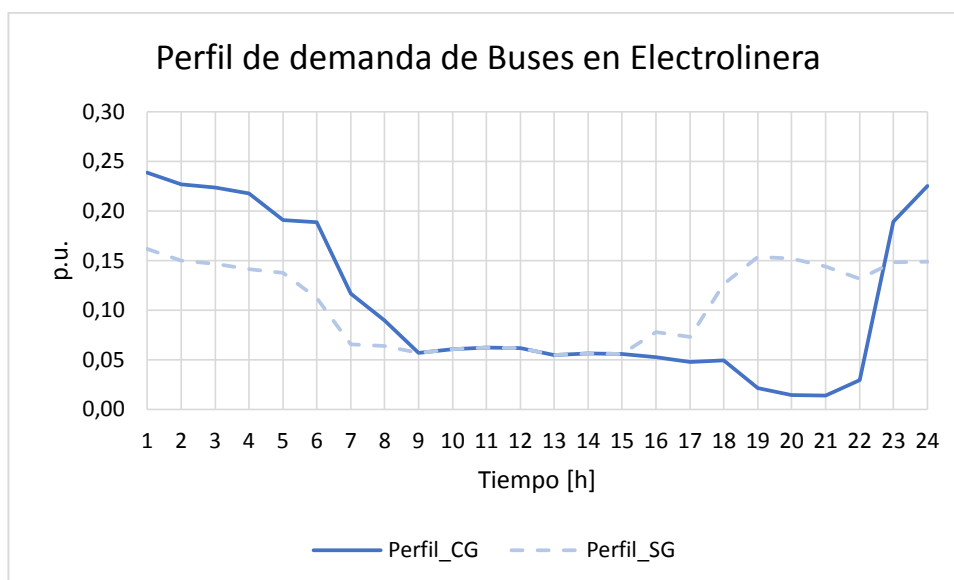
Los perfiles de demanda por puntos de carga de vehículos eléctricos muestran una mayor flexibilidad al cambio a través de incentivos tarifarios y como se observa a continuación la curva con gerenciamiento es aparentemente más plana.



**Figura 2.17 Perfil de demanda de vehículos en residencias gerenciado.**



**Figura 2.18 Perfil demanda de vehículos en electrolinera gerenciado.**



**Figura 2.19 Perfil de demanda de buses en electrolinera gerenciado.**

### 2.3 Análisis de estudio previo sobre la calidad de la energía

Los vehículos eléctricos, a más de ser una carga fuerte dentro del sistema de distribución que puede poner en riesgo la operación del sistema, tienen un impacto en cuando a la calidad de la energía se refiere, por ello, para el desarrollo de esta parte del trabajo, se consideró un estudio realizado por parte de CNEL Guayaquil en donde, a través de mediciones en los puntos de carga de vehículos eléctricos permite conocer variables importantes en cuanto a la calidad de la energía se refiere, dichas variables principalmente son, voltaje, nivel de armónicos, y nivel de *flicker* o parpadeo.

Este estudio fue realizado entre los meses de marzo y abril del año 2019 [19], utilizando un equipo especializado en calidad de la energía (Fluke 1744 Power Quality Logger) [20], registrando los valores cada 10 minutos.

# CAPÍTULO 3

## 3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

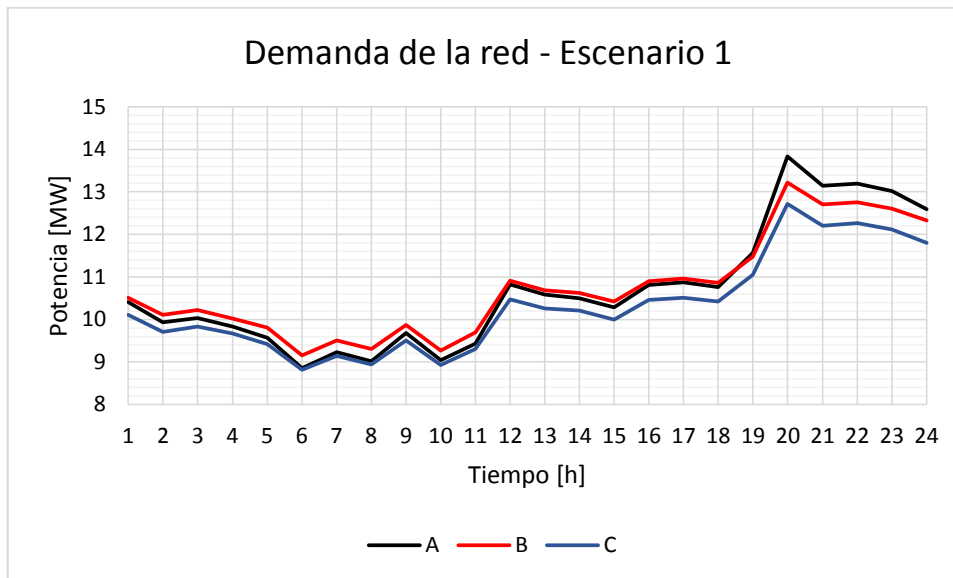
El presente capítulo muestra a detalle el comportamiento de la red de distribución ante los distintos escenarios planteados, además de la incidencia de las cargas en la red y la influencia de las políticas o medidas establecidas a fin de reducir la demanda; la curva de demanda en cada uno de los escenarios es el factor principal de análisis ya que esta será la que permita conocer cuan bien se ha realizado el gerenciamiento. Por otro lado, datos relevantes del sistema como voltaje, corrientes y potencia en barras y conductores, permitirán tener una idea de la calidad de servicio disponible para el sistema de distribución desarrollado. Finalmente, un análisis sobre el nivel de calidad de la energía debido al ingreso de vehículos eléctricos pondrá fin a un capítulo que muestra a detalle el impacto que tienen este tipo de vehículos en los sistemas de distribución.

### 3.1 Primer escenario

Como se describió anteriormente, en este escenario se considera las cargas conectadas de manera natural, es decir sin aplicar criterio de gerenciamiento o políticas que puedan influir en el comportamiento de la carga.

#### 3.1.1 Demandas de la red sin vehículos eléctricos

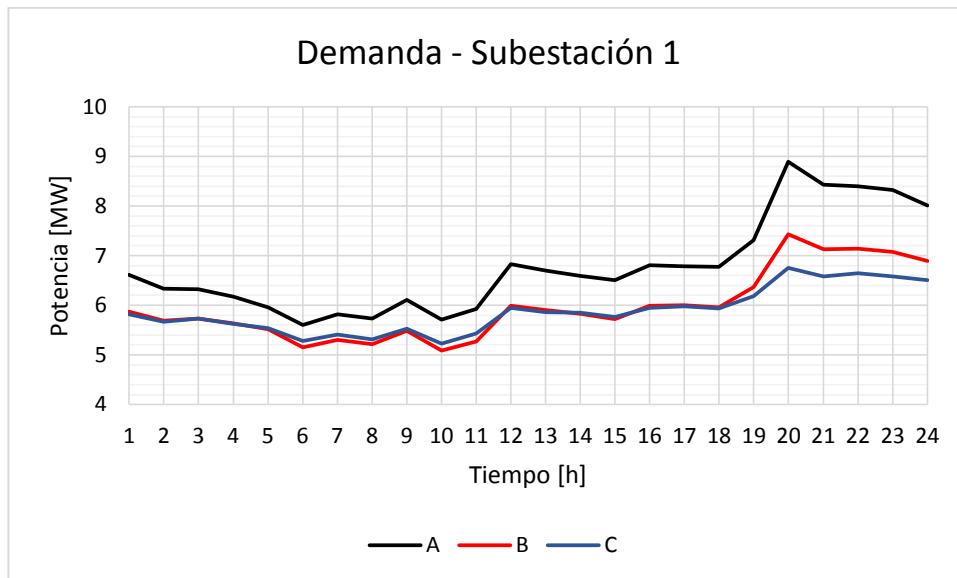
Considerando que la red posee demandas por cargas residenciales, comerciales e industriales con factor de potencia 0.98, y contando con dos transformadores que suman un total de 48 MVA de potencia nominal, se obtuvo la curva de demanda de la red que se muestra en la figura 3.1.



**Figura 3.1 Perfil de demanda de la red para el escenario 1.**

Como se observa en la Figura 3.1 existen algunos picos en la demanda especialmente en horas de la noche (20H00), a esta hora la demanda residencial es máxima y en cuanto a la industrial y comercial aún se encuentran en valores elevados, alcanzando un valor total de 13.765MW en la fase más cargada (Fase A). En cambio, el punto nivel más bajo de consumo se encuentra en horas de la mañana (06H00), bordeando los 9MW en su fase, la cual es la menos cargada. En cuanto a la distribución de cargas se aprecia que en horas posteriores al pico máximo existe un mayor desbalance entre las fases, existiendo casi 1MW de diferencia entre las fases A y C, que son las más y menos cargadas respectivamente.

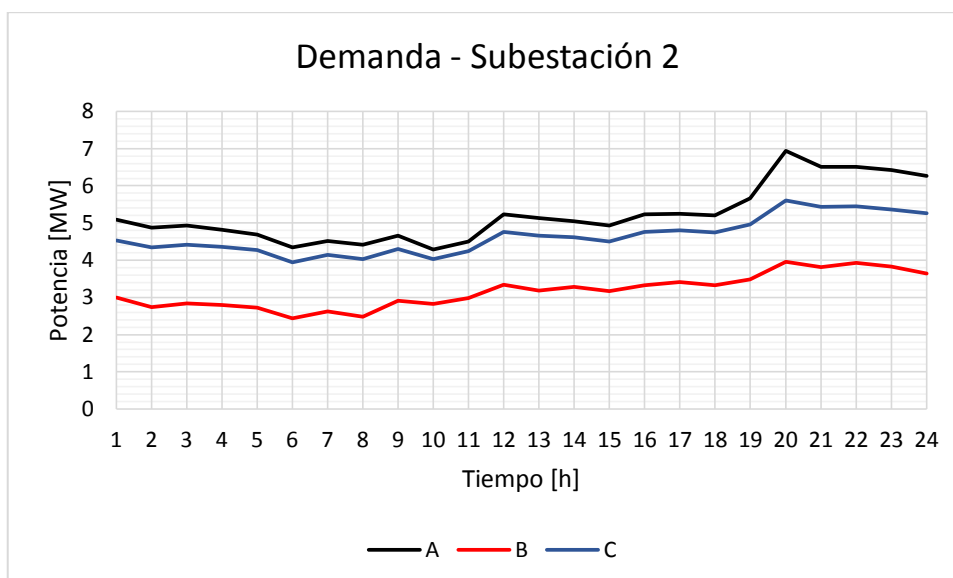
Además de la potencia total brindada por la red, es importante conocer la potencia en cada uno de los transformadores de 24MVA, conocidos en el programa como SUB1 y SUB2 respectivamente. Para el primer caso se tiene la curva de demanda de este mostrada en la figura 3.2.



**Figura 3.2 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 1.**

En la figura 3.2 se puede observar, la potencia que inyecta la Subestación 1 se encuentra alrededor de 23 MW trifásicos en la hora pico, representando cerca del 95% de su capacidad, además existe una clara evidencia del desbalance que existe entre las fases del transformador en donde existe una diferencia de más de 1.5 MW en la hora pico, esto en parte a que dicha hora, el consumo es principalmente por cargas residenciales, las cuales son del tipo monofásico

La demanda del transformador 2 (SUB2) se muestra en la figura 3.3.



**Figura 3.3 Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 1.**

El comportamiento del segundo transformador se muestra en la figura 3.3, se puede apreciar su similitud con respecto a la figura 3.2, teniendo el pico máximo de

carga a las 20H00, mientras que su valor mínimo está a las 06H00, sin embargo, se nota una clara diferencia con respecto al transformador 1 en cuanto a la potencia, en este caso la demanda máxima en la red alcanza 7MW para la fase más cargada, que es la fase a, dando un aproximado de 16.5MW trifásicos, es decir un 69% de la capacidad del transformador.

### 3.1.2 Pérdidas energéticas y de potencia en la red

Las pérdidas en la red de distribución se han conocido luego de correr un flujo de potencia en el circuito a través del software OpenDSS, considerando que para todas las cargas se han insertado los distintos tipos de perfiles de demanda diaria enunciados en el capítulo 2.

**Tabla 3.1 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 1.**

	Consumidos	Pérdidas	%
kWh	762830.22	73642.47	9.65%

Los valores que se detallan en las pérdidas energéticas durante el día en la Tabla 3.1 tienen que ver por diversos factores típicos como los errores en: contabilización de energía, consumo estimado, es decir errores técnicos y no técnicos en la distribución de energía; estas últimas, en la realidad pueden ser por un registro o medición deficiente del consumo, por facturación incorrecta de los usuarios, por fraude o hurto de energía, entre otros casos que se producen generalmente en redes. [21]

Es importante conocer el nivel de pérdidas dentro del sistema de distribución como tal, esto implica transformadores de baja tensión y las distintas líneas de distribución entre cada una de las barras, los detalles de esto se muestran en las tablas 3.2 y 3.3 respectivamente.

**Tabla 3.2 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 1.**

Pérdidas de potencia								
Transformadores	SUB1	TR1	TR4	TR7	TR10	TR13	Totales	% de la potencia entregada
	SUB2	TR2	TR5	TR8	TR11	TR14		
		TR3	TR6	TR9	TR12			
Red sin Vehículos Eléctricos	0.48%	9.68%	11.46%	11.30%	11.08%	4.92%	3055.9 kW	8.33%
	0.31%	11.84%	8.57%	10.40%	10.40%	9.43%		
		11.28%	11.33%	10.06%	8.76%			



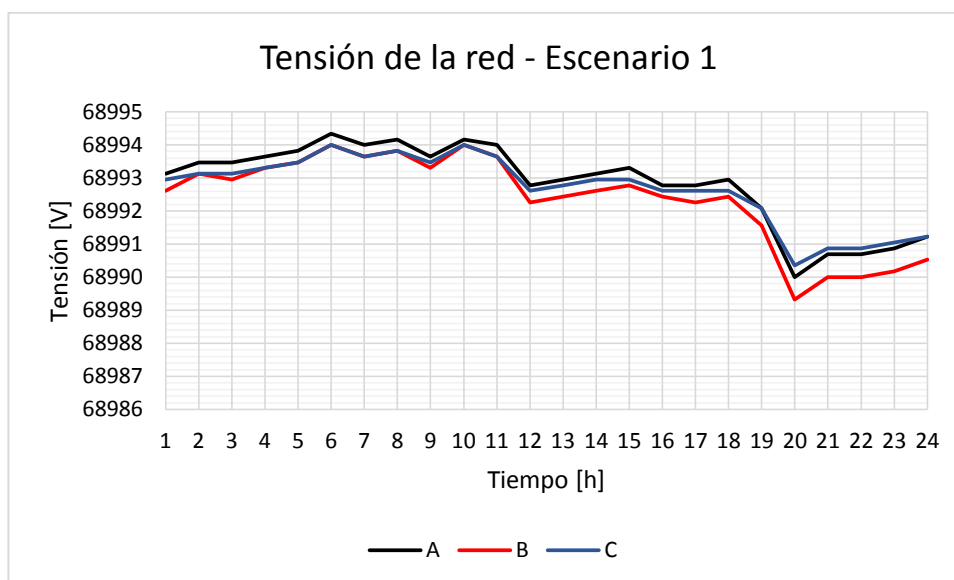
**Tabla 3.3 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 1.**

Pérdidas de potencia						
Líneas	Línea1_2	Línea4_5	Línea8_9	Línea3_8	Totales	% de la potencia entregada
	Línea2_3	Línea5_6	Línea9_10	Línea12_13		
	Línea3_4	Línea7_8	Línea10_11	Línea13_14		
Red sin Vehículos Eléctricos	1.75%	0.17%	0.19%	1.43%	1224.5 kW	3.33%
	2.91%	0.41%	0.28%	2.28%		
	0.31%	0.46%	0.08%	2.11%		

Las pérdidas de la red tienen que ver principalmente por transporte en líneas de distribución y por transformadores del mismo tipo. Como se puede observar en las Tablas 3.2 y 3.3, el reporte de las pérdidas en cada uno de los elementos de entrega de potencia que contiene la red se puede apreciar que en los transformadores de distribución monofásicos existe mayor porcentaje disipado debido a la alta impedancia con la que cuentan, sin embargo, esto es normal en este tipo de transformadores. Por su parte, las líneas también poseen pérdidas en el sistema que abarcan en conjunto con los transformadores de 13.8kV/240V siendo este valor de un 11.66% para este escenario.

### **3.1.3 Perfiles de tensión en la red sin vehículos eléctricos**

Un factor importante en referencia a la calidad del servicio eléctrico es la tensión de este, para el presente escenario se obtuvo el perfil de tensión durante un día, en el lado primario del transformador, el cual tiene un voltaje nominal de 69kV, tal como se lo indica en la figura 3.5.



**Figura 3.4 Perfil de tensión de la red para el escenario 1.**

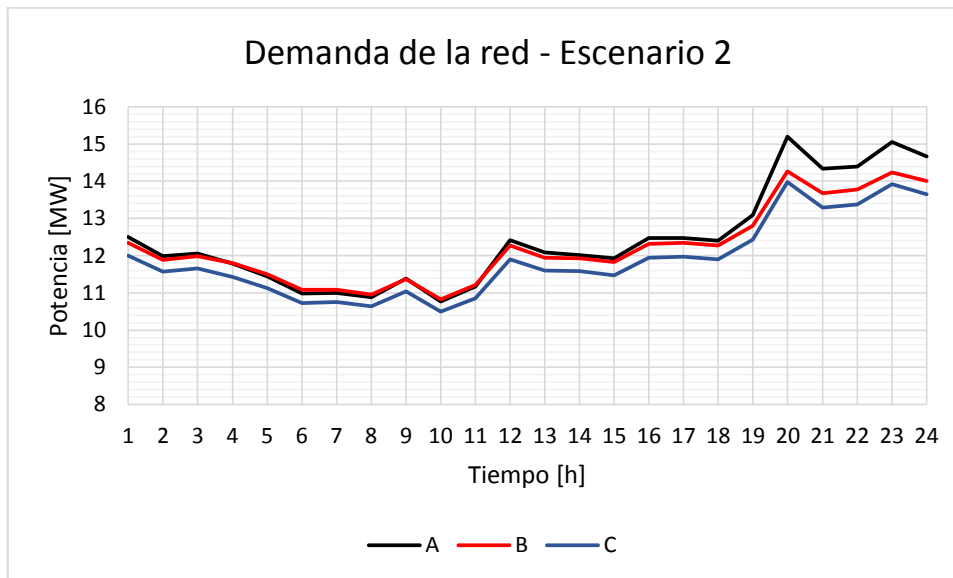
En la figura 3.4 se puede apreciar como existe una caída de tensión a medida que aumenta la carga, recordando que el nivel máximo de carga se producía a las 20H00, se puede apreciar cómo es justamente en este periodo, el cual el voltaje de la red baja hasta 68.99KV, es decir 10V por debajo del valor nominal; mientras que el voltaje está más cercano al nominal del sistema a las 06H00, justamente cuando se tiene la menor demanda en la red.

### 3.2 Segundo escenario

Dado el propósito de este trabajo, se ingresaron a la red la carga de los vehículos eléctricos para el desarrollo de este escenario, se asumieron siete puntos de carga residenciales y una Electrolinera con veinte cargadores, este último tanto para la carga de vehículos como de buses eléctricos detalladas en el capítulo anterior.

#### 3.2.1 Demandas en la red considerando vehículos eléctricos

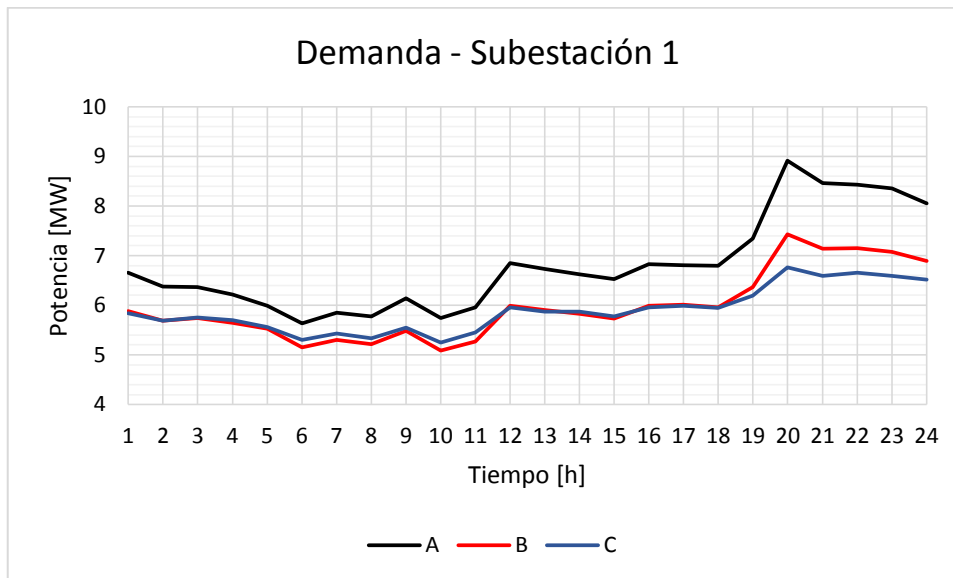
Al conectar los vehículos eléctricos a la red, como es de esperarse, la demanda de esta va a incrementar, por ello es importante conocer la curva de demanda diaria del sistema al incorporar este tipo de carga, tal y como se lo muestra en la figura 3.5.



**Figura 3.5 Perfil de demanda de la red para el escenario 2.**

En la figura 3.5 se puede observar que el pico de consumo continúa siendo a las 20H00, sin embargo, para este mismo horario, aumentó la demanda de casi 14MW a más de 15MW, es decir aumentó la demanda en más de 1MW solo para la fase A, mientras que la demanda total trifásica está cerca de 44MW. En cuanto a la demanda mínima de la red, se observa que esta pasó a situarse a las 10H00 con un aproximado de 33MW totales.

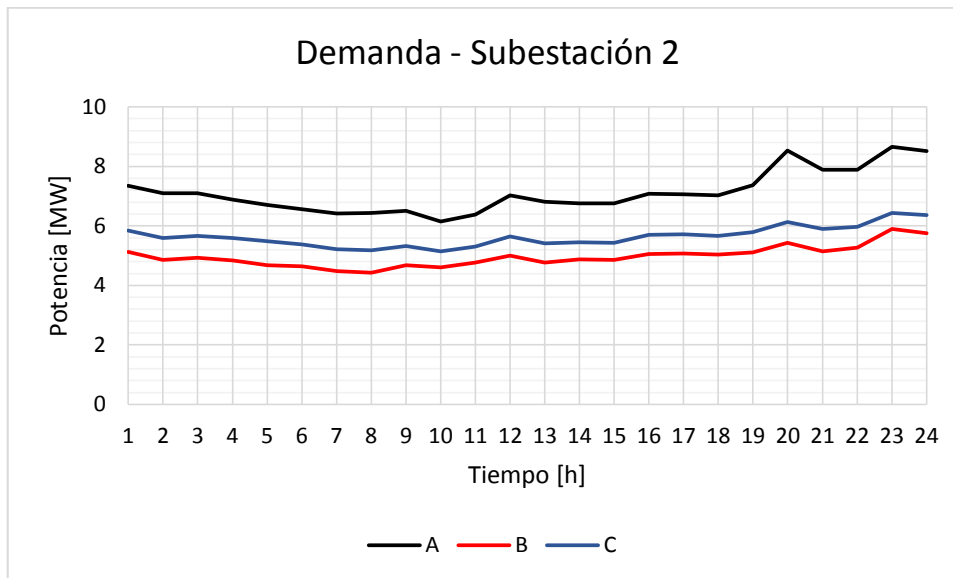
Distinguiendo la demanda de energía para cada uno de los dos alimentadores existentes y con ello los transformadores de potencia, se procede a conocer la curva de demanda por cada una de las dos subestaciones, en la figura 3.6 se muestra la curva de demanda para la subestación 1.



**Figura 3.6 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 2.**

Como se puede apreciar en la figura 3.6, continua la demanda máxima en hora de la noche, además de que se evidencia un claro desbalance entre las fases, sobre todo la fase A, que se encuentra mucho más cargada que las otras dos. La potencia en conjunto llega a un máximo de aproximadamente 23MW, operando en este punto al 95% de su capacidad, mientras en el punto más bajo, que se da a las 10H00, se encuentra a una carga de aproximadamente el 68% de la capacidad máxima de este transformador que es 24MVA.

Similar a lo realizado para la subestación 1. Se obtiene los perfiles de demanda para la subestación 2, luego del ingreso de los vehículos eléctricos, esta gráfica se muestra en la figura 3.7.



**Figura 3.7 Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 2.**

A diferencia a la curva de la figura 3.6, en la figura 3.7, la curva tiende a ser un poco más plana, teniendo un pico en la hora de máximo consumo de la red, sin embargo, no existe gran diferencia a esta hora con lo demandado durante el resto del día, en este caso, este transformador brinda una potencia máxima de aproximadamente 20MW, operando al 83% de su capacidad, y una potencia mínima de operación de aproximadamente 16MW. Por otro lado, se observa un desbalance en la carga, sobre todo en la fase A, donde claramente se puede apreciar que está conectada mayormente la carga monofásica, pues a las 20H00, es la única que presenta un crecimiento significativo, siendo a esta hora el pico de la demanda residencial que tiene comportamiento monofásico.

### 3.2.2 Pérdidas energéticas y de potencia en la red con vehículos eléctricos

Al incrementar la carga en el sistema, es de esperarse que aumenten la corriente en el mismo, y con ello el nivel de pérdidas en el sistema, en la tabla 3.4 se muestran las pérdidas al nivel de la red de 69kV.

**Tabla 3.4 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 2.**

		Consumidos	Pérdidas	Aumento
Sin Vehículos Eléctricos	kWh	762830.22	73642.47	-
Con Vehículos Eléctricos	kWh	877479.09	81173.19	10.22%

En la tabla 3.4, tal como se mencionó, se presenta un incremento en las pérdidas, pasando estas de aproximadamente 73.6 kWh a 81.1 kWh, es decir aumentaron cerca de 7.53 kWh, lo que quiere decir un 10.22%, siendo un valor considerable para pérdidas eléctricas, ya que esto se traduce directamente en pérdidas económicas.

Además de las pérdidas obtenidas a nivel de la red de subtransmisión, se calculó las pérdidas dentro del sistema de distribución, tanto para transformadores como para líneas de este tipo, tal como se lo muestra en las tablas 3.5 y 3.6.

**Tabla 3.5 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 2.**

Pérdidas de potencia								
Transformadores	SUB1	TR1	TR4	TR7	TR10	TR13	Totales	% de aumento
	SUB2	TR2	TR5	TR8	TR11	TR14		
		TR3	TR6	TR9	TR12	TR15		
Red sin Vehículos Eléctricos	0.48%	9.68%	11.46%	11.30%	11.08%	4.92%	3055.9 kW	-
	0.31%	11.84%	8.57%	10.40%	10.40%	9.43%		
		11.28%	11.33%	10.06%	8.76%			
Red con Vehículos Eléctricos	0.48%	9.75%	11.46%	11.38%	11.25%	4.92%	3325.5 kW	8.82%
	0.45%	11.91%	8.57%	10.48%	10.49%	9.40%		
		11.28%	11.41%	10.14%	8.77%	4.03%		

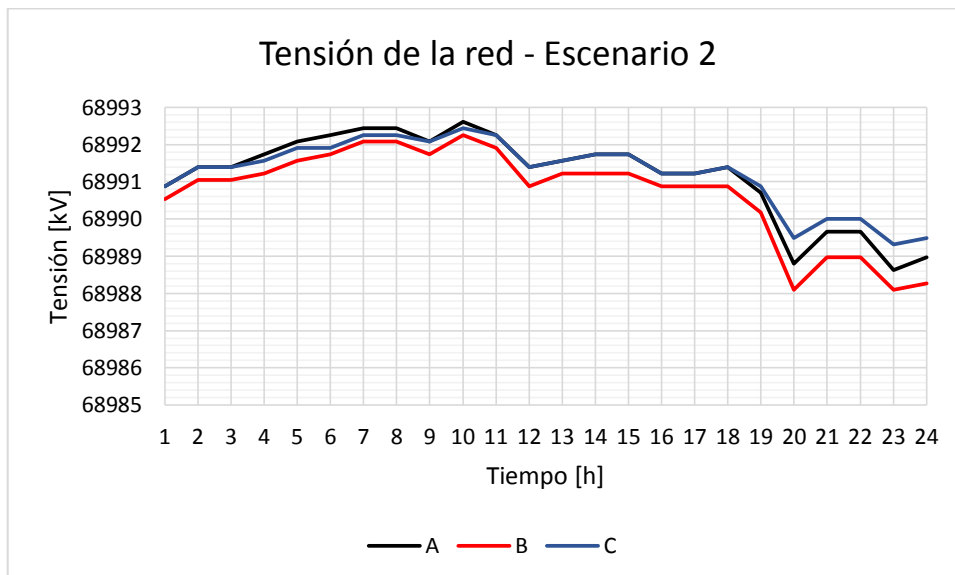
**Tabla 3.6 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 2.**

Pérdidas de potencia						
Líneas	Línea1_2	Línea4_5	Línea8_9	Línea3_8	Totales	% de aumento
	Línea2_3	Línea5_6	Línea9_10	Línea12_13		
	Línea3_4	Línea7_8	Línea10_11	Línea13_14		
Red sin Vehículos Eléctricos	1.75%	0.17%	0.19%	1.43%	1224.5 kW	-
	2.91%	0.41%	0.28%	2.28%		
	0.31%	0.46%	0.08%	2.11%		
Red con Vehículos Eléctricos	1.76%	0.17%	0.19%	1.44%	1396.6 kW	14.05%
	2.92%	0.42%	0.29%	2.63%		
	0.31%	0.46%	0.08%	2.10%		

En las tablas 3.5 y 3.6 se ve como aumentan las pérdidas respecto al escenario 1, la cantidad de pérdidas resulta significativa, siendo del 8.82% para transformadores y 14.05% para las líneas de los alimentadores, cabe recalcar que en parte las pérdidas son mayores en los conductores, debido al tipo de elemento que es, pero además se debe considerar una electrolinera que ingresa en este escenario con aproximadamente 850kW conectándose en media tensión, mientras que los transformadores no sufren la presencia de esta carga, sino que únicamente sienten la carga de vehículos eléctricos en las residencias.

### 3.2.3 Perfiles de tensión en la red con vehículos eléctricos

El comportamiento del voltaje en la red, debido al aumento de carga de los vehículos, se presenta en la figura 3.8.



**Figura 3.8 Perfil de tensión de la red para el escenario 2.**

Como se aprecia en la figura 3.8, existe una caída máxima de voltaje a las 20H00, nuevamente cuando se la da la hora de demanda máxima en el sistema, para dicha hora, se alcanza un voltaje mínimo de línea BC de 68.988kV es decir más de 2V que en el escenario 1 y aproximadamente 12V con respecto al voltaje nominal del sistema, mientras que en la hora de menor carga, se tiene un voltaje de aproximadamente 69.993kV, en otras palabras cerca de 7V por debajo del voltaje nominal.

### 3.3 Tercer Escenario

Para este último escenario de estudio, se incorporan las técnicas de gerenciamiento de la demanda al programa realizado en OpenDSS (ver Apéndice B), tal y como se lo presenta a continuación.

#### 3.3.1 Gerenciamiento de demanda en la red

El primer paso para el gerenciamiento de la demanda se da al implementar políticas públicas que permiten mover la carga de las horas pico existentes a las horas valle, para este estudio, se movió las cargas de horas de la noche a horas de la mañana tal como indica la figura 3.9.

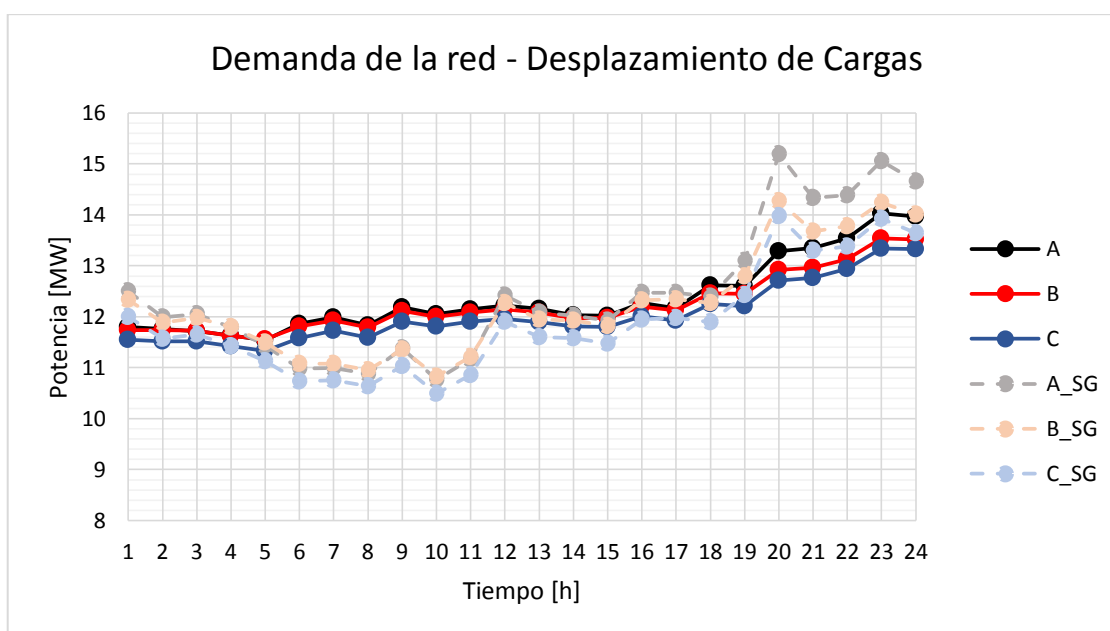


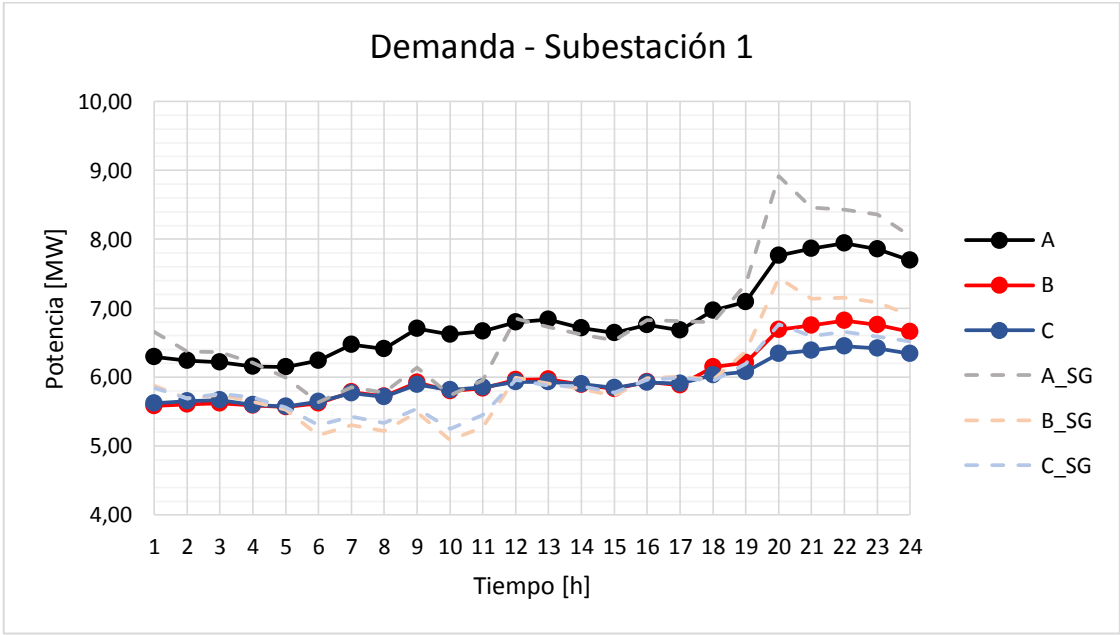
Figura 3.9 Perfil de demanda de la red aplicando desplazamiento de carga.

Como se puede observar en la figura 3.9, al distribuir de una mejor manera las cargas, a través de beneficios tarifarios, se obtiene una gráfica más uniforme,

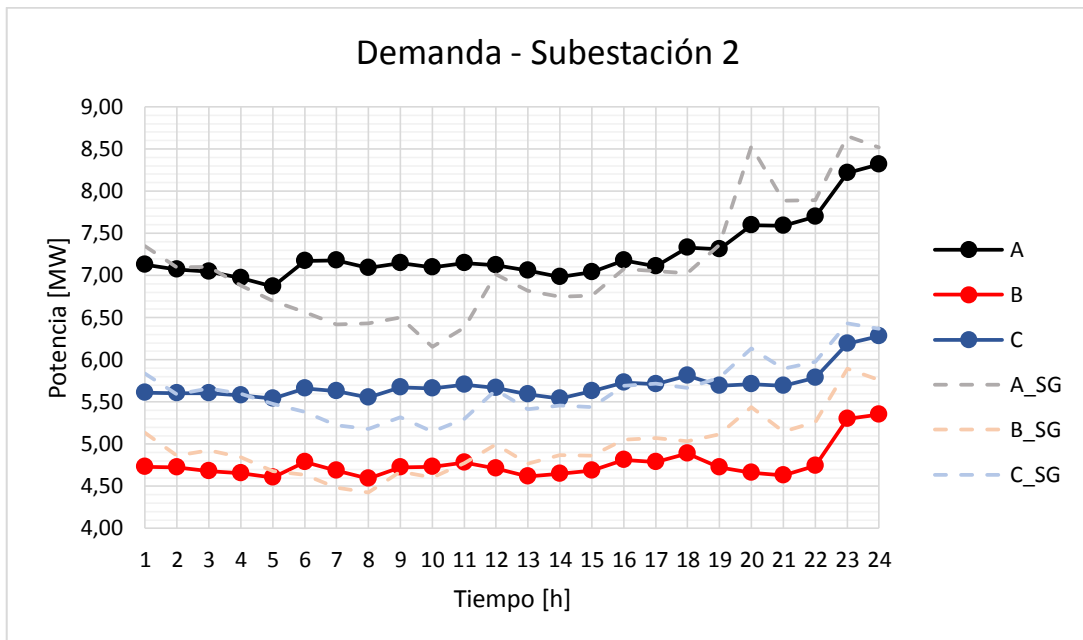


eliminando el pico de demanda máxima que existía a las 20H00, y cubriendo el valle que existía en horas de la mañana, para este caso existe un pico a las 23H00 de aproximadamente 41MW, y un consumo mínimo de aproximadamente 35MW, existiendo una diferencia de apenas 6MW entre las horas de mayor y menos consumo.

Como se realizó en escenarios pasados, se presenta a continuación de demanda en cada uno de los transformadores, las figura 3.10 y 3.11 muestran el suministro de potencia de las subestaciones 1 y 2 a cada uno de sus alimentadores.



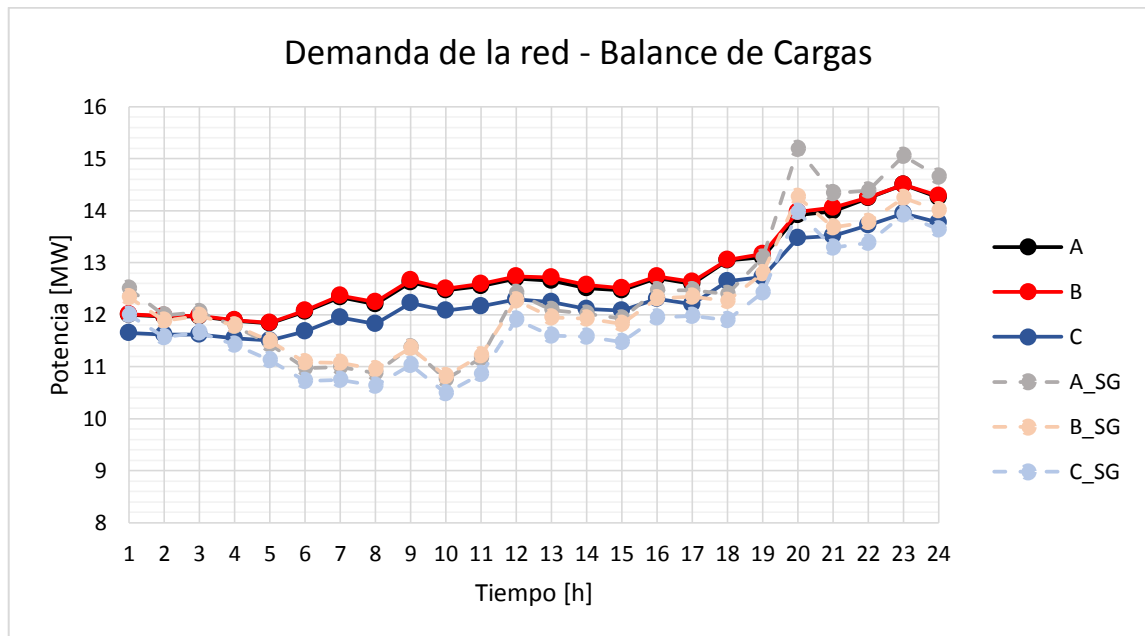
**Figura 3.10 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red aplicando desplazamiento de carga.**



**Figura 3.11 Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red aplicando desplazamiento de carga.**

Como se puede apreciar en las figuras 3.10 y 3.11, se redujo la demanda máxima del sistema, pasando a estar esta entre las 22H00 y 23H00 con valores menores a las anteriores, operando el transformador uno en su máxima demanda a una capacidad aproximada del 87%, mientras que el transformador 2 lo hace a una capacidad de cerca del 83%, descargando así a los transformadores, sobre todo en el caso de SUB1.

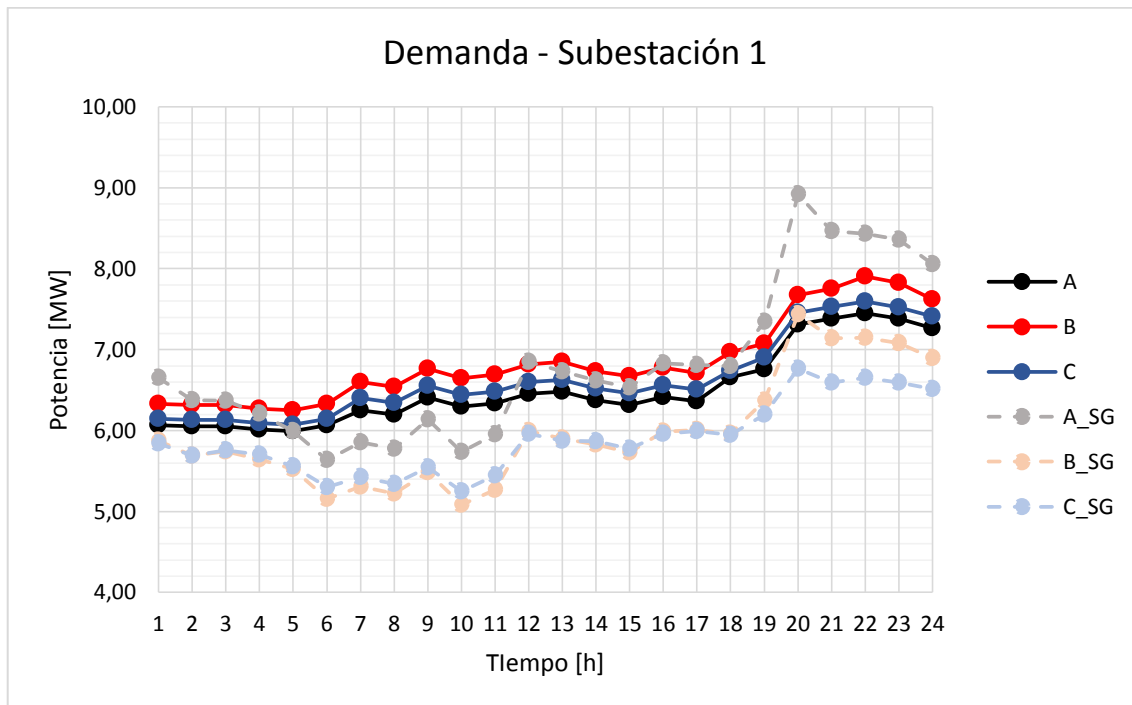
A pesar de que las gráficas anteriores presentan una mejora significativa en cuando a la distribución de la carga a lo largo del día, aún existe desbalance entre las fases de estas, para ello se procedió a realizar un balance de estas, reemplazando los transformadores monofásicos por trifásicos, respetando la operación de las cargas residenciales, quedando la curva de demanda de la red tal como se muestra en la figura 3.12.



**Figura 3.12 Perfil de demanda de la red para el escenario 3.**

Como se muestra en la figura 3.12, la distribución de cargas a lo largo del día permanece similar a lo mostrado en la figura 3.9, sin embargo, existe una notable diferencia en cuando al balance de las carga, en la figura 3.12 las cargas se encuentran repartidas entre las fases equitativamente, quedando así la fase A y B con una carga casi que idéntica, mientras que para la fase C existe una diferencia de apenas 0.2MW en la carga conectada a este ramal. La demanda máxima de la red se sitúa a las 23H00 con un valor de cerca de 43MW, mientras que la demanda mínima está a las 05H00 con un valor de alrededor de 36 MW.

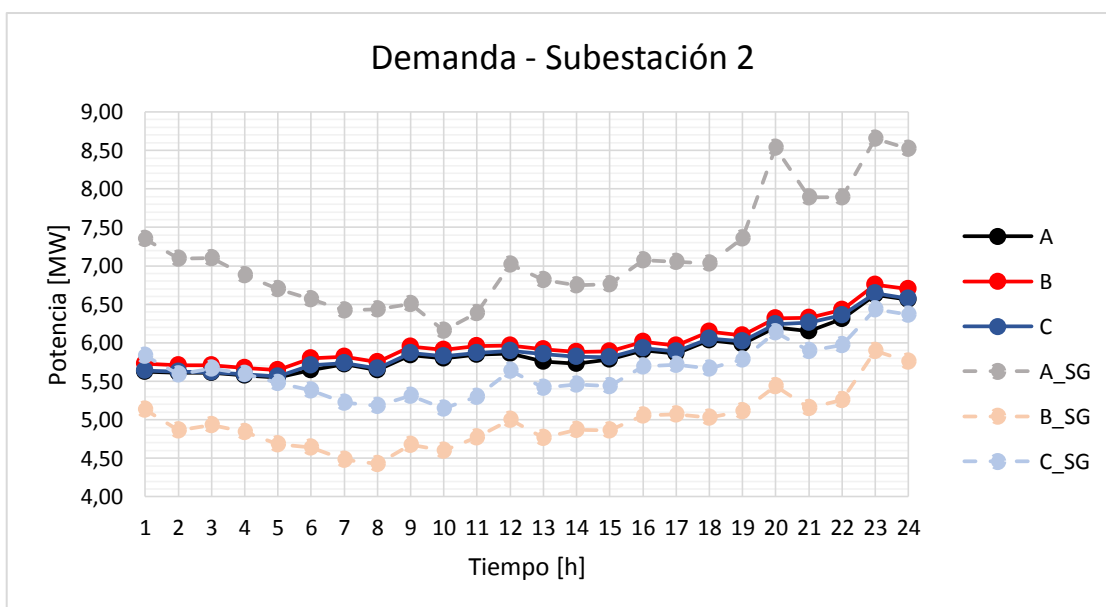
En cuando a los transformadores de potencia, para el primero de estos, se tiene una curva de demanda que se muestra en la figura 3.13.



**Figura 3.13** Curva de potencia que inyecta SUB1 a la red en el escenario 3.

Si se compara la figura 3.13 con la figura 3.6, se aprecia una clara diferencia entre el balance de cargas en cada una de las fases, de igual forma que se eliminan los picos de carga, teniendo un uso y desgaste en el transformador más uniforme en cada una de sus fases.

En cuanto a la operación del transformador número dos, se muestra su curva de demanda en la figura 3.14.



**Figura 3.14** Curva de potencia que inyecta SUB2 a la red en el escenario 3.

Para el transformador dos, la curva de demanda (figura 3.14) muestra un balance de carga entre fases muy uniforme, donde cada una de las fases tiene casi la misma carga, comparado con el escenario anterior (colores degradados en figura 3.14) la diferencia es bastante notoria. En cuanto a la demanda máxima de este transformador, se tiene que es a las 23H00 con una demanda de casi 20MW es decir 83% de su capacidad, mientras que su cargabilidad mínima se da a las 05H00 a un 68% de su capacidad.

### 3.3.2 Pérdidas energéticas y de potencia en la red con vehículos eléctricos

Es necesario considerar en este nuevo escenario el nivel de pérdidas del sistema, para ello en la tabla 3.7, se muestra una comparativa de las pérdidas respecto al escenario dos, considerando únicamente el desplazamiento de cargas, y en otro punto añadiendo el balance de cargas.

**Tabla 3.7 Pérdidas energéticas en la red en el escenario 3.**

		Consumidos	Pérdidas	Reducción
Red sin Gerenciamiento de demanda	kWh	877479.09	81173.19	-
Red solo con Desplazamiento de Cargas	kWh	879140.65	81139.64	0.04%
Red con Balance de Cargas	kWh	910956.68	79872.1441	1.60%

Como se observa en la tabla 3.7, al aplicar gerenciamiento de la demanda se reduce el nivel de pérdidas, un primer caso muestra como las pérdidas se reducen un 0.04% únicamente al reducir las cargas de la hora pico hacia las horas valle. Al realizar un proceso adicional, como es el balance de cargas, en donde se observa que las pérdidas se reducen en un 1.6%, es decir se reducen aproximadamente 1.3kW por cada hora.

En cuanto a los elementos de la red de distribución, se presentan los niveles de pérdidas para los transformadores y las distintas secciones de los alimentadores en las tablas 3.8 y 3.9.

**Tabla 3.8 Pérdidas de potencia en transformadores de la red en el escenario 3.**

Pérdidas de potencia								
Transformadores	SUB1	TR1	TR4	TR7	TR10	TR13	Totales	% de reducción
	SUB2	TR2	TR5	TR8	TR11	TR14		
		TR3	TR6	TR9	TR12	TR15		
Red con Vehículos Eléctricos	0.48%	9.75%	11.46%	11.38%	11.25%	4.92%	3325.5 kW	-
	0.45%	11.91%	8.57%	10.48%	10.49%	9.40%		
		11.28%	11.41%	10.14%	8.77%	4.03%		
Red con Desplazamiento de Cargas	0.46%	9.16%	10.74%	10.68%	10.64%	4.11%	3024.8 kW	9.04%
	0.44%	11.23%	8.03%	9.87%	9.88%	9.03%		
		10.61%	10.79%	9.54%	8.52%	3.94%		
Red con Balance de Cargas	0.46%	9.17%	10.83%	10.82%	8.34%	4.12%	3213.8 kW	3.36%
	0.41%	11.22%	8.09%	9.99%	10.02%	9.13%		
		10.70%	10.73%	9.67%	8.53%	3.74%		

**Tabla 3.9 Pérdidas de potencia en líneas de la red en el escenario 3.**

Pérdidas de potencia						
Líneas	Línea1_2	Línea4_5	Línea8_9	Línea3_8	Totales	% de reducción
	Línea2_3	Línea5_6	Línea9_10	Línea12_13		
	Línea3_4	Línea7_8	Línea10_11	Línea13_14		
Red con Vehículos Eléctricos	1.76%	0.17%	0.19%	1.44%	1396.6 kW	-
	2.92%	0.42%	0.29%	2.63%		
	0.31%	0.46%	0.08%	2.10%		
Red con Desplazamiento de Cargas	1.67%	0.16%	0.18%	1.36%	1283.9 kW	8.07%
	2.77%	0.39%	0.27%	2.51%		
	0.29%	0.43%	0.08%	2.01%		
Red con Balance de Cargas	1.64%	0.09%	0.05%	0.33%	1057.2 kW	24.30%
	2.28%	0.10%	0.07%	2.15%		
	0.13%	0.10%	0.02%	0.53%		

Para el caso de pérdidas en los transformadores, mostradas en la tabla 3.8, se observa que las pérdidas se reducen más cuando se aplica únicamente el desplazamiento de cargas a cuando se realiza el balance de estas, esto se debe a que al realizar el balance se cambia los transformadores existentes (monofásicos) por unos trifásicos, que tienen un nivel de pérdidas mayor, sin embargo en la tabla 3.9, se aprecia que al realizar este cambio las pérdidas en los alimentadores disminuyen significativamente hasta un 24.3% de las pérdidas que existían en el escenario 2, produciendo esto un gran ahorro tanto en energía como económico.

### 3.3.3 Perfiles de tensión en la red con vehículos eléctricos y aplicando gerenciamiento de la demanda.

Al aplicar el gerenciamiento de la demanda, a más de la carga en la red, también se ve afectado otros parámetros de esta, como el voltaje de esta, en este caso se muestra el perfil de voltaje en la figura 3.15.

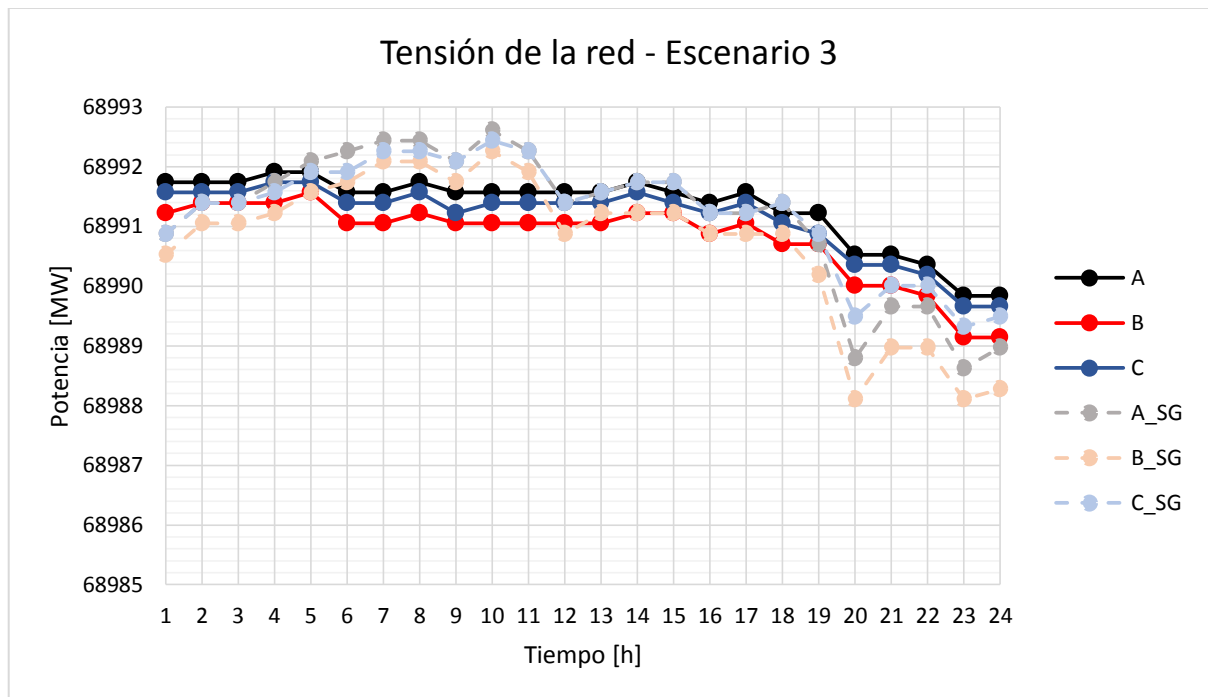


Figura 3.15 Perfil de tensión de la red para el escenario 3.

El perfil de voltaje para este escenario 3 es más estable, para la nueva hora pico del sistema se observa que el voltaje cae hasta un nivel de 68.99kV, es decir 10V por debajo de su valor nominal y 2V por encima de su caída sin el gerenciamiento de la demanda, en cuando a las horas valle que existían anteriormente, se observa que el voltaje cayó de aproximadamente 69.993kV hasta un voltaje cercano a 68.991kV es decir 2V, esto debido al aumento de carga a esta hora del día.

### 3.4 Análisis económico de la propuesta

Con el fin de conocer la viabilidad del presente proyecto, se desarrolla a continuación un breve análisis económico, pues se cómo se observó, en cuanto a la demanda eléctrica existente en la red planteada, existe un ahorro en cuando al porcentaje la energía que se va en pérdidas del sistema, a través del gerenciamiento

de demanda, resaltando la viabilidad de la realización de este trabajo y su validez como propuesta de análisis para aplicar las estrategias aquí implementadas, en otros proyectos semejantes.

A través del Pliego Tarifario emitido por CNEL para el año 2020 [22], se ha considerado el costo de los incentivos tarifarios que se proponen a los consumidores por recargar vehículos eléctricos en residencias y en electrolinerías, los cuales se muestran a continuación en la tabla 3.10.

**Tabla 3.10 Incentivos tarifarios emitidos por CNEL EP.**

Tarifa general de Bajo y Medio Voltaje con registrador de demanda horaria para Vehículos Eléctricos		
Tipo de demanda	Horario	\$/kWh
Demanda punta	18:00 - 22:00	0.086
Demanda media	08:00 - 18:00	0.069
Demanda base	22:00 - 08:00	0.043

En base a los valores que se muestran en la tabla 3.10 se ha calculado el costo que representan las pérdidas energéticas de la red en análisis y lo que representa en \$/kWh para el segundo y tercer escenario, es decir, considerando la red con el ingreso de vehículos eléctricos sin haber realizado un correctivo alguno, y con su respectivo gerenciamiento de demanda, dichos valores calculados se muestran en la tabla 3.11.

**Tabla 3.11 Costo representativo que generan las pérdidas de kWh en el día.**

Día	Red con Vehículos Eléctricos sin correcciones		Red con Vehículos Eléctricos con Gerenciamiento de Demanda		% Reducción de pérdidas energéticas diarias	Ahorro diario (\$/kWh)	Ahorro mensual (\$/kWh)
	Pérdidas de kWh	\$/kWh	Pérdidas de kWh	\$/kWh			
TOTALES	81173.19	5051.33	79872.14	4941.47	1.6%	\$109.86	\$3295.77

En la tabla 3.11 se puede observar que el ahorro energético en pérdidas durante el día aplicando un gerenciamiento de demanda en la red de distribución, genera una reducción del 1.6% con respecto al escenario sin correcciones en la demanda, lo que representa una diferencia en el costo diario de \$109.86, que prácticamente incurre en un ahorro mensual de \$3295.80 para la empresa eléctrica encargada de la distribución



de energía, logrando de esta manera una operación más confiable que permita reducir los costos que resultan de las pérdidas energéticas diarias, y dando a relucir la viabilidad del proyecto. Además, cabe señalar que el costo de inversión para la implementación de este proyecto depende únicamente del servicio prestado, es decir no se incurre en costos de nuevas redes de distribución o transformadores de potencias, los mismos que representarían una inversión muy fuerte para la empresa distribuidora.

### 3.5 Análisis de estudio de calidad de la energía

Como parte complementaria al proyecto realizado, se considera de manera adicional el análisis de un estudio de calidad de la energía eléctrica para un punto de carga de vehículos eléctricos (ver Apéndice C), los datos promedios obtenidos en dicho estudio se muestran en la tabla 3.12.

**Tabla 3.12 Datos de estudio de calidad de la energía.**

		Sin VE	Con VE
VL1-N		115,25	111,72
VL2-N		114,95	111,35
VL-L		230,22	223,08
IL1		0	27,27
IL2		0	28,02
Flicker	Línea 1	0,3127	0,3759
	Línea 2	0,3314	0,398
Factor de Potencia	Línea 1	1	0,9898
	Línea 2	1	0,9895
	Total	1	0,9896
Contenido armónico VL1 %	Armónica 1er orden	96,033	93,088
	Armónica 3er orden	0,929	1,176
	Armónica 5to orden	0,736	0,588
	Armónica 7mo orden	1	0,452
	THD VL1	1,775	1,881
Contenido armónico VL2 %	Armónica 1er orden	95,784	92,781
	Armónica 3er orden	1,025	1,244
	Armónica 5to orden	0,686	0,495
	Armónica 7mo orden	1,114	0,506
	THD VL2	1,865	1,873
Contenido armónico IL1 [A]	Armónica 1er orden	0	26,939
	Armónica 3er orden	0	2,803
	Armónica 5to orden	0	1,155
	Armónica 7mo orden	0	0,634
	THD IL1	0	26,939

<b>Contenido armónico IL2 [A]</b>	<b>Armónica 1er orden</b>	0	27,672
	<b>Armónica 3er orden</b>	0	2,868
	<b>Armónica 5to orden</b>	0	1,194
	<b>Armónica 7mo orden</b>	0	0,647
	<b>THD IL2</b>	0	27,672

En primera instancia (previa a la carga) se tiene corriente cero, pues no existía carga alguna conectada, tal como se puede apreciar en la tabla 3.12, en cuanto al voltaje se observa que hubo una caída de este al momento de conectar el vehículo eléctrico, el *flicker* o parpadeo aumento su valor, sin embargo se encuentra en los rangos establecidos en el capítulo 1, en cuanto al contenido de armónicos para el voltaje, se puede apreciar que tiene un impacto en el mismo al conectar este tipo de vehículos, el contenido total de armónicos THD, aumento para cada una de las fases, sin embargo, los datos mostrados no son suficientes para considerar un gran impacto al conectar este tipo de carga, al menos hablando del nivel de contenido de armónicos, pues al estar conectados a la red, los armónicos pueden encontrarse con una señal del mismo tipo y frecuencia pero completamente opuesta a la misma, lo que produciría que los armónicos que se inyectan a la red, son eliminados, esto se puede decir debido a que tal como se muestra en la tabla 3.12, existe contenido de armónicos en la red, aun cuando el vehículo eléctrico no se encuentra conectado a la misma; en cuanto al nivel encontrado, se observa que están dentro de los estándares establecidos y detallados en el capítulo 1.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

Con la finalidad de beneficiar a las empresas distribuidoras y al consumidor, al tener una red que pueda suplir una mayor carga, y sobre todo no pierda su capacidad de operación debido al ingreso de vehículos eléctricos al sistema, en este trabajo se realizó un estudio de las medidas a tomar para poder garantizar el servicio eléctrico continuo y de calidad a los usuarios, luego de los procesos metodológicos, resultados y análisis, se concluye que:

1. Se analizó las distintas técnicas para el gerenciamento de la demanda, estableciéndose como más relevantes el desplazamiento de carga de horas pico a horas valle, y el balance de la red igualando las cargas en cada una de las fases del sistema.
2. A través del software OpenDSS, se construyó el modelo de la red de distribución, añadiendo a esta, puntos de carga de vehículos eléctricos, considerando perfiles de demanda diarios para cada una de las cargas ingresadas, de esta forma se aproxima a un modelo real de red pudiéndose apreciar los cambios de manera real.
3. Se comprobó la eficiencia de la red evaluando los niveles de pérdidas, así como los perfiles de voltaje y demanda, pudiendo expresar que a mayor carga la red se vuelve menos eficiente ya que sus niveles de pérdidas aumentan y el perfil de voltaje cae, sin embargo, con la aplicación de los criterios de gerenciamento de la demanda establecidos, estos niveles de pérdidas mejoran, en otras palabras el nivel de eficiencia de la red puede ser manejado hasta cierto punto únicamente con criterios basados en la demanda.
4. Se estableció que las horas más eficientes para el consumo de energía es en el horario nocturno, pues en este periodo la demanda residencial, la cual tiene mayor incidencia en la red, es mínima, de esta forma consumiendo las cargas de vehículos eléctricos e industrial en este periodo, producirá un beneficio en la red ya que se evitará saturación de esta en horas del día.
5. La implementación de la propuesta desarrollada sobre el gerenciamento de la demanda, es económicamente viable, pues no representa inversión en equipos,

únicamente en el servicio de asesoramiento para el desarrollo del sistema de gerenciamiento, alcanzando el rendimiento económico considerable debido al ahorro en los niveles de pérdidas del sistema, esto se traduce en una estrategia de ganar-ganar, tanto para la empresa distribuidora como para los consumidores, beneficiándose estos últimos de tarifas preferenciales por adaptarse a un nuevo modelo de consumo de energía.

6. A partir del estudio de la calidad de la energía, se puede decir que los vehículos eléctricos impactan en la red, pero dicho impacto no produce afectaciones notables cuando de calidad de la energía se trata, sin embargo, al tener un número considerable de este tipo de cargas conectadas, el impacto puede ser mayor, sobre todo cuando se habla del fenómeno del *flicker* o parpadeo.

## 4.2 Recomendaciones

1. Realizar un estudio sobre el gerenciamiento de la demanda considerando alimentadores o redes de distribución en el sistema ecuatoriano, ya que el presente estudio se basó en una red tomada como referencia de un estudio sobre el modelado de esta en el software empleado. [13]
2. En el proceso de gerenciamiento planteado se pueden presentar varias mejoras para incrementar el nivel de eficiencia de la red, y con ello reducir pérdidas, optimizar el perfil de voltaje y obtener una curva de demanda más estable, dichas mejoras pueden efectuarse en el aspecto técnico como tecnológico llegando a superar considerablemente su rendimiento.
3. Como punto clave para el desarrollo de esta investigación, es conocer los perfiles de demanda de las distintas cargas conectadas a la red, así como la ubicación de estas dentro del sistema, de esta forma se pueden plantear mejoras respecto a su demanda o a la ubicación de estas, pudiendo reubicar cargas en puntos más estratégicos y que presenten mejoras en la red.
4. El gerenciamiento de la demanda puede ser ampliado a un nivel de estudios mayor cuando se involucra con vehículos eléctricos, pudiendo usar estos como un banco de baterías conectados a la red a través de un sistema de inversión de energía para suplir la demanda en las horas pico, de esta forma se verían beneficiados la red y los transformadores de potencia, pues deberían entregar una cantidad menor de energía en estas horas.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. W. Gellings, "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities," *Proc. IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985, doi: 10.1109/PROC.1985.13318.
- [2] IIEC, "Demand Side Management Best Practices Guidebook for Pacific Island Power Utilities," *Strategies*, no. July, 2006.
- [3] Y. Benajiba, "Estudio de la gestión de demanda en redes de distribución: desplazamiento de cargas," Universidad Politécnica de Madrid, 2009.
- [4] V. J. Martínez Aranza, "Algoritmo de gestión dinámica de la demanda para grandes clientes conectados a la red de distribución," *Esc. Ing. Pontif. Univ. Católica Chile*, p. 199, 2014, [Online]. Available: file:///C:/Users/SATELLITE/Google Drive/Referencias Doctorado/Martinez Aranza - 2014 - Algoritmo de gestión dinámica de la demanda para grandes clientes conectados a la red de distribución.pdf.
- [5] N. A. E. R. Corporation, "Data Collection for Demand-Side Management: for Quantifying its Influence on Reliability," *Results and Recommendations*, 2007. <https://naesb.org/pdf3/dsmee053008w6.pdf> (accessed Jun. 23, 2020).
- [6] R. L. F. Arias, "Programa digital para el pronóstico de carga eléctrica especial," pp. 1–96, 2000, [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5128/4/T1572.pdf>.
- [7] E. Valsera-Naranjo, A. Sumper, P. Lloret-Gallego, R. Villafáfila-Robles, and A. Sudria-Andreu, "Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network," *2009 10th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util. EPQU'09*, pp. 2–4, 2009, doi: 10.1109/EPQU.2009.5318813.
- [8] A. K. Karmaker, S. Roy, and M. R. Ahmed, "Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues," *2nd Int. Conf. Electr. Comput. Commun. Eng. ECCE 2019*, pp. 7–9, 2019, doi: 10.1109/ECACE.2019.8679164.
- [9] Arconel, "Resolución Nro. ARCONEL-053/18," no. 004, p. 38, 2018.

- [10] ARCONEL, "PROYECTO DE REGULACIÓN SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - INFORME DE SUSTENTO FINAL Dirección Nacional de Regulación Técnica Diciembre 2018," pp. 20–30, 2018, [Online]. Available: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec).
- [11] CONELEC, "Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf." Quito, p. 25, 2001.
- [12] T. Hoevenaars, K. LeDoux, and M. Colosino, "Interpreting IEEE STD 519 and meeting its harmonic limits in VFD applications," *Rec. Conf. Pap. - Annu. Pet. Chem. Ind. Conf.*, pp. 145–150, 2003, doi: 10.1109/pcicon.2003.1242609.
- [13] D. Hidalgo, B. Tutor, and A. M. Marcolini, "Modelado de Redes de Distribución Usando OpenDSS," Universidad de Sevilla, 2015.
- [14] ElectroCables C.A., "CATÁLOGO DE PRODUCTOS 2018," p. 182, 2018.
- [15] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, "Código eléctrico colombiano NTC2050," *Código Eléctrico Colomb.*, p. 847, 1998.
- [16] MEER, "Manual de las Unidades de Construcción," 2011. <https://es.calameo.com/read/000839967e0e2786e2159> (accessed Jul. 17, 2020).
- [17] E. Eléctrica, "NATSIM," 2012. <https://es.slideshare.net/albertama/natsim-2012-13326343> (accessed Sep. 05, 2020).
- [18] BESEN GROUP, "Norma IEC 62196 (enchufe de carga TYPE2 EV)," 2017. <http://es.besen-group.com/info/iec-62196-standard-27427596.html> (accessed Jul. 09, 2020).
- [19] C. Rivera, "Informe Medición de Calidad de Energía a auto electrico BYD," Guayaquil, 2019.
- [20] FLUKE, "Fluke 1744 Power Quality Logger." [https://www.myflukestore.com/p3693/fluke\\_1744\\_three\\_phase\\_power\\_quality\\_logger\\_memobox.php](https://www.myflukestore.com/p3693/fluke_1744_three_phase_power_quality_logger_memobox.php) (accessed Sep. 05, 2020).
- [21] T. Chalá and V. García, "Capítulo 1 PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA," *Análisis en los primarios Distrib. las Sube. no.*

02, no. 10, no. 12, no. 32 y no. 53 Perten. a la Empres. Eléctrica Quito S.A. para reducir pérdidas, pp. 1–11, 2012, [Online]. Available: [http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1898/2/01 Perdidas en distribucion.pdf](http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1898/2/01%20Perdidas%20en%20distribucion.pdf).

- [22] ARCONEL 035/19, “Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica,” *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19*, vol. 19, p. 35, 2019.
- [23] B. Villamarin, “Programa computacional didáctico para el cálculo de parámetros en redes de distribución aéreas y subterráneas,” ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2000.

# APÉNDICES



## APÉNDICE A

El radio medio geométrico de diversos conductores (cableado concéntrico, hueco, etc) puede ser representado en función de la longitud de su radio exterior ( $r$ ), como se lo muestra a continuación. [23]

Alambre cilíndrico.....  $0.779*r$

Para cable de un solo material se tiene:

7 hilos.....  $0.726*r$

19 hilos.....  $0.758*r$

37 hilos.....  $0.768*r$

61 hilos.....  $0.772*r$

91 hilos.....  $0.774*r$

127 hilos.....  $0.776*r$

Para un conductor de aluminio con alma de acero (ACSR):

30 hilos (2 capas) .....  $0.826*r$

26 hilos (2 capas) .....  $0.809*r$

54 hilos (3 capas) .....  $0.810*r$

1 capas .....  $0.726*r$

## APÉNDICE B

```
// -----//
// Autores: Stalin Armijos - Bryan Díaz
// e-mail: stayarmi@espol.edu.ec - bryandia@espol.edu.ec
// -----//
Clear
// ----- //
// -----RED DE DISTRIBUCIÓN----- //
// ----- //
New circuit.red_distribución bus1=0 basekv=69 pu=1.00 Mvasc=2000 frequency=60
basefreq=60
// -----//
// Subestaciones de Distribución
// -----//
New transformer.SUB1 phases=3 windings=2 xhl=7 sub=yes subname=SUB1_MV
~ wdg=1 bus=0 conn=delta kv=69 kva=48000
~ wdg=2 bus=1 conn=wye kv=13.8 kva=48000
New transformer.SUB2 phases=3 windings=2 xhl=7 sub=yes subname=SUB2_MV
~ wdg=1 bus=0 conn=delta kv=69 kva=48000
~ wdg=2 bus=22 conn=wye kv=13.8 kva=48000
// -----//
// Transformadores en Subred 1
// -----//
New transformer.TR2 phases=1 windings=3 xhl=5 2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=1.1 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=2.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=2.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR5 phases=1 windings=3 xhl=5 2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=4.2 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=5.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=5.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR7 phases=1 windings=3 xhl=5 2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=6.2 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=7.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=7.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR9 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=8.2 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=9.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=9.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR11 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
```

```

~ wdg=1 bus=10.2 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=11.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=11.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR13 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=12.3 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=13.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=13.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR15 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=14.3 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=15.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=15.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
New transformer.TR17 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=16.3 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=17.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=17.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
// -----//
// Transformadores en Subred 2
// -----//
New transformer.TR23 phases=1 windings=3 xhl=5 xht=2.04 xlt=1.36
~ wdg=1 bus=22.1 conn=wye kv=7.967 kva=75
~ wdg=2 bus=23.1.0 conn=wye kv=0.120 kva=75
~ wdg=3 bus=23.0.2 conn=wye kv=0.120 kva=75
// -----//
// Transformador en Electrolinera
// -----//
New transformer.TR26 phases=3 windings=2 xhl=5
~ wdg=1 bus=24 conn=wye kv=13.8 kva=815
~ wdg=2 bus=26 conn=delta kv=0.440 kva=815
// -----//
// Reguladores de tensión
// -----//
//New regcontrol.reg1_d2 transformer=TR1 winding=2 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=2
//New regcontrol.reg1_d3 transformer=TR1 winding=3 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=2
//New regcontrol.reg5_d2 transformer=TR5 winding=2 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=5
//New regcontrol.reg5_d3 transformer=TR5 winding=3 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=5
//New regcontrol.reg7_d2 transformer=TR7 winding=2 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=7
//New regcontrol.reg7_d3 transformer=TR7 winding=3 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=7
//New regcontrol.reg9_d2 transformer=TR9 winding=2 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=9
//New regcontrol.reg9_d3 transformer=TR9 winding=3 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=9
//New regcontrol.reg11_d2 transformer=TR11 winding=2 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=11

```

```

//New regcontrol.reg11_d3 transformer=TR11 winding=3 vreg=240 band=2 ptratio=1 bus=11
// -----//
// Voltajes Base
// -----//
Set voltagebases=[69 13.8 0.380 0.240]
// -----//
// Código de líneas
// -----//
New Linecode.Alimentador1 nphases=4 Units=km
~ Rmatrix=[0.226537 |0.0582056 0.226537 |0.0582054 0.0582056 0.226537 |0.0582745
0.0582746 0.0582745 0.601836] !ohm/km
~ Xmatrix=[0.885421 |0.536172 0.885421 |0.458469 0.491743 0.885421 |0.481344
0.499099 0.476755 0.943953] !ohm/km
~ Cmatrix=[9.38117 |-3.01513 9.85916 |-1.17973 -1.97064 8.81068 |-1.42907 -1.71613 -
1.52259 8.27291] !nF/km
~ Neutral=4 Kron=y
~ normamps=529
New Linecode.Alimentador2 nphases=4 Units=km
~ Rmatrix=[0.226537 |0.0582056 0.226537 |0.0582054 0.0582056 0.226537 |0.0582745
0.0582746 0.0582745 0.400004] !ohm/km
~ Xmatrix=[0.885421 |0.536172 0.885421 |0.458469 0.491743 0.885421 |0.481344
0.499099 0.476755 0.926485] !ohm/km
~ Cmatrix=[9.32305 |-3.08493 9.77534 |-1.24165 -2.045 8.7447 |-1.09259 -1.31206 -
1.16409 6.32501] !nF/km
~ Neutral=4 Kron=y
~ normamps=529
// -----//
// Lineas
// -----//
New line.línea1_3 bus1=1.1.2.3 bus2=3.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=2.82 basefreq=60 units=km
New line.línea3_4 bus1=3.1.2.3 bus2=4.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=4.42 basefreq=60 units=km
New line.línea4_6 bus1=4.1.2.3 bus2=6.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.61 basefreq=60 units=km
New line.línea6_8 bus1=6.1.2.3 bus2=8.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.56 basefreq=60 units=km
New line.línea8_10 bus1=8.1.2.3 bus2=10.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=1.54 basefreq=60 units=km

```

```

!New line.línea10_12 bus1=10.1.2.3 bus2=12.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.24 basefreq=60 units=km
New line.línea12_14 bus1=12.1.2.3 bus2=14.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=1.67 basefreq=60 units=km
New line.línea14_16 bus1=14.1.2.3 bus2=16.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.32 basefreq=60 units=km
New line.línea16_18 bus1=16.1.2.3 bus2=18.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.77 basefreq=60 units=km
New line.línea18_20 bus1=18.1.2.3 bus2=20.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.33 basefreq=60 units=km
!New line.línea20_6 bus1=20.1.2.3 bus2=6.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=0.49 basefreq=60 units=km
New line.línea4_14 bus1=4.1.2.3 bus2=14.1.2.3 linecode=Alimentador1 phases=3
length=1.30 basefreq=60 units=km
New line.línea22_24 bus1=22.1.2.3 bus2=24.1.2.3 linecode=Alimentador2 phases=3
length=4.89 basefreq=60 units=km
New line.línea24_27 bus1=24.1.2.3 bus2=27.1.2.3 linecode=Alimentador2 phases=3
length=2.99 basefreq=60 units=km
// -----//
// LoadShape - Cargas Domésticas, Industriales
// -----//
New loadshape.perfil_cargas_domésticas_gereciado npts=25 interval=1
mult=[file=C_AjusteCargas_Domésticas.txt]
New loadshape.perfil_cargas_industriales_gereciado npts=25 interval=1
mult=[file=C_AjusteCargas_Industriales.txt]
// -----//
// LoadShape - ELECTROLINERA & VE en casas
// -----//
New loadshape.perfil_Vehículos_Electrolinera_Gereciado npts=49 mininterval=30
mult=[file=C_AjusteCargas_AutosElec.txt]
New loadshape.perfil_Buses_Electrolinera_Gereciado npts=49 mininterval=30
mult=[file=C_AjusteCargas_BusesElec.txt]
New loadshape.perfil_Vehículos_Residencial_Gereciado npts=49 mininterval=30
mult=[file=C_AjusteCargas_VehículosResidencial.txt]
// -----//
// Loads - Cargas Domésticas
// -----//
new load.carga_doméstica1 bus1=2.1.2 phases=1 model=1 kv=0.240 kw=68.71
numcust=8 daily=perfil_cargas_domésticas_gereciado kvar=42.582 basefreq=60

```

```
new load.carga_doméstica3 bus1=5.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=30.425
numcust=5 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=27.35 basefreq=60
new load.carga_doméstica4 bus1=7.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=39.88
numcust=7 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=22.635 basefreq=60
new load.carga_doméstica5 bus1=9.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=30.095
numcust=5 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=20.815 basefreq=60
new load.carga_doméstica6 bus1=11.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=25.935
numcust=9 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=25.135 basefreq=60
new load.carga_doméstica8 bus1=15.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=46.34
numcust=9 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=36.92 basefreq=60
new load.carga_doméstica10 bus1=19.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=21.495
numcust=8 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=13.41 basefreq=60
new load.carga_doméstica11 bus1=21.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=35.62
numcust=5 daily=perfil_cargas_domésticas_gerenciado kvar=29.965 basefreq=60
```

```
// -----//
```

```
// Loads - Cargas Industriales
```

```
// -----//
```

```
new load.carga_industrial1 bus1=2.1.2 phases=1 model=1 kv=0.240 kw=49.428
numcust=2 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=30.633 basefreq=60
new load.carga_industrial3 bus1=5.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=23.25
numcust=1 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=14.04 basefreq=60
new load.carga_industrial7 bus1=13.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=56.119
numcust=1 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=37.174 basefreq=60
new load.carga_industrial9 bus1=17.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=46.43
numcust=5 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=25.66 basefreq=60
new load.carga_industrial10 bus1=19.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=37.222
numcust=1 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=21.661 basefreq=60
new load.carga_industrial12 bus1=23.1.2 phases=1 model=1 kv=0.240 kw=49.428
numcust=2 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=30.633 basefreq=60
new load.carga_industrial13 bus1=25.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=31.634
numcust=1 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=19.605 basefreq=60
new load.carga_industrial14 bus1=28.1 phases=1 model=1 kv=0.120 kw=32.22
numcust=3 daily=perfil_cargas_industriales_gerenciado kvar=20.18 basefreq=60
```

```
// -----//
```

```
// Loads - Cargas de Veh. Eléct. en Residencias
```

```
// -----//
```

```
new load.vehículo_eléctricoR1 bus1=barra1A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoR4 bus1=barra4A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
```

```
new load.vehículo_eléctricoR5 bus1=barra5A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoR6 bus1=barra6A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoR11 bus1=barra11A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoR12 bus1=barra12A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoR14 bus1=barra14A.1.2 phases=1 kv=0.240 kw=7.4
daily=perfil_Vehículos_Residencial_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
// -----//
// Loads - Autos Eléct. en Electrolinea
// -----//
new load.vehículo_eléctricoE1 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE2 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE3 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE4 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE5 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE6 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE7 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE8 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE9 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.vehículo_eléctricoE10 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Vehículos_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
// -----//
// Loads - Buses Eléct. en Electrolinea
// -----//
new load.bus_eléctricoE1 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE2 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinea_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
```

```

new load.bus_eléctricoE3 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE4 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE5 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE6 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE7 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE8 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE9 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
new load.bus_eléctricoE10 bus1=barra13B phases=3 kv=0.380 kw=40
daily=perfil_Buses_Electrolinera_Gerenciado pf=0.98 basefreq=60
// -----//
// Energymeters - Pérdidas en la red
// -----//
new energymeter.contador1 action=clear basefreq=60 element=transformer.SUB1 terminal=1
//new energymeter.contador2 action=clear basefreq=60 element=transformer.SUB2 terminal=1
makebuslist
calcvoltagebases
buscoords coordenadas_red_distribución.csv
set mode=daily
// -----//
// Monitores - Tensión en Barras
// -----//
!Media tensión
new monitor.tension_barra1 element=line.línea1_3 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra3 element=line.línea3_4 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra4 element=line.línea4_6 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra6 element=line.línea6_8 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra8 element=line.línea8_10 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra10 element=line.línea8_10 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra12 element=line.línea12_14 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra14 element=line.línea14_16 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra16 element=line.línea16_18 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra18 element=line.línea18_20 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra20 element=line.línea18_20 terminal=2 mode=96

```



```
new monitor.tension_barra22 element=line.línea22_24 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra24 element=line.línea24_27 terminal=1 mode=96
new monitor.tension_barra27 element=line.línea24_27 terminal=2 mode=96
!Baja tensión
new monitor.tension_barra2 element=transformer.TR2 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra5 element=transformer.TR5 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra7 element=transformer.TR7 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra9 element=transformer.TR9 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra11 element=transformer.TR11 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra13 element=transformer.TR13 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra15 element=transformer.TR15 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra17 element=transformer.TR17 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra19 element=transformer.TR19 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra21 element=transformer.TR21 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra23 element=transformer.TR23 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra25 element=transformer.TR25 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra26 element=transformer.TR26 terminal=2 mode=96
new monitor.tension_barra28 element=transformer.TR28 terminal=2 mode=96
// -----//
// Monitores - Potencia,Tensión en la Red
// -----//
new monitor.Potencia_Red element=vsource.source terminal=1 mode=1 ppolar=no
new monitor.Tensión_Red element=vsource.source terminal=1 mode=0 vipolar=yes
// -----//
// Monitores - Potencia en Subestaciones
// -----//
new monitor.potencia_SUB1 element=transformer.SUB1 terminal=2 mode=1 ppolar=no
new monitor.potencia_SUB2 element=transformer.SUB2 terminal=2 mode=1 ppolar=no

solve

////////// FIN //////////
```

		V	V	V	A	A	A	Pst	Pst				%	%	%	W	A	A
Date	Time	V average L1	V average L2	delta rms L1L2	I average L1	I average L2	I average N	Flicker Pst L1	Flicker Pst L2	PF L1	PF L2	PF total	HD V average	HD V average	Unbalance2 V	total average	I h1 L1	I h1 L2
14/3/2019	15:00:00	114,28	114,22	228,52	0	0	0	0,292	0,293	1	1	1	1,16	1,16	0,05	0	0	0
14/3/2019	15:10:00	114,35	114,29	228,67	0	0	0	0,15	0,15	1	1	1	1,16	1,14	0,05	0	0	0
14/3/2019	15:20:00	114,64	114,58	229,24	0	0	0	0,15	0,15	1	1	1	1,2	1,14	0,05	0	0	0
14/3/2019	15:30:00	114,63	114,59	229,23	0	0	0	1,049	1,022	1	1	1	1,2	1,2	0,03	0	0	0
14/3/2019	15:40:00	114,52	114,48	229,02	0	0	0	1,312	1,235	1	1	1	1,2	1,22	0,04	0	0	0
14/3/2019	15:50:00	114,84	114,82	229,67	0	0	0	0,195	0,197	1	1	1	1,22	1,18	0,01	0	0	0
14/3/2019	16:00:00	114,84	114,82	229,66	0	0	0	0,313	0,311	1	1	1	1,19	1,18	0,02	0	0	0
14/3/2019	16:10:00	115,05	114,98	230,05	0	0	0	0,157	0,156	1	1	1	1,21	1,21	0,06	0	0	0
14/3/2019	16:20:00	114,84	114,75	229,61	0	0	0	0,165	0,165	1	1	1	1,21	1,21	0,09	0	0	0
14/3/2019	16:30:00	114,66	114,6	229,28	0	0	0	0,302	0,304	1	1	1	1,24	1,21	0,05	0	0	0
14/3/2019	16:40:00	114,91	114,85	229,78	0	0	0	0,312	0,314	1	1	1	1,24	1,18	0,05	0	0	0
14/3/2019	16:50:00	115,08	115,02	230,13	0	0	0	0,188	0,188	1	1	1	1,22	1,22	0,06	0	0	0
14/3/2019	17:00:00	115,29	115,26	230,57	0	0	0	0,15	0,15	1	1	1	1,21	1,22	0,02	0	0	0
14/3/2019	17:10:00	115,74	115,71	231,46	0	0	0	0,232	0,235	1	1	1	1,25	1,22	0,03	0	0	0
14/3/2019	17:20:00	115,8	115,74	231,55	0,01	0,01	0	0,188	0,188	1	1	1	1,22	1,22	0,05	0	0	0
14/3/2019	17:30:00	112,75	112,51	225,27	27,56	28,35	0	0,341	0,346	-0,991	-0,992	-0,992	1,4	1,43	0,21	5954,19	27,28	28,07
14/3/2019	17:40:00	112,63	112,56	225,2	28,84	29,67	0	0,161	0,162	-0,99	-0,99	-0,99	1,49	1,49	0,06	6523,636	28,53	29,34
14/3/2019	17:50:00	112,65	112,74	225,42	28,85	29,68	0	0,165	0,165	-0,989	-0,989	-0,989	1,52	1,5	0,08	6521,676	28,5	29,31
14/3/2019	18:00:00	112,79	112,82	225,62	28,86	29,68	0	0,151	0,151	-0,988	-0,988	-0,988	1,52	1,49	0,02	6523,636	28,49	29,31
14/3/2019	18:10:00	113,01	113,03	226,05	28,86	29,68	0	0	0,15	-0,988	-0,988	-0,988	1,53	1,51	0,01	6538,338	28,48	29,3
14/3/2019	18:20:00	112,94	112,94	225,89	28,87	29,68	0	0,15	0,151	-0,989	-0,989	-0,989	1,56	1,52	0,01	6543,239	28,49	29,31
14/3/2019	18:30:00	112,6	112,57	225,18	28,87	29,69	0	0,816	0,908	-0,991	-0,991	-0,991	1,61	1,59	0,02	6533,438	28,54	29,37
14/3/2019	18:40:00	112,6	112,59	225,2	28,87	29,68	0	1,416	1,57	-0,992	-0,992	-0,992	1,61	1,59	0,01	6541,278	28,58	29,4
14/3/2019	18:50:00	110,13	110,08	220,21	28,9	29,73	0	0,168	0,155	-0,992	-0,992	-0,992	2	2,06	0,04	6404,063	28,58	29,4
14/3/2019	19:00:00	110,39	110,54	220,94	28,92	29,75	0	0,172	0,166	-0,991	-0,991	-0,991	2,09	2,2	0,14	6422,685	28,56	29,39
14/3/2019	19:10:00	110,97	110,8	221,79	28,93	29,76	0	0,164	0,164	-0,99	-0,99	-0,99	2,09	2,26	0,16	6442,287	28,56	29,38
14/3/2019	19:20:00	111,14	110,96	222,1	28,93	29,76	0	0,15	0,151	-0,989	-0,988	-0,989	2,09	2,24	0,16	6442,287	28,52	29,34
14/3/2019	19:30:00	111,09	110,91	222,01	28,93	29,76	0	0,55	0,607	-0,987	-0,987	-0,987	2,06	2,2	0,16	6429,545	28,47	29,29
14/3/2019	19:40:00	110,65	110,43	221,08	28,9	29,74	0	1,57	1,606	-0,987	-0,987	-0,987	2,06	2,18	0,2	6396,222	28,46	29,29
14/3/2019	19:50:00	111,35	110,96	222,33	28,92	29,76	0	0	0,15	-0,987	-0,987	-0,987	2,15	2,26	0,35	6436,406	28,46	29,29
14/3/2019	20:00:00	111,48	111,11	222,6	28,92	29,76	0	0,15	0,151	-0,989	-0,988	-0,989	2,12	2,22	0,34	6455,028	28,52	29,35
14/3/2019	20:10:00	111,62	111,33	222,95	28,92	29,75	0	0	0,15	-0,99	-0,99	-0,99	2,13	2,22	0,26	6473,651	28,51	29,35
14/3/2019	20:20:00	111,62	111,45	223,09	28,91	29,75	0	0	0	-0,991	-0,991	-0,991	2,09	2,24	0,15	6482,472	28,56	29,4
14/3/2019	20:30:00	111,68	111,57	223,27	28,9	29,74	0	0,15	0,15	-0,991	-0,991	-0,991	2,09	2,24	0,1	6488,352	28,54	29,38

## APÉNDICE C

A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	Wh	Wh	Wh	V	V
I h1 N	I h3 L1	I h3 L2	I h3 N	I h5 L1	I h5 L2	I h5 N	I h7 L1	I h7 L2	I h7 N	I h9 L1	I h9 L2	I h9 N	I h13 L1	I h13 L2	I h13 N	Energy L1	Energy L2	Energy total	V min L1	V min L2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,75	112,7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,64	113,54
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,64	113,59
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,56	109,04
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,8	112,8
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,8	113,75
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,9	113,9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,85	113,8
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,95	113,85
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,69	113,59
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,95	113,9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,16	114,11
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,53	114,22
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9	114,9
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,84	114,84
0	2,45	2,52	0	1,23	1,26	0	0,5	0,51	0	0,18	0,17	0	0,14	0,14	0	489,73	502,635	992,365	111,5	111,18
0	2,57	2,64	0	1,3	1,35	0	0,54	0,54	0	0,19	0,2	0	0,14	0,13	0	536,122	551,151	1087,273	111,81	111,5
0	2,63	2,7	0	1,31	1,35	0	0,5	0,52	0	0,19	0,2	0	0,14	0,15	0	535,632	551,314	1086,946	111,81	111,86
0	2,68	2,73	0	1,31	1,35	0	0,5	0,52	0	0,19	0,2	0	0,14	0,15	0	535,959	551,314	1087,273	111,86	111,86
0	2,68	2,76	0	1,31	1,35	0	0,5	0,52	0	0,19	0,2	0	0,14	0,13	0	537,102	552,621	1089,723	112,33	112,23
0	2,72	2,79	0	1,34	1,38	0	0,52	0,54	0	0,19	0,2	0	0,14	0,13	0	537,592	552,947	1090,54	112,07	111,97
0	2,74	2,82	0	1,34	1,38	0	0,54	0,55	0	0,2	0,21	0	0,13	0,13	0	536,939	551,967	1088,906	107,79	107,58
0	2,72	2,79	0	1,34	1,38	0	0,55	0,56	0	0,21	0,22	0	0,14	0,13	0	537,429	552,784	1090,213	110,97	110,66
0	3,18	3,27	0	1,22	1,26	0	0,68	0,7	0	0,56	0,58	0	0,14	0,13	0	526,321	541,023	1067,344	108,83	108,83
0	3,18	3,27	0	1,13	1,16	0	0,74	0,74	0	0,64	0,66	0	0,13	0,13	0	527,301	543,146	1070,447	109,04	109,09
0	3,47	3,57	0	1,12	1,16	0	0,74	0,74	0	0,64	0,66	0	0,13	0,13	0	529,751	543,963	1073,714	110,24	110,03
0	3,47	3,57	0	1,12	1,15	0	0,74	0,76	0	0,64	0,66	0	0,13	0,13	0	529,751	543,963	1073,714	110,3	110,09
0	3,47	3,57	0	1,12	1,15	0	0,75	0,78	0	0,64	0,66	0	0,11	0,12	0	528,608	542,983	1071,591	106,64	106,38
0	3,18	3,27	0	1,12	1,16	0	0,74	0,76	0	0,62	0,64	0	0,13	0,12	0	525,994	540,043	1066,037	106,85	106,64
0	3,47	3,57	0	1,17	1,22	0	0,75	0,76	0	0,64	0,66	0	0,11	0,12	0	529,751	542,983	1072,734	110,66	110,19
0	3,47	3,57	0	1,17	1,22	0	0,75	0,76	0	0,64	0,66	0	0,13	0,12	0	531,222	544,616	1075,838	110,66	110,24
0	3,47	3,57	0	1,17	1,22	0	0,74	0,76	0	0,64	0,66	0	0,13	0,13	0	532,528	546,413	1078,942	110,82	110,4
0	3,47	3,57	0	1,13	1,16	0	0,72	0,74	0	0,65	0,67	0	0,13	0,13	0	532,855	547,557	1080,412	110,92	110,66
0	3,47	3,57	0	1,08	1,13	0	0,74	0,74	0	0,65	0,67	0	0,13	0,13	0	533,182	548,21	1081,392	110,92	110,71

V	V	A	A	A	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]	% [Vn]
V max L1	V max L2	I h11 L1	I h11 L2	I h11 N	V h1 L1	V h1 L2	V h3 L1	V h3 L2	V h5 L1	V h5 L2	V h7 L1	V h7 L2	V h9 L1	V h9 L2	V h11 L1	V h11 L2	V h13 L1	V h13 L2
115,16	115,16	0	0	0	95,22	95,18	0,76	0,76	0,38	0,33	0,57	0,57	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,05	115	0	0	0	95,28	95,23	0,76	0,71	0,38	0,38	0,57	0,57	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,42	115,37	0	0	0	95,52	95,47	0,76	0,72	0,43	0,38	0,62	0,57	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,47	115,42	0	0	0	95,51	95,48	0,76	0,76	0,43	0,38	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,57	115,57	0	0	0	95,43	95,39	0,76	0,76	0,43	0,43	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,68	115,63	0	0	0	95,69	95,68	0,76	0,72	0,48	0,43	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,73	115,73	0	0	0	95,69	95,67	0,72	0,72	0,48	0,43	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,84	115,68	0	0	0	95,86	95,8	0,72	0,72	0,53	0,48	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,89	115,78	0	0	0	95,69	95,61	0,72	0,72	0,53	0,48	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,52	115,47	0	0	0	95,54	95,49	0,76	0,72	0,53	0,48	0,62	0,62	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,84	115,73	0	0	0	95,75	95,7	0,76	0,72	0,53	0,48	0,62	0,58	0,38	0,43	0,14	0,14	0,05	0,05
115,94	115,84	0	0	0	95,89	95,84	0,77	0,76	0,53	0,48	0,58	0,58	0,38	0,43	0,14	0,19	0,05	0,05
116,05	116,05	0	0	0	96,06	96,04	0,77	0,77	0,53	0,48	0,58	0,58	0,38	0,43	0,14	0,19	0,05	0,05
116,62	116,57	0	0	0	96,44	96,41	0,77	0,77	0,58	0,53	0,58	0,53	0,39	0,43	0,19	0,19	0,05	0,05
116,83	116,72	0	0	0	96,48	96,44	0,77	0,77	0,58	0,58	0,53	0,48	0,39	0,43	0,19	0,19	0,05	0,05
116,41	116,31	0,26	0,27	0	93,94	93,75	0,94	0,94	0,42	0,42	0,47	0,47	0,52	0,56	0,09	0,09	0,05	0,09
113,54	113,54	0,27	0,28	0	93,85	93,79	1,03	0,99	0,47	0,42	0,47	0,47	0,52	0,61	0,05	0,05	0,09	0,09
113,75	113,8	0,27	0,28	0	93,87	93,94	1,03	0,99	0,47	0,42	0,47	0,47	0,56	0,61	0,05	0,05	0,09	0,09
113,69	113,75	0,27	0,28	0	93,98	94	1,03	0,99	0,52	0,42	0,47	0,47	0,56	0,61	0,05	0,05	0,09	0,09
113,8	113,85	0,27	0,28	0	94,17	94,18	1,03	0,99	0,52	0,47	0,47	0,47	0,56	0,61	0,05	0,05	0,09	0,09
113,9	113,95	0,29	0,28	0	94,1	94,11	1,08	0,99	0,56	0,56	0,37	0,37	0,56	0,61	0,05	0,05	0,09	0,09
113,64	113,64	0,29	0,3	0	93,82	93,8	1,08	1,03	0,61	0,56	0,37	0,37	0,61	0,66	0,05	0,05	0,14	0,14
113,69	113,85	0,29	0,28	0	93,82	93,82	1,13	1,08	0,61	0,56	0,33	0,37	0,56	0,61	0,05	0,05	0,09	0,14
112,86	112,8	0,26	0,26	0	91,76	91,72	1,33	1,42	0,69	0,6	0,27	0,37	0,92	0,92	0,09	0,14	0,04	0,14
111,6	111,6	0,26	0,26	0	91,98	92,1	1,43	1,57	0,64	0,55	0,28	0,41	0,97	0,97	0,04	0,14	0	0,09
111,81	111,71	0,26	0,26	0	92,47	92,32	1,43	1,61	0,65	0,6	0,28	0,41	0,97	0,97	0,04	0,14	0	0,09
111,86	111,71	0,26	0,26	0	92,6	92,45	1,44	1,62	0,6	0,51	0,33	0,46	0,97	0,97	0,05	0,09	0	0,09
111,97	112,02	0,26	0,26	0	92,57	92,41	1,43	1,57	0,46	0,37	0,41	0,56	0,97	0,97	0,09	0,09	0	0,09
111,97	112,02	0,26	0,26	0	92,2	92,01	1,38	1,47	0,46	0,37	0,46	0,6	1,01	1,06	0,09	0,09	0	0,09
112,07	111,76	0,26	0,26	0	92,78	92,46	1,49	1,62	0,6	0,46	0,33	0,46	1,02	1,02	0,09	0,09	0,05	0,09
112,39	112,07	0,28	0,26	0	92,89	92,58	1,49	1,62	0,6	0,46	0,33	0,41	0,97	0,97	0,09	0,09	0,05	0,09
112,6	112,49	0,28	0,28	0	93	92,76	1,49	1,62	0,65	0,51	0,28	0,37	0,98	0,97	0,09	0,09	0,05	0,09
112,54	112,44	0,28	0,28	0	93	92,86	1,44	1,63	0,6	0,51	0,23	0,33	1,02	1,02	0,09	0,09	0,05	0,09
112,54	112,49	0,28	0,28	0	93,06	92,97	1,44	1,63	0,6	0,51	0,23	0,37	1,02	1,02	0,09	0,09	0,05	0,09

