



# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.

## **TESIS**

Para obtener el grado de

**Maestro en Ingeniería**

**Con opción terminal en  
Sistemas Eléctricos de Potencia**

Presenta:

**Ing. Jaime Roger Méndez González**

Asesor:

**Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez**

Puebla, Pue.

Junio



## **Dedicatorias**

A Dios, por darme la vida, sabiduría y oportunidad de consolidar este nuevo reto en mi vida.

A mis padres, Jaime Méndez Moreno y Ana González Cantoral, quienes establecieron mis bases, educación, mi guía y ejemplo de perseverancia.

A mi amada esposa, Jerze Hernández Hernández, por su apoyo incondicional, amor y motivación, mi fortaleza, mi compañera idónea.

A mis hijas, Hanna Sophia y Constanza Méndez Hernández, mis grandes bendiciones, mi motivación.

A mis queridas hermanas, Leticia y Anabel Méndez González, por su apoyo, aliento y por estar en los momentos mas importantes de mi vida, este logro también es de ustedes.



## **Agradecimientos**

Al Dr. Alejandro Bautista Hernández, por su incondicional apoyo en formar parte y consolidar de este proyecto.

Al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez, por su gran apoyo para la culminación de la presente tesis.

Al M.I. Genaro Campos Castillo, por su apoyo total logro de este proyecto.

Al Dr. Ismael Albino por su asesoría, consejos y conocimientos.

Al Ing. Guillermo Martínez Flores compañero y amigo por su asesoría y apoyo.

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, por permitirme formar parte de este gran equipo de alumnos y por brindarme los conocimientos de excelencia académica.



## **Abstract**

Currently the profitability of a company is measured based on the ability it has to generate sufficient benefits, in relation to its sales, assets or own resources, this being a premise and by placing it in the energy sector, energy losses Electricity determine the profitability of the company. In the Valley of Mexico, given the extinction of the Light and Power Company of the Center in 2009, the Federal Electricity Commission, by presidential decree takes possession of the facilities, focusing first on taking control of them and years later in the reordering of the electricity distribution network and the regularization of services with the correct billing, identifying that more than 39% of the total energy distributed in high, medium and low voltage was lost, was not billed and therefore represented a deficit for the company.

With the above and given the challenge of guaranteeing electric power to the 2.7 million customers in the South of Mexico City and the State of Mexico, the Federal Electricity Commission in the Distribution Division of Valle de México Sur generates forceful actions for the reduction of losses, classifying them into technical and non-technical and thereby strengthening the productive state enterprise, in development social and political difficulties arise that have tried to stop the regularization of services that directly affect non-technical losses (due to illicit or improper use of energy).

In this paper we will focus on the topic of reducing technical losses, those that depend on the state of the electrical networks (corona effect conductors), their electrical equipment (Joule effect transformers) and the optimization and topology, policies of



operation and maintenance of the network, applying the zero flow and / or swicheo methodology in medium voltage distribution networks.

This methodology consists of carrying out studies which result in the reduction of technical energy losses and improves the operating conditions of the general distribution networks (RGD), this is carried out through a system called SynerGEE electric which is great contribution since we can model our electrical network through entering values which at the time of making the modifications in the system will move the parameters and this is where we see the energy flows, technical losses, power factor that is mainly the information required for this study, among other values that we could obtain.

Through the zero flow, equipment works are carried out by installing Protection and Sectioning Equipment (Eprosec) in the General Distribution Networks (RGD), this can be done in two ways. Locating the midpoint of links between electrical substations that allow the flow of electrical energy to be the same, having a normally open link point and with the existing equipment making swiches in the sectioning equipment and that in case of contingency will serve as support to recover load or affected users in a more efficient, fast and secure way without compromising more users or contaminating more circuits in the medium voltage network.



## **Resumen**

En la actualidad la rentabilidad de una empresa se mide con base a la capacidad que tiene para poder generar los beneficios suficientes, en relación con sus ventas, activos o recursos propios, siendo esto una premisa y al ubicarlo en el ramo energético las pérdidas de energía eléctrica determinan la rentabilidad de la empresa. En el Valle de México dada la extinción de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en el año 2009 la Comisión Federal de Electricidad, por decreto presidencial toma posesión de las instalaciones enfocándose primeramente a la toma del control de las mismas y años más tarde en el reordenamiento de la red eléctrica de distribución y a la regularización de servicios con la correcta facturación, identificando que más del 39% de la energía total distribuida en alta, media y baja tensión se perdía, no se facturaba y por ende representaba un déficit para la empresa.

Con lo anterior y dado el reto de garantizar la energía eléctrica a los 2.7 millones de clientes en Sur de la Ciudad de México y Estado de México, la Comisión Federal de Electricidad en la División de Distribución Valle de México Sur genera acciones contundentes para la reducción de pérdidas, clasificándolas en técnicas y no técnicas y con ello robustecer a la empresa productiva del Estado, en el desarrollo se presentan dificultades sociales y políticas que han intentado frenar la regularización de los servicios que repercuten directamente en las pérdidas no técnicas (por ilícitos o uso indebido de la energía).



En el presente trabajo nos abocaremos del tema de reducción de pérdidas técnicas, aquellas que dependen del estado de las redes eléctricas (conductores efecto corona), sus equipos eléctricos (transformadores efecto Joule) y la optimización y topología, políticas de operación y mantenimiento de la red, aplicando la metodología de flujo cero y/o swicheo en las redes de media tensión de distribución.

Esta metodología consiste en realizar estudios los cuales nos den como resultado la reducción de pérdidas técnicas de energía y se mejoren las condiciones operativas de las redes generales de distribución (RGD), esto se lleva acabo mediante un sistema llamado SynerGEE electric el cual nos es de gran aportación puesto que podemos modelar nuestra red eléctrica a traves de ingresar valores los cuáles al momento de realizar las modificaciones en el sistema se iran moviendo los parámetros y es aquí donde vemos los flujos de energía, pérdidas técnicas, factor de potencia que principalmente es la información requerida para este estudio entre otros valores mas que pudiéramos obtener.

A través del flujo cero se realizan trabajos de equipamiento instalando Equipos de Protección y Seccionamiento (Eprosec) en las Redes Generales de Distribución (RGD), esto se puede realizar mediante dos maneras. Ubicando el punto medio de enlaces entre subestaciones eléctricas que permitan que el flujo de energía eléctrica sea el mismo teniendo un punto normalmente abierto de enlace y con el equipamiento existente realizar swicheos en los equipos de seccionamiento y que en caso de contingencia servirá de apoyo para recuperar carga o usuarios afectados de una manera más eficiente, rápida y segura sin comprometer mas usuarios ni contaminar mas circuitos en la red de media tensión.



## Índice

Dedicatorias .....	ii
Agradecimientos .....	iii
Abstract .....	iv
Resumen.....	vi
Índice de figuras.....	10
Índice de tablas.....	11
1.- Introducción.....	12
1.2.- Antecedentes.....	13
1.3.- Planteamiento del problema.....	15
1.4.- Justificación.....	16
1.5.- Metodología.....	17
1.6.- Personal y profesional.....	17
1.7.- Objetivos del estudio.....	17
1.8.- Planteamiento de la hipótesis.....	18
1.9.- Aportaciones de la tesis.....	19
2.- Conceptos básicos de Redes Generales de Distribución.....	19
2.1.- Introducción a las Redes Eléctricas de Distribución.....	19
2.1.1.- Generación.....	20
2.1.2.- Subestación Elevadora.....	20
2.1.3.- Red de Transporte.....	21
2.1.4.- Redes de Distribución o de reparto.....	21
2.1.5.- Subestación Eléctrica.....	22
2.1.6.- Banco de potencia o Transformador.....	23
2.1.7.- Interruptores de potencia.....	23
2.1.8.- Transformadores de Instrumentos.....	23
2.1.9.- Líneas de media tensión.....	23
2.1.10.- Restauradores.....	24
2.1.11.- Seccionalizadores.....	24
2.1.12.- Fusibles.....	24



<b>2.2.- Redes Eléctricas Inteligentes (REI).....</b>	<b>25</b>
2.2.1.- Circuitos Mallados.....	25
2.2.2.- Circuitos Radiales.....	26
2.2.3.- Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual .....	26
2.2.4.- Esquemas de protecciones .....	26
2.2.5.- Equipos de protección y seccionamiento. ....	27
<b>2.3.- Pérdidas en transformadores .....</b>	<b>27</b>
<b>2.4.- Pérdidas en vacío.....</b>	<b>27</b>
<b>2.5.- Pérdidas por corrientes parásitas de Foucault .....</b>	<b>28</b>
<b>2.6.- Pérdida de potencia en una línea trifásica .....</b>	<b>29</b>
2.6.1.- Formulas y tablas para factores .....	29
<b>2.7.- Factor de potencia .....</b>	<b>32</b>
<b>2.8.- Flujos de Potencia .....</b>	<b>34</b>
2.8.1.- El método de Gauss-Seidel.....	37
2.8.2.- Flujo de potencia activa:.....	38
2.8.3.- Flujo de potencia reactiva:.....	38
2.8.4.- Flujo de potencia aparente: .....	39
<b>2.9.- Caída de tensión.....</b>	<b>40</b>
<b>2.10.- Armónicas.....</b>	<b>41</b>
<b>2.11.- Componentes simétricas y secuencia armónica .....</b>	<b>43</b>
<b>3.- Análisis, proceso y ejecución de Flujo cero y Swicheos en la red de Distribución.</b>	<b>44</b>
.....	44
3.1.- Introducción.....	44
3.2.- SynerGEE .....	46
3.2.1.- Modelado en SynerGEE .....	47
3.2.2.- Análisis que se pueden efectuar en SynerGEE.....	47
3.3.- Proceso para selección de circuito y análisis. ....	49
3.3.1.- Cambio en las demandas posterior a la ejecución .....	58
.....	60
3.4.- Simulación de flujo cero en Líneas de alta tensión.....	61
<b>4.- Conclusiones.....</b>	<b>72</b>
<b>IX. Referencias.....</b>	<b>73</b>



## Índice de figuras.

Figura 1 Muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas entre los años 2010 a 2019 en el Valle de México.....	14
Figura 2 Muestra el sistema eléctrico desde la generación hasta la distribución y comercialización de la energía eléctrica en baja tensión. ....	20
Figura 3 Muestra el diagrama unifilar de una subestación eléctrica.....	22
Figura 4 Muestra las pérdidas que se presentan en el núcleo.....	28
Figura 5 Muestra el triangulo de potencia.....	33
Figura 6 Cuadrante de potencia inductiva y capacitiva. ....	39
Figura 7 Onda senoidal y sus armónicas.....	41
Figura 8 Contenido armónico de una onda distorsionada.....	44
Figura 9 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito IZT-530C0 mostrando sus horarios en demanda máxima. ....	50
Figura 10 Diagrama unifilar 23 kV S.E Iztapalapa (IZT). Arreglo de interruptor y medio. ....	51
Figura 11 Diagrama unifilar 23 kV S.E Santa Cruz (CRU). Arreglo de interruptor y medio. ....	52
Figura 12 Diagrama unifilar 23 kV S.E Zaragoza (ZAR). Arreglo de amarre de barras. ....	53
Figura 13 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito IZT-53090 mostrando sus horarios en demanda máxima. ....	54
Figura 14 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito CRU-53050 mostrando sus horarios en demanda máxima. ....	54
Figura 15 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito ZAR-53025 mostrando sus horarios en demanda máxima. ....	55
Figura 16 Circuitos plasmados en el programa SynerGEE eléctrico.....	56
Figura 17 Topología de la red realizando el estudio. ....	57
Figura 18 Comportamiento de la demanda máxima. ....	59
Figura 19 Comportamiento de aumento en la demanda ..... 59	59
Figura 20 Comportamiento de la demanda máxima (este circuito sirve como enlace para respaldo en caso de disparo de banco de la S.E Iztapalapa). ....	60
Figura 21 Aumento de la demanda con el factor de carga lineal durante las 24 horas. ....	60
Figura 22 Flujos de potencia en su caso estable donde no se presentan condiciones de sobre carga en las líneas.....	62
Figura 23 Muestra el caso 1 con Flujos de potencia en su caso estable donde no se presentan condiciones de sobre carga en las líneas ..... 64	64
Figura 24 Caso 2: Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC desconectando PON.....	66
Figura 25 Caso 3: Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC-PON.....	68
Figura 26 Resultados de estudios de pérdidas de energía en líneas de alta tensión. ....	71



## Índice de tablas.

Tabla 1 Muestra el factor de demanda promedio en comercios e industrias.....	31
Tabla 2 Muestra calibres de conductores y ampacidad. ....	32
Tabla 3 Iteraciones para solución de flujos de potencia.....	37
Tabla 4 Secuencia dominante correspondiente a cada armónica. ....	44
Tabla 5 Datos básicos de circuitos a estudiar. ....	50
Tabla 6 Circuitos plasmados en el programa SynerGEE eléctrico y sus respectivos valores. .....	56
Tabla 7 Resultado de la red realizando el estudio.....	57
Tabla 8 Resultado de la ejecución del flujo cero se reducen de forma significativa las pérdidas técnicas de energía. ....	58
Tabla 9 Optimización de bancos de potencia en Subestaciones Eléctricas afectadas por Flujo cero en la red de media tensión.....	61
Tabla 10 Valores actuales líneas.....	63
Tabla 11 Muestra los valores del caso 1 .....	65
Tabla 12 Valores del Caso 2 Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC desconectando PON.....	67
Tabla 13 Muestra los valores del Caso 3: Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC-PON. ....	69
Tabla 14 Porcentaje de variaciones de tensión en bus lado baja para los tres casos. ....	70
Tabla 15 Porcentaje de variaciones de tensión en bus lado alta para los tres casos. ....	70
Tabla 16 Porcentaje de variaciones de pérdidas para los tres casos. ....	71



## **1.- Introducción.**

Con la implementación de la Reforma Energética en México, se hace necesario el garantizar el suministro de energía eléctrica a los clientes bajo parámetros aceptables de tensión, disponibilidad de los elementos de las redes, interrupciones del Suministro Eléctrico, componentes armónicos, pérdidas de energía eléctrica, y cualquier otro aspecto técnico que la CRE<sup>1</sup> considere necesario.

Derivado de lo anterior la CFE Distribución ha buscado alternativas que permitan la reducción de las pérdidas de energía técnicas y no técnicas mediante estrategias y acciones a corto y mediano plazo y con ello cumplir con lo estipulado en la legislación vigente logrando con ello ser una empresa rentable para el gobierno y la sociedad en particular.

En este trabajo se tratará de las acciones emprendidas para la reducción de pérdidas técnicas en el ámbito de la División de Distribución Valle de México Sur ubicada en la Ciudad de México.

---

<sup>1</sup> *Comisión Reguladora de Energía*



## **1.2.- Antecedentes.**

Con la reforma energética Comisión Federal de electricidad se dividió en diferentes empresas tanto productivas subsidiarias como filiales, en el caso de la distribuidora se convirtió en una empresa productiva subsidiaria y en conjunto con CFE Suministro básico la cual depende de los ingresos generados por la energía distribuida han venido trabajando para fortalecerse y lo que principalmente se adolece son las pérdidas de energía eléctrica. A inicios de este año la División de Distribución Valle de México Sur presentaba pérdidas de energía de 19.77% considerando pérdidas en alta tensión y en media y baja tensión se tenían 21.64% por lo que fue indispensable establecer estrategias para la recuperación de estas.

A mediados de año se propuso analizar las pérdidas técnicas en las que se encontró que se tenían al cierre del 2018 29,919.63 kW y 117,771,848 GWh de pérdidas en los circuitos de la división.

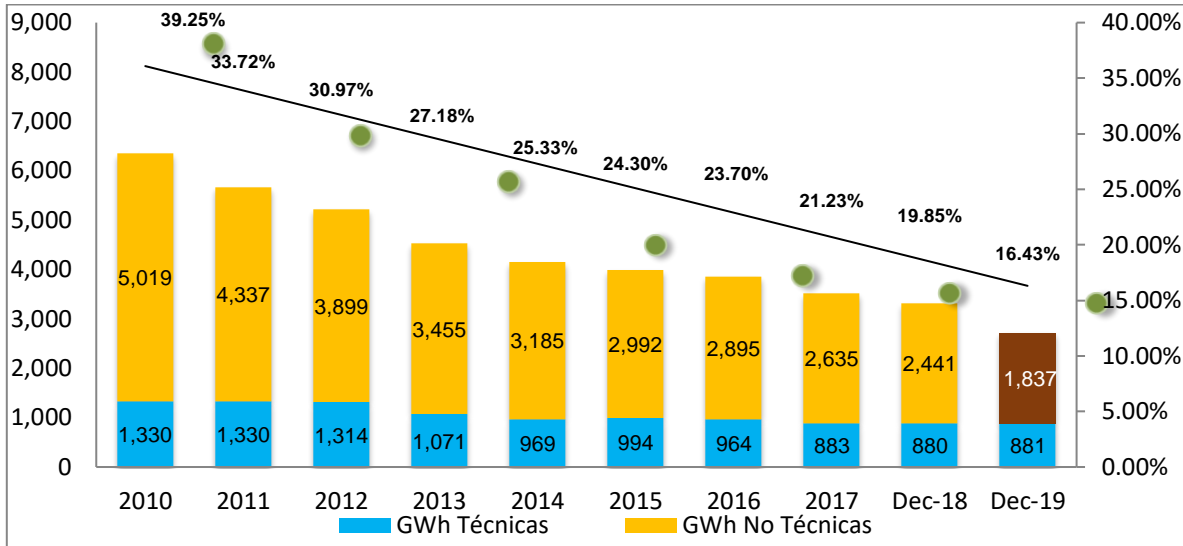
Al cierre de Diciembre del 2019 se cerró con una mejora de 3.42 puntos porcentuales respecto a Diciembre del 2018, en la siguiente grafica podemos observar la evolución en la reducción de pérdidas que ha tenido la división Valle México Sur del 2010 al cierre de Diciembre del 2019, siendo esta una reducción de 3,631 GWh la energía perdida y 22.82 p.p. respecto al 2010.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Fuente CFE Distribución Valle de México Sur, Subgerencia de Ingeniería de Servicio al Cliente.



***Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.***



*Figura 1 Muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas entre los años 2010 a 2019 en el Valle de México*

Con esta información y la necesidad de reducir las pérdidas se optó por establecer estrategias para su reducción y una de ellas la cual nos arrojó mejores ganancias rápidas con los menores recursos fue realizar estudios de flujo cero y switcheo (maniobras) en las Redes Generales de Distribución.

Actualmente se cuentan con documentos institucionales en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que normalizan la operatividad en las Redes Generales de Distribución (RGD) como es el caso del Código de Red,<sup>3</sup> sin embargo no se cuenta actualmente con un documento sobre las posibles bondades que nos pudieran llegar a detonar el realizar y ejecutar un estudio de flujo cero o switcheo, esto debido a que la topología de las redes generales de distribución son muy complejas lo cual

<sup>3</sup> Código de Red publicado en el Diario Oficial de la Federación 08/04/2016



hace necesario realizar ambos estudios para así determinar en cuál de las dos opciones obtenemos mejores resultados.

Para llevar a cabo estos estudios es necesario hacer uso de diferentes herramientas como lo son estas cinco principales:

- SIMOCE,<sup>4</sup>
- SynerGEE Eléctric
- Plano maestro y SIGED
- WorlView
- SIAD

### **1.3.- Planteamiento del problema.**

Para la reducción de pérdidas técnicas en las Redes Generales de Distribución es necesario realizar el análisis de flujo cero y swicheo donde se estudien los comportamientos de:

- Caída de tensión.
- Potencia.
- Factor de potencia.
- Automatismos.

---

<sup>4</sup> Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía CFE Distribución



- Usuarios por circuito.
- Horarios de demanda máxima.
- Calibres de conductor en los circuitos de media tensión.
- Pérdidas técnicas en subestaciones.

#### **1.4.- Justificación.**

Llevar acabo flujo cero y swicheo en las Redes Generales de Distribución detona una mejora operativa tanto en los circuitos de media tensión como dentro de las subestaciones que en algunos casos puede llegar a ser considerable ante un estado de alerta o contingencia.

Al concluir este trabajo se podrán definir criterios básicos necesarios para el correcto análisis de las Redes Generales de Distribución, con ellos poder generar una mejora operativa que se verá reflejada en la flexibilidad de las redes para hacer maniobras ante condiciones de emergencia o disturbio y las pérdidas técnicas de energía en las mismas, así como la optimización de la infraestructura con la que se cuenta.

Todo esto en conjunto da como resultado mejora en la continuidad de suministro de energía eléctrica y calidad en la energía.



## **1.5.- Metodología.**

Para este proyecto se estará aplicando la investigación descriptiva-explicativa ya que se utilizará con el fin de analizar el comportamiento operativo de una red de media tensión con mayores pérdidas técnicas y alta demanda el cual nos permitirá ver los resultados cuantitativos con base en índices operativos internacionales a los cuales están sometidos los países de primer mundo.

## **1.6.- Personal y profesional.**

El tema de pérdidas técnicas es desde mi perspectiva, el reto a culminar toda vez que se ha trabajado mucho con inversión en la reducción de pérdidas no técnicas y se ha descuidado las acciones en reducción de pérdidas técnicas que también suma en el beneficio, con el presente trabajo pretendo repuntar la metodología de análisis mediante flujo cero.

## **1.7.- Objetivos del estudio.**

- Modelado de la red eléctrica de distribución con pérdidas técnicas (estado actual) y con maniobras mediante flujo cero (estado propuesto).
- Modelado de la red eléctrica de distribución con pérdidas técnicas (estado actual) y con obras de inversión y maniobras mediante flujo cero (estado propuesto).



## **1.8.- Planteamiento de la hipótesis.**

La optimización de las Redes Generales de Distribución es un tema el cual no se había atendido puesto que el enfoque principal era la cantidad de usuarios con los que se contaba en cada circuito, con esto dejábamos de lado la parte eléctrica por lo que podíamos tener circuitos con poca demanda y bajas pérdidas junto a otro con alta demanda y pérdidas mayores a las especificadas por CFE al aplicar este análisis se impacta de manera positiva el comportamiento operativo de las Redes Generales de Distribución, mejorando los niveles de calidad y confiabilidad de las redes reflejándose en la buena percepción del cliente.

Puesto que la finalidad es reducción de pérdidas técnicas se pueden presentar los siguientes posibles resultados en los que pueden detonar los estudios:

- Que se reduzcan las pérdidas técnicas y operativamente sea factible.
- Que no se reduzcan las pérdidas técnicas ni operativamente sea factible.
- Que se reduzcan las pérdidas técnicas y que operativamente no sea factible.
- Que no se reduzcan las pérdidas técnicas y que operativamente sea factible.



## **1.9.- Aportaciones de la tesis.**

- Cumplimiento al código de red.<sup>5</sup>
- Cumplimiento a especificaciones de construcción en redes de distribución.
- Apego al manual del EPROSEC.<sup>6</sup>
- Mejora al comportamiento operativo de la red.
- Optimización de la infraestructura existente.

## **2.- Conceptos básicos de Redes Generales de Distribución.**

### **2.1.- Introducción a las Redes Eléctricas de Distribución.**

La Red de General de Distribución, es un sistema eléctrico en conjunto con máquinas eléctricas, barras y líneas conductoras que constituyen un circuito de potencia con una determinada tensión nominal. Los sistemas de distribución se clasifican en 3 tipos:

Baja Tensión – Sistemas de hasta 1 kV.

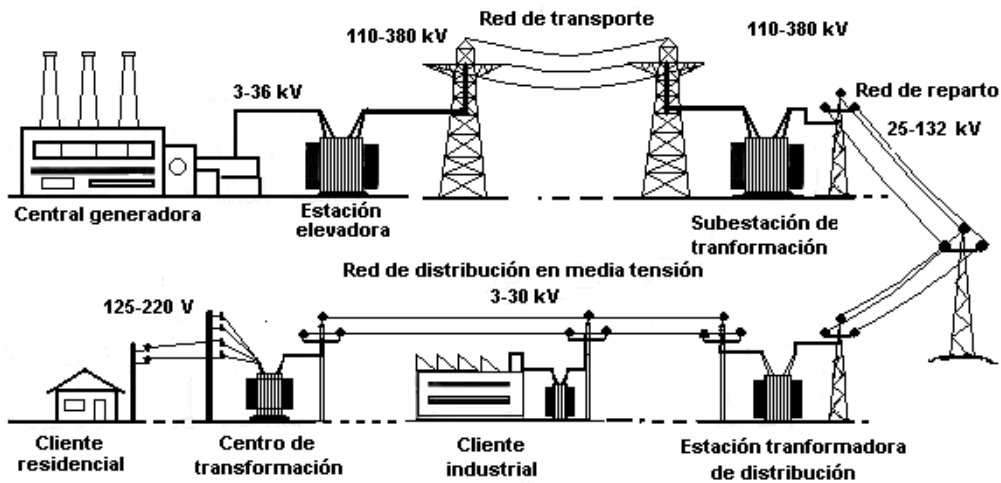
Media Tensión – Sistemas de 13.2 kV, 23 kV, y 34.5 kV.

Subtransmisión – Sistemas de 69 kV, 85 kV, 115 kV, 139 kV.

---

<sup>5</sup> Código de Red publicado en el Diario Oficial de la Federación 08/04/2016.

<sup>6</sup> Equipo de protección y seccionamiento. CFE Distribución.



*Figura 2 Muestra el sistema eléctrico desde la generación hasta la distribución y comercialización de la energía eléctrica en baja tensión.*

Si consideramos un sistema eléctrico de potencia completo se deben de considerar los siguientes elementos:

### **2.1.1.- Generación.**

En México la energía eléctrica se produce en generadores de tensiones desde 6.6 kV hasta 13.8 kV, y son empleados en plantas Termoeléctricas, Hidroeléctricas, Eólicas, Ciclo combinado, entre otras, las cuales se encargan de producir la energía eléctrica que se inyecta a las Redes Nacionales de Transmisión.

### **2.1.2.- Subestación Elevadora.**

Este elemento del Sistema Eléctrico de Potencia se encarga de elevar la tensión eléctrica desde el valor nominal de producción hasta el de transporte la cual viaja a



largas distancias, normalmente empleadas en niveles de elevación de voltaje de 6.6 kV – 13.2 kV a 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV.

### **2.1.3.- Red de Transporte.**

Tomando en cuenta su inicio en la subestación elevadora, esta red es la encargada de transportar la energía a nivel nacional, interconectando entre si islas eléctricas y otros centros de consumo, la cual tiene como objetivo principal la transportación de potencias eléctricas en largas distancias en niveles de 69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV.

### **2.1.4.- Redes de Distribución o de reparto.**

Son aquellas redes que parten desde la subestación reductora transformando la energía eléctrica de niveles de alta tensión a media tensión los cuales van desde 69 kV, 85 kV, 115 kV, 230 kV a niveles de 34.5 kV, 23 kV, y 13.2 kV, cabe señalar que el nivel de tensión nominal utilizado en redes de distribución en el centro de país el cual analizaremos es el nivel de 23 kV. La característica principal de la red de distribución en comunidades urbanas es contar con un sistema multi mallado.

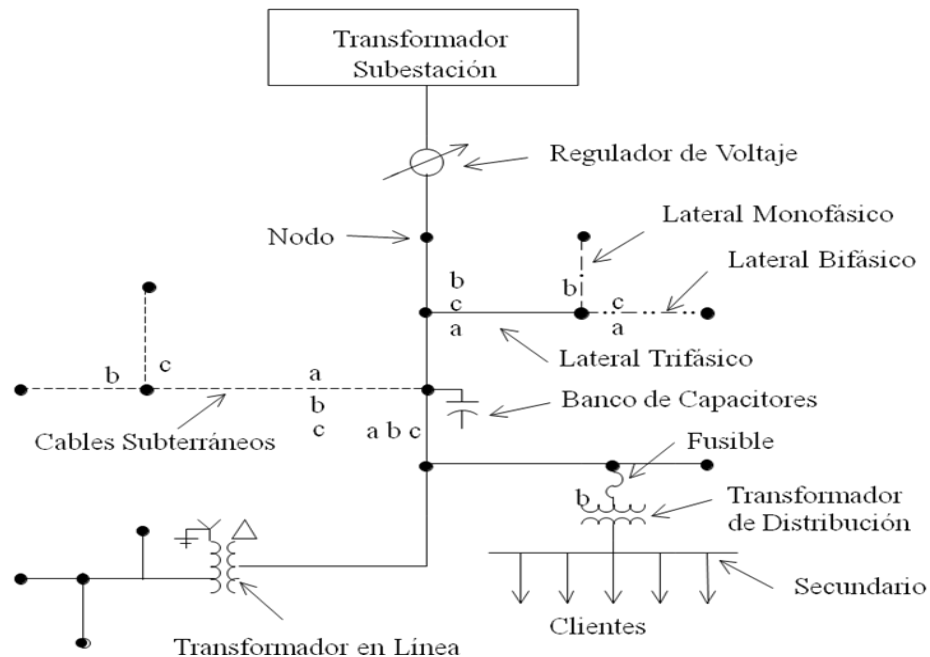
Los principales componentes de una red de distribución que se emplean en circuitos de distribución urbanos y rurales son las subestaciones reductoras, equipo primario en subestaciones (bancos de potencia, interruptores, bancos de capacitores, transformadores de instrumentos), líneas de media tensión, restauradores, seccionadores, y fusibles.



A continuación, se describen cada uno de los elementos que componen una red general de distribución.

### 2.1.5.- Subestación Eléctrica.

Es una instalación, o conjunto de dispositivos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, el cual tiene como principal función la conversión, transformación, regulación, repartición de energía eléctrica. Existen dos tipos de subestaciones las de transformación la cual eleva o reduce tensión o las subestaciones de maniobras que además de convertir los niveles de tensión funcionan para interconectar dos o más circuitos.



*Figura 3 Muestra el diagrama unifilar de una subestación eléctrica*



### **2.1.6.- Banco de potencia o Transformador.**

Es el elemento que establece los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía pueda ser transportada y distribuida. Un transformador es el principal elemento de una subestación.

### **2.1.7.- Interruptores de potencia.**

Es un elemento eléctrico que realiza cortes, y reconexiones de la corriente que fluye por el circuito siempre y cuando esta sobrepase el nivel de corriente nominal, por lo tanto, este elemento realiza un trabajo de protección de los elementos que estén situados aguas arriba de él, impidiendo que estos se dañen.

### **2.1.8.- Transformadores de Instrumentos.**

Los transformadores de corriente (TC) y voltaje (TP) transforman la energía eléctrica del sistema de potencia a pequeñas magnitudes que permiten proveer de aislamiento galvánico y proveer de alimentación a relevadores y otros instrumentos que son conectados a dichos transformadores para garantizar la operatividad de una subestación o un equipo primario.

### **2.1.9.- Líneas de media tensión.**

Es el término que se utiliza a los elementos que conforman un circuito eléctrico de Distribución en los rangos de tensión 34.5 kV, 23 kV, y 13.2 el cual soporta conductores desnudos o semi aislados mediante postes, estructuras, y aislamiento



eléctrico que soporta una línea de media tensión, la cual permite la conducción del flujo eléctrico a través de estos para la distribución de la energía en zonas urbanas, rurales e industriales hasta su consumo.

#### **2.1.10.- Restauradores.**

Son equipos de protección y seccionamiento, al igual que los interruptores son utilizados en las líneas de distribución aéreas y en aplicaciones de subestaciones de voltajes nominales de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV. El mecanismo del restaurador es operado por tres actuadores magnéticos separados, uno por fase, lo cual le permite operar bajo condiciones de falla o disturbio y en condiciones normales de operación. Estos actuadores están enclavados mecánicamente para garantizar una correcta operación trifásica. Cada actuador utiliza una bobina que es la encargada de enviar la señal para la apertura o cierre del equipo.

#### **2.1.11.- Seccionalizadores.**

Es un equipo de seccionamiento capaz de realizar aperturas y cierres al igual que un interruptor, a diferencia del restaurador este no opera en condiciones de falla lo cual lo limita en caso de estar operando bajo disturbio en un sistema de distribución.

#### **2.1.12.- Fusibles.**

Son elementos de protección empleados en cortacircuitos fusible de distribución para proteger contra sobre corriente a transformadores de distribución, bancos de



capacitores y líneas aéreas de distribución en tensiones comprendidas de 1 a 38 kV, en ocasiones suelen utilizarse en subestaciones reductoras de 34.5 kV a 23 kV y 13.8 kV para subestaciones de distribución.

## **2.2.- Redes Eléctricas Inteligentes (REI).<sup>7</sup>**

El concepto de REI se encuentra enfocado a la rentabilidad y optimización de los recursos del cual se concreta en una ciudad inteligente, que requiere la evolución operativa de todos los procesos que interactúan en la distribución de la energía.

La operación tradicional en el proceso de Distribución se centra en los siguientes conceptos.

- Circuitos mallados.
- Circuitos radiales.
- Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual.
- Alarmas de protección con esquemas 50/51.
- Traslado del personal en vehículos durante largas distancias o tiempos prolongados.

### **2.2.1.- Circuitos Mallados.**

Un circuito mallado o red mallada, es el resultado de tener entrelazados anillos y líneas radiales formando mallas eléctricas, Las ventajas radican en la confiabilidad

---

<sup>7</sup> *Redes Eléctricas Inteligentes, publicación Secretaría de Energía 21 agosto 2017.*



de la continuidad, flexibilidad de alimentación, facilitar la operatividad. Sus desventajas son la mayor complejidad en la coordinación de las protecciones derivado del aumento de las potencias de corto circuito que se generan en la red mallada.

### **2.2.2.- Circuitos Radiales.**

La alimentación de este tipo de circuito es por una sola fuente de alimentación la cual transmite la energía en forma radial a los receptores, son simples, económicas y de forma sencilla en el equipamiento de protecciones, carecen de confiabilidad en comparación con los sistemas mallados.

### **2.2.3.- Seccionamiento mediante equipo tele controlado y manual**

Las condiciones operativas, medidores inteligentes, control de voltaje, sistemas integrales de información.

### **2.2.4.- Esquemas de protecciones**

Son los esquemas y ajustes de valores para la protección del equipo primario, líneas, y equipos eléctricos ante una falla permanente en las redes de distribución, los cuales están programados en relevadores de protección asociados a los interruptores y restauradores para la protección eléctrica de los elementos.



### **2.2.5.- Equipos de protección y seccionamiento.**

El equipo de protección y seccionamiento (en adelante EPROSEC), se refiere al equipo de protección instalado en las redes generales de distribución, tanto en subestaciones con funcionalidad de interruptores y restauradores, desconectadores, seccionadores y cuchillas en las redes que permiten realizar maniobras manuales y tele controladas para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica.

### **2.3.- Pérdidas en transformadores**

Las pérdidas y la potencia absorbida por el transformador se disipa en forma de calor por los devanados primario y secundario (terciario en su caso) y también por el núcleo de hierro. Las pérdidas de un transformador se pueden analizar bajo dos formas de operación diferentes, como se expone a continuación:

### **2.4.- Pérdidas en vacío**

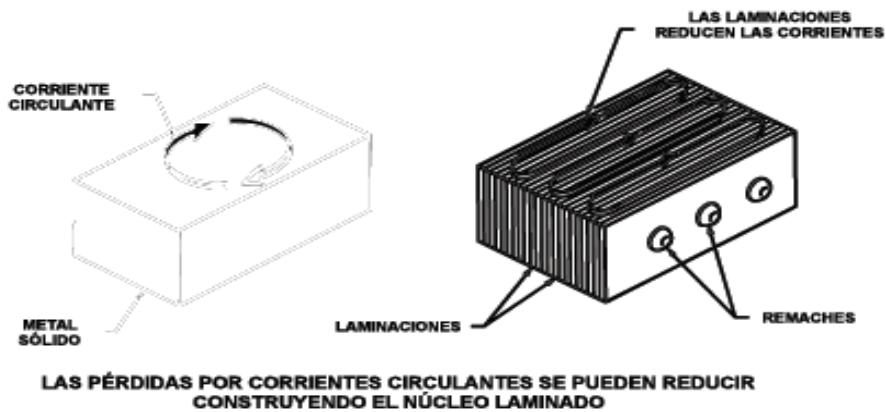
Las pérdidas en vacío son aquellas absorbidas por el transformador cuando se alimenta a tensión y frecuencia nominal, estando sus devanados secundario y terciario (en su caso) abiertos, es decir, sin tener carga conectada.

Las pérdidas en vacío del transformador se resumen a las pérdidas en el núcleo de hierro, que están caracterizadas por las pérdidas producidas por las corrientes parásitas o de foucault y por el efecto de histéresis magnética.



### 2.5.- Pérdidas por corrientes parásitas de Foucault

Cuando un campo metálico está sometido a una variación del flujo magnético y generada por una fuerza electromotriz E que da lugar a corrientes eléctricas en su interior, provocando con esto pérdidas que se transforman en calor generado en el interior del núcleo de fierro del transformador. Para que las corrientes de foucault se reduzcan sensiblemente, los núcleos se construyen de placas de acero al silicio de pequeño espesor separadas por una fina capa de material aislante.



*Figura 4 Muestra las pérdidas que se presentan en el núcleo.*

Para obtener de manera general el valor de las pérdidas por corrientes de foucault en su forma simplificada referidas a 1 Kg de acero al silicio:

$$P_{cf} = 2.0 \times 10^{-11} \times B_m^2 \times f^2 \times E_c^2 \times K \text{ (W /Kg)} \dots\dots\dots(1)$$



Donde:

- Bm = Inducción magnética máxima en las laminaciones, en Gauss.

### **2.6.- Pérdida de potencia en una línea trifásica**

$$P \text{ (Watts)} = 3(Ri^2 * l) \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

- P= Pérdidas en Watts.
- R= Resistencia en ohms/km.
- i = Corriente en la línea en amperes.
- l = Longitud línea en km.

$$\% \text{ de pérdidas de potencia} = \frac{P * 100}{f.p. * KVA(\text{línea})} \dots\dots\dots(3)$$

#### **2.6.1.- Formulas y tablas para factores**

Estas fórmulas servirán para realizar los estudios de flujo cero y swicheo aunque el en sistema SynerGEE 8 ya se cargan los valores y las obtenemos en los resultados de pérdidas.

---

8 SYNERGEE CFE. Modelado, digitalización y edición de elementos, uso Ejecutivo. Fecha de consulta noviembre 2018.



$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}} \leq 1 \dots\dots\dots(4)$$

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{Suma de las demandas máximas Individuales}}{\text{Demanda máxima del sistema}} > 1 \dots\dots\dots(5)$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Promedio de carga en un período}}{\text{Carga máxima en el mismo período}} \leq 1 \dots\dots\dots(6)$$

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Potencia Nominal}} \leq 1 \dots\dots\dots(7)$$

La tabla de a continuación nos muestra los valores para los factores establecidos de ciertos comercios e industrias que aunque no todas las empresas trabajan de la misma forma si son lo mas parecido a la realidad.



Tabla 1 Muestra el factor de demanda promedio en comercios e industrias

COMERCIAL		INDUSTRIAL	
COMERCIO	F.D.	INDUSTRIA	F.D.
Alumbrado Público	1.00	Acetileno (Fca. de)	0.70
Apartamentos	0.35	Armadoras de Autos	0.70
Bancos	0.70	Carpinterías (talleres de)	0.65
Bodegas	0.50	Carne (Empacadoras)	0.80
Casinos	0.85	Cartón (Productos de)	0.50
Correos	0.30	Cemento (Fca. de)	0.65
Escuelas	0.70	Cigarros (Fca. de)	0.60
Garages	0.60	Dulces (Fca. de)	0.45
Hospitales	0.40	Fundición(talleres de)	0.70
Hoteles Chicos	0.50	Galletas (Fca. de)	0.55
Hoteles Grandes	0.40	Hielo (Fca. de)	0.90
Iglesias	0.60	Herrería (Talleres de)	0.50
Mercados	0.80	Imprentas	0.60
Multifamiliares	0.25	Jabón (Fca. de)	0.60
Oficinas	0.65	Lámina (Fca. Artículos)	0.70
Restaurantes	0.65	Lavandería Mecánica	0.80
Teatros	0.60	Niquelado (Talleres de)	0.75
Tiendas	0.65	Maderería	0.65
		Marmolería (talleres de)	0.70
		Mecánico (Taller)	0.75
		Muebles (Fca. de)	0.65
		Pan (Fca. mecánica de)	0.55
		Papel (Fca. de)	0.75
		Periódicos (rotativas)	0.75
		Pinturas (Fca. de)	0.70
		Química (Industria)	0.50
		Refinerías (Petróleo)	0.60
		Refrescos (Fca. de)	0.55
		Textiles (Fca. telas)	0.65
		Vestidos (Fca. de)	0.45
		Zapatos (Fca. de)	0.65

Para el calibre del conductor obtenemos la tabla que nos indica que corriente nos soporta un conductor de acuerdo a su calibre dependiendo del material con el que este elaborado. Como se muestra a continuación:



*Tabla 2 Muestra calibres de conductores y ampacidad.<sup>9</sup>*

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	CALIBRE AWG o Kcmil	COBRE*	ALUMINIO	ACSR
8.367	8	90	---	---
13.30	6	130	98	100
21.15	4	180	130	140
33.62	2	240	180	180
53.48	1/0	310	235	230
67.43	2/0	360	275	270
85.01	3/0	420	325	300
107.2	4/0	490	375	340
135.2	266.8	---	445	460
170.5	336.4	---	520	530
241.7	477.0	---	650	670
322.3	636.0	---	---	780
402.8	795.0	---	---	910
483.4	954.0	---	---	1 010
564.0	1 113.0	---	---	1 110
684.6	1 351.0	---	---	1 250
765.4	1 510.5	---	---	1 340
805.7	1 590.0	---	---	1 380

## 2.7.- Factor de potencia

Comúnmente, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. El factor de potencia se define como el cociente de la relación de la potencia activa entre la potencia aparente; esto es:

---

<sup>9</sup> CFE Normas de Construcción de Redes de Distribución 2013



$$FP = \frac{P}{S} \dots\dots\dots(8)$$

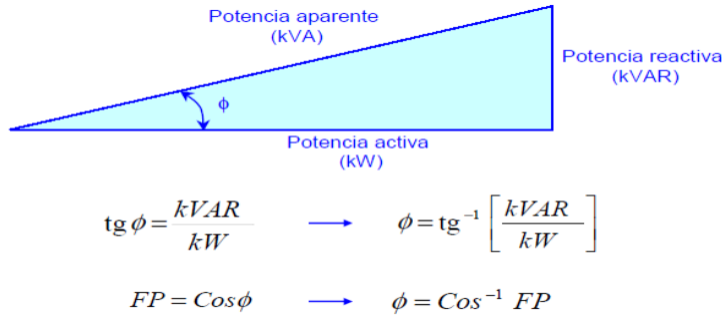


Figura 5 Muestra el triangulo de potencia.

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo, Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

El fp de los transformadores que operan en vacío, es de 0.1, aproximadamente. Si la carga no está conectada al secundario, no existen flujos y el transformador operará como si fuera un inductor con núcleo de hierro.

El problema del bajo fp de los usuarios afecta a la empresa suministradora en las siguientes formas:

- Capacidad subutilizada o disponibilidad de sólo una fracción de la capacidad total de generadores y transformadores, debido a la demanda de potencia reactiva por parte de los usuarios.



- Mayores pérdidas en los conductores por el incremento de corriente.
- Mayores caídas de tensión en los conductores por el incremento de corriente.
- Necesidad de invertir en nuevas instalaciones y en equipo para recuperar la capacidad de entregar potencia aparente.

## **2.8.- Flujos de Potencia**

Los flujos de potencia son el fundamento para la planeación y crecimiento de los sistemas y las redes de distribución, con estos también se busca obtener las mejores condiciones de operación de las redes existentes reduciendo así mismo las pérdidas técnicas. La principal información que podemos obtener de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y la potencia real y reactiva que fluyen en cada línea.

Para este estudio se analizarán los métodos Gauss-Seidel y Newton-Raphson sobre los que se basarán las soluciones a los flujos de potencia.

De manera general para los estudios de flujo de potencia es la de identificar tres tipos de barra en la red. En cada barra se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes:  $\delta_i$ ,  $|V_i|$ ,  $P_i$  y  $Q_i$  y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

1. Barras de cargas: Cuando la barra no tiene generación se le conoce como barra de carga  $P_{gi}$  y  $Q_{gi}$  son cero y la potencia real  $P_{di}$  y la reactiva  $Q_{di}$  que son tomadas del sistema por la carga. Por lo general solo se llega a conocer



la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia propuesto que para nuestro caso es considerado el 0.95. Normalmente a una barra de carga también se le llama barra P-Q.

2. Barras de voltaje controlado: Es aquella barra en la que la magnitud del voltaje se mantiene constante. En las barras en las que se tiene un generador conectado como en nuestro caso puede ser la S.E Coapa, Iztapalapa o Santa Cruz, se puede controlar la generación de megawatts y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por ende, para este tipo de barras se puede especificar apropiadamente  $P_{gi}$  y  $|V_i|$ . La potencia reactiva del generador del generador  $Q_{gi}$  que se requiere para mantener el voltaje programado  $|V_i|$  no se puede conocer por anticipado y por tanto  $\Delta Q_i$  no puede ser definida. Por lo tanto, en una barra con generación el ángulo del voltaje  $\delta_i$  es la cantidad desconocida por ser determinada.
3. Barra de compensación: El ángulo de voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra. El angulo particular que se le asigne a al voltaje de barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-angulo determinan los valores calculados de  $P_i$  y  $Q_i$ , la práctica común es seleccionar a  $\delta_i = 0^0$ . No se definen errores para la barra de compensación y así la magnitud de voltaje  $|V_i|$  se especifica como la otra cantidad conocida junto con  $\delta_i = 0^0$ .

$$PL = \sum_{i=1}^N P_i = \sum_{i=1}^N P_{gi} - \sum_{i=1}^N P_{di} \dots\dots\dots(9)$$



De la ecuación anterior podemos mencionar que  $P_L$  representa las pérdidas totales  $I^2R$  para las líneas y transformadores de la red. Las corrientes individuales se podrán calcular hasta que se tengan los valores de magnitud y ángulo del voltaje en cada barra del sistema. Esto quiere decir que  $P_L$  es desconocida y no es posible especificar previamente todas las cantidades en las sumatorias de la ecuación anterior, debido a lo anterior siempre se deberá considerar la barra con generador de compensación para que así la diferencia entre los megavars totales suministrados por los generadores en las barras y los megavars recibidos por las cargas están dados por:

$$\sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \dots\dots\dots(10)$$

Esta ecuación satisface sobre la base de una barra individual durante el desarrollo de la solución del problema de flujos de potencia.

Debido a que los cálculos de flujo de potencia se emplean técnicas iterativas se utilizan los procedimientos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson por lo que a continuación se muestra una tabla con el resumen la cual nos hace mención de que los flujos de potencia consisten en determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujos de potencia que se basan en las especificaciones de los datos de entrada. Si hay  $N_g$  barras de voltaje controlado (sin contar la barra de compensación) en el sistema de  $N$  barras, habrá  $(2N - N_g - 2)$  ecuaciones por resolver para las  $(2N - N_g - 2)$  variables de estado,



se conoce el estado completo del sistema, ya con esto se podrán determinar todas las demás variables.

*Tabla 3 Iteraciones para solución de flujos de potencia.*

Tipo de barra	No. de barras	Cantidades especificadas	No. de ecuaciones disponible	No. de variables de estado $\delta_i,  V_i $
Compensación: $i = 1$ Voltaje controlado	1	$\delta_1,  V_1 $	0	0
( $i = 2, \dots, N_g + 1$ ) Carga	$N_g$	$P_i,  V_i $	$N_g$ Ⓣ	$N_g$
( $i = N_g + 2, \dots, N$ )	$N - N_g - 1$	$P_i, Q_i$	$2(N - N_g - 1)$ Ⓢ	$2(N - N_g - 1)$
Totales	$N$	$2N$	$2N - N_g - 2$	$2N - N_g - 2$

El método de Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares hasta que las diferencias en los voltajes de la barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  en todas las barras caen dentro de los límites especificados.

### 2.8.1.- El método de Gauss-Seidel

La necesidad de obtener una solución para el flujo de potencia en un sistema eléctrico se debe a las diferencias en el tipo de datos que se especifican para las diferentes clases de barras. Aunque la formulación de ecuaciones suficientes que igualen el número de variables de estado desconocidas no es difícil, la solución por



medio de Gauss-Seidel consiste en realizar iteraciones asignando valores estimados a los voltajes de barra desconocidos y calcular nuevos valores para cada voltaje de barra, a partir de los estimados en las otras barras y de las potencias real y reactiva especificadas. Este proceso iterativo se repetirá hasta que los cambios en cada barra sean menores que un valor mínimo especificado.

### **2.8.2.- Flujo de potencia activa:**

Un transductor de potencia presentará un valor positivo y un medidor de energía activa presentará un valor creciente en el tiempo, cuando el flujo de potencia activa es coincidente con la dirección de referencia (consumidora).

En cambio, si el flujo de potencia es opuesto, la potencia será negativa, y el medidor de energía estará presentando valores decrecientes en el tiempo, o se bloqueará o bien si es bidireccional el contador de energía negativa se incrementará.

### **2.8.3.- Flujo de potencia reactiva:**

La dirección de referencia del flujo de potencia reactiva es equivalente al de activa, o sea, desde la generación hacia la carga. La potencia en este sentido corresponde a reactiva inductiva, presentando sobre los medidores de energía reactiva indicaciones crecientes en el tiempo y en los de potencia reactiva valores positivos.

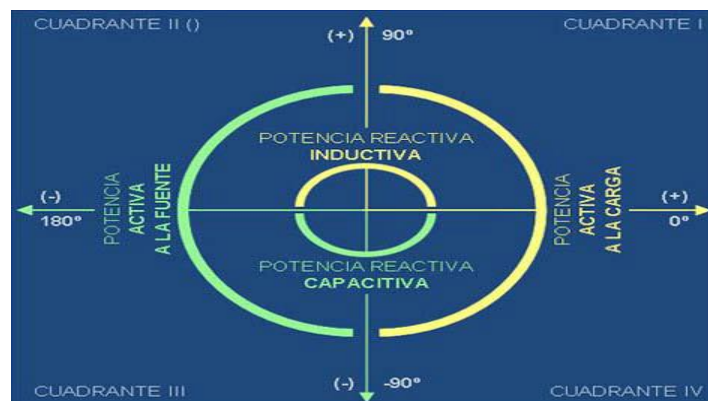


Sin embargo, si el flujo de potencia es opuesto al de referencia, se lo conoce como reactiva capacitiva, es decir, que los bancos de capacitores están entregando flujo de potencia reactiva hacia la red o hacia la fuente.

#### **2.8.4.- Flujo de potencia aparente:**

La potencia aparente es de naturaleza compleja, conocida generalmente por su módulo. Sin embargo, es un fasor de potencia, compuesto principalmente por la potencia activa, por la potencia reactiva en forma ortogonal (perpendicular).

Por definición la potencia aparente consiste en el producto de fasores de la tensión y corriente conjugada. Esta última se presenta así para corresponder a los signos de dirección de referencia.



*Figura 6 Cuadrante de potencia inductiva y capacitiva.*



## **2.9.- Caída de tensión**

La caída de tensión eléctrica se define como la diferencia de potencial que existe entre los dos extremos de una línea eléctrica. En un conductor la caída de tensión se mide en volts y existe en función de la longitud y de la resistencia del medio de conducción eléctrica. A mayor distancia de la fuente de voltaje y mayor resistencia del conductor eléctrico existe una mayor caída de tensión.

En un sistema eléctrico de distribución es una de las problemáticas más comunes en una red de distribución y tiene efectos negativos considerables como pérdidas económicas importantes, paros de producción y daños parciales y totales de equipo y maquinaria.

Se puede calcular el valor como un porcentaje de la tensión nominal que alimenta la línea eléctrica. Una caída de tensión de 1,380 volts representa el 10% de caída de tensión en una línea eléctrica trifásica de 13,800 volts.

Las causas más frecuentes que provocan la caída de tensión son una distancia considerable de conexión desde el transformador eléctrico de alimentación más cercano, y el arranque de maquinaria industrial, bombas y motores que provocan una gran demanda de consumo eléctrico.

Una tensión permanentemente baja respecto al valor nominal ocasiona además del desgaste a los equipos eléctricos, pérdidas técnicas en el conductor, que se disipa en forma de calor. Esta condición da origen a un círculo vicioso, dado que a mayor temperatura, el cable pierde conductividad y eleva su resistencia al paso de la corriente.

$$\text{Perdidas por efecto Joule} = I^2 * R \dots\dots\dots(11)$$

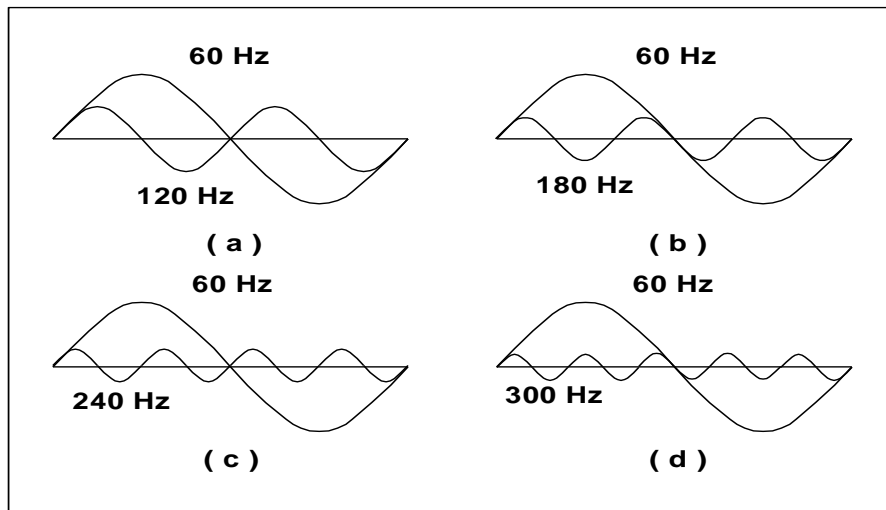
40



### 2.10.- Armónicas

Las armónicas son señales cuya frecuencia es un entero, múltiplo de la frecuencia principal o fundamental.

Las armónicas se expresan en términos de su orden, es decir, las armónicas de orden segunda, tercera y cuarta tienen frecuencias de 120, 180 y 240 Hz respectivamente.



*Figura 7 Onda senoidal y sus armónicas.*

En sistemas de potencia de 60 Hz, una onda armónica es una senoide que tiene una frecuencia expresada por:

$$F_h = h \times 60 \text{ [Hz]} \dots\dots\dots(12)$$

Donde:



$F_h$  – Es la frecuencia de armónica (en Hz).

$h$  - Es un entero y representa el orden de la armónica.

La magnitud de la armónica, en por unidad, es igual a:

$$I_h = \frac{I_1}{h} \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

$I_h$  – Magnitud de la corriente armónica (en pu).

$I_1$  – Magnitud de la corriente fundamental (en pu).

$h$  – Orden de la armónica.

En la medida en que se incrementa el orden de la armónica, su magnitud y frecuencia disminuyen; por ello, las armónicas de orden inferior tienen mayor repercusión en el sistema de potencia.

Generalmente, la medición de armónicas se realiza en las ondas de corriente en el lado de la carga o usuario y en la onda de voltaje en el lado de la red.

La presencia de armónicas en el sistema eléctrico se puede detectar a través de los efectos que producen, por ejemplo:

- Fusibles fundidos en los bancos de capacitores.
- Transformadores y motores eléctricos que se sobrecalientan sin razón aparente.



- Operación incorrecta de protecciones.

## **2.11.- Componentes simétricas y secuencia armónica**

Los sistemas trifásicos regularmente son analizados utilizando el método de componentes simétricas para simplificar su análisis. El sistema trifásico, representado por tres fasores, se sustituye por la suma de tres sistemas de fasores simétricos: un sistema de secuencia positiva, un sistema de secuencia negativa y un sistema de secuencia cero.

El sistema de secuencia positiva es un sistema trifásico equilibrado representado por tres fasores de igual módulo, con un ángulo de defasamiento de  $120^\circ$  entre ellos y con una secuencia de fase a-b-c ( $0^\circ$ ,  $-120^\circ$ ,  $120^\circ$ ). El sistema de secuencia negativa tiene las mismas características que el anterior pero con una fase de rotación inversa a-c-b ( $0^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $-120^\circ$ ). El sistema de secuencia cero se representa por tres fasores de igual módulo y en fase ( $0^\circ$ ,  $0^\circ$ ,  $0^\circ$ ).

En un sistema trifásico balanceado, la componente de secuencia armónica puede determinarse multiplicando el orden de la armónica por la secuencia de fase positiva. Por ejemplo, para la tercera armónica,  $h=3$ , se tiene  $3 \times (0^\circ, -120^\circ, 120^\circ)$ , resultando una armónica de secuencia cero ( $0^\circ, 0^\circ, 0^\circ$ ), conocida también como armónica triple.

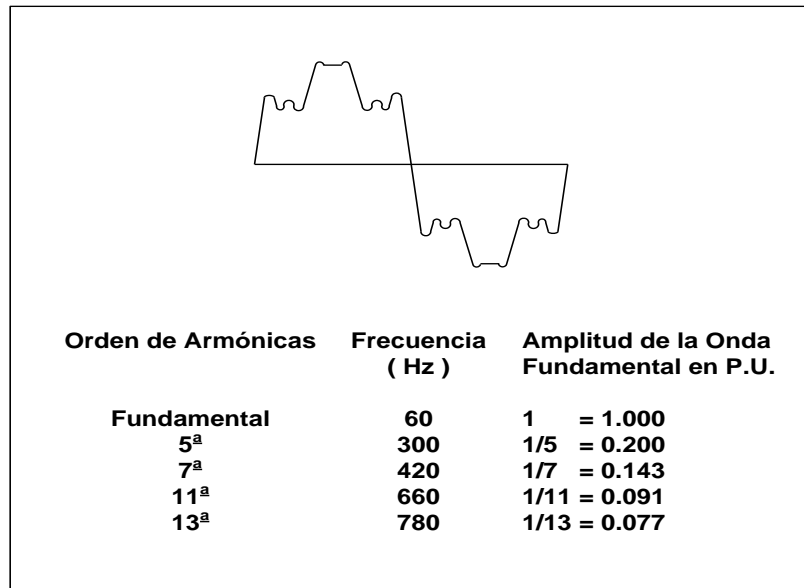
Existe un patrón que relaciona las armónicas con su respectiva secuencia, donde únicamente se presentan armónicas impares, ya que en un sistema eléctrico no se



generan armónicas de números pares. La tabla muestra la secuencia dominante correspondiente a cada armónica.

*Tabla 4 Secuencia dominante correspondiente a cada armónica.*

<b>Secuencia de fase</b>	<b>Positiva</b>	<b>Negativa</b>	<b>Cero</b>
<b>Orden de la armónica</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>9</b>
	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>15</b>



*Figura 8 Contenido armónico de una onda distorsionada.*

### **3.- Análisis, proceso y ejecución de Flujo cero y Swicheos en la red de Distribución.**

#### **3.1.- Introducción.**

En el presente estudio se realizó la selección del circuito con base en las altas pérdidas de energía y con un alta demanda que a su vez pertenezca a una



subestación ya saturada, esto ya que al impactar en el swicheo o flujo cero del circuito obtendremos resultados no solamente de reducción de pérdidas técnicas sobre el mismo, sino que impactamos directamente sobre el banco de la subestación que alimenta para lo que tenemos que ser plenamente conscientes de los movimientos de carga que realicemos puesto que dentro de esta división de distribución tenemos alimentadores con accesorios para 400 A. lo que nos lleva a considerar hasta el más mínimo detalle para que ya sea tanto al estudio de flujo cero como en su ejecución debemos considerar todos estos factores inclusive es necesario considerar el cuadro de maniobras para el restablecimiento ante una contingencia.

En la parte operativa de acuerdo a las consideraciones mencionadas en la especificación de redes aéreas nos hace mención que para condiciones de emergencia, el conductor se puede operar hasta el 75 % de su capacidad. En el caso de que se tenga un punto de enlace entre circuitos, se debe considerar equipos de operación de apertura de carga. Eléctricamente se calcula el calibre en función de la carga por alimentar y la distancia de la fuente a la carga. Empleando como mínimo 1/0 ACSR, 3/0 AAC.

Para el caso de electrificación en colonias o fraccionamientos urbanos, las caídas de voltaje de la línea de media tensión desde el punto de conexión al punto extremo o crítico de esa electrificación, no debe exceder el 1%.

De acuerdo con los lineamientos del código de red. La reserva operativa deberá ser la suma de la reserva rodante más la reserva no rodante. La reserva operativa



deberá asegurar que la confiabilidad del SEN no se vea comprometida ante la ocurrencia sencilla más severa.

Para poder llevar a cabo los estudios de flujo cero y Swicheo se tendrá de manera inicial que considerar un circuito en la red de distribución el cual tenga altas pérdidas.

### **3.2.- SynerGEE**

El SynerGEE es un paquete de programas desarrollado por Germanischer Lloyd (GL), diseñado para ayudar en la simulación, análisis, planificación de alimentadores, subestaciones y redes de distribución. El programa está basado en una programación orientada a objetos que consiste en un modelado altamente detallado de dispositivos eléctricos tales como líneas, transformadores, cargas, capacitores, etc.; provee una interfaz gráfica de fácil uso diseñada para hacer el modelado y la digitalización de una forma conveniente y sencilla, utilizando formas de “drag-and-drop” (arrastre y suelte). El SynerGEE permite crear modelos de manera rápida que reflejen de forma precisa el sistema de distribución actual .

SynerGEE es capaz de modelar en los siguientes tres tipos diferentes de sistemas:

- Radiales
- Anillados
- Mallados



### **3.2.1.- Modelado en SynerGEE**

La herramienta del SynerGEE nos permite en gran manera realizar simulaciones de la red eléctrica de media tensión, previo dibujo de las instalaciones de los circuitos de media y baja tensión, con sus atributos (tipo de conductor, calibre, impedancia, distancia, etc.) logrando identificar los segmentos, secciones de líneas en los cuales se tienen problemáticas específicas como lo son las pérdidas técnicas. Es muy similar al programa FeederAll de la empresa ABB, pero este posee aspectos más operativos tales como el estudio del corto circuito en un punto específico, corridas de flujos eléctricos, instalación de bancos de capacitores, entre otros.

SynerGEE trabaja principalmente con dos archivos para analizar el comportamiento de un sistema eléctrico de distribución:

- **Modelo:** Archivo donde se encuentra la información geográfica y eléctrica de los elementos modelados en el programa. La información eléctrica se refiere a los ajustes, distancias que tiene cada elemento eléctrico.
- **Warehouse (o Almacén):** Contiene las características eléctricas primitivas de cada elemento eléctrico que después se alterarán mediante los ajustes que se programan en el Modelo.

### **3.2.2.- Análisis que se pueden efectuar en SynerGEE**

Los análisis que se pueden realizar en el sistema SynerGEE son los siguientes:



- Análisis de flujos radiales balanceados: Provee soluciones exactas para los voltajes de nodos y las cargas de los alimentadores, utilizando un algoritmo de flujos de potencia de C.A. Los resultados son presentados en forma tabular o de gráficas de perfiles de voltaje, corriente, reactivos, etc.
- Análisis de flujos radiales desbalanceados: Provee soluciones exactas para los voltajes de nodos y las cargas de los alimentadores, utilizando un algoritmo de flujos de potencia de C.A. Los resultados son presentados en forma tabular o de gráficas de perfiles de voltaje, corriente, reactivos, etc.
- Análisis de circuitos con anillos: Cuenta con un algoritmo de flujos de carga con un equivalente monofásico, para simular el análisis de circuitos con ramales monofásicos.
- Aplicación óptima de capacitores: Aplica la optimización en la localización y dimensionamiento (capacidad del banco) de capacitores, para minimizar los costos totales; satisfaciendo las restricciones.
- Arranque de motores: Calcula el abatimiento del voltaje y los requerimientos de corriente derivados del arranque de motores trifásicos grandes (de 10 a 10 000 H.P.), incluyendo el efecto de los capacitores de arranque.
- Optimización de la configuración de la red: Permite el análisis de los circuitos en forma mallada, para encontrar la configuración óptima de la red; conforme al criterio seleccionado para reducción de pérdidas, mejora de la confiabilidad o mejora de los voltajes.



- Análisis de corto circuito: Determina las corrientes simétricas de falla, para fallas: trifásica, de línea a tierra, de línea a línea y de 2 líneas a tierra.
- Verificación de la coordinación de protecciones: Verifica la coordinación de los equipos de protección de los circuitos. Las presentaciones gráficas dan las características de tiempo/corriente para los relevadores, fusibles y restauradores.

### **3.3.- Proceso para selección de circuito y análisis.**

Para este caso se tomará el circuito IZT-530C0 el cuál presenta 333 KW de pérdidas y proviene de la subestación eléctrica de 230/23 kV con tres bancos de 60 MVA , prosiguiendo con el estudio observamos que su demanda máxima oscila en los 11MW y los horarios son de 20:00 a 22:00 horas por lo cual podemos anticipar que corresponde a un circuito de uso doméstico o residencial. Esta información nos es útil al momento de llevar acabo el análisis ya que podemos realizar el swicheo con algún otro circuito que su demanda máxima no corresponda con estos horarios y así balancear las cargas sin llegar a tener un horario punta tan marcado cuidado el factor de carga.

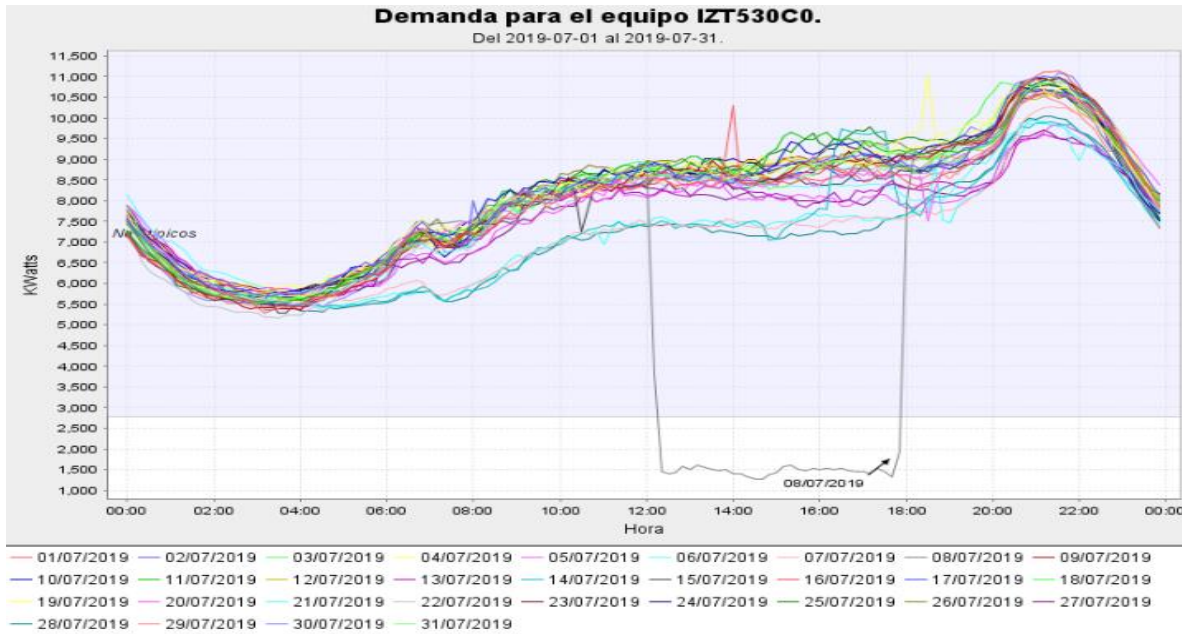


Figura 9 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito IZT-530C0 mostrando sus horarios en demanda máxima. <sup>10</sup>

Posteriormente procedemos a verificar los circuitos con los que se tiene enlace y procedemos a verificar sus pérdidas y demandas. Para este caso contamos principalmente con cuatro circuitos, quedando de la siguiente manera.

Tabla 5 Datos básicos de circuitos a estudiar.

Actualmente					
SUBESTACIÓN	BANCO	CIRCUITO	DEMANDA MW	USUARIOS SIAD	PERDIDAS kW
Iztapalapa	T03	IZT-53090	7	10266	67
	T03	IZT-530C0	11	16402	333
Santa Cruz	T06	CRU-53050	7.99	12726	93
Zaragoza	T01	ZAR-53025	4	8021	39
TOTAL					532

[1] <sup>10</sup> SYNERGEE CFE. Modelado, digitalización y edición de elementos en SynerGEE, Uso Ejecutivo.

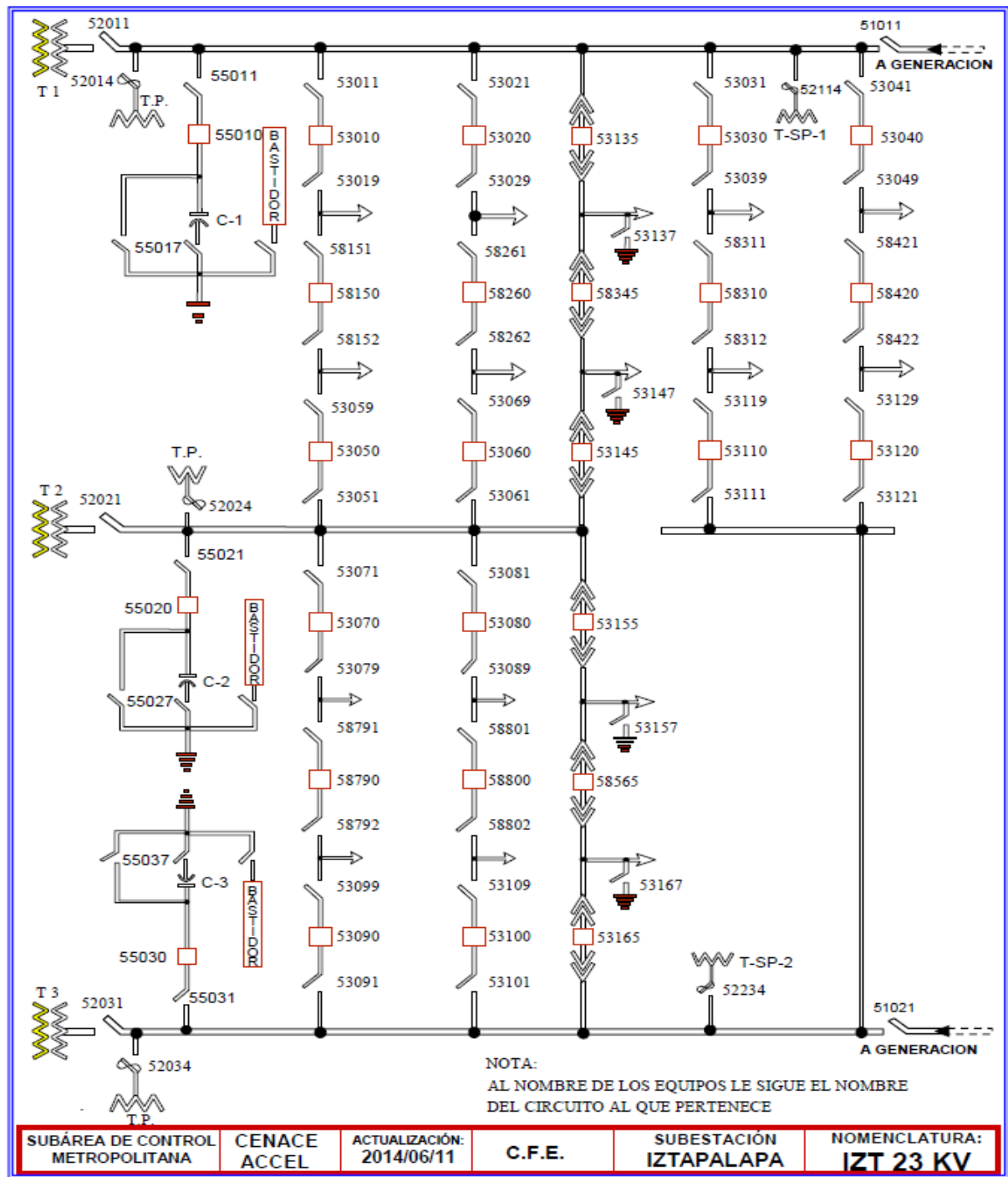


Figura 10 Diagrama unifilar 23 kV S.E Iztapalapa (IZT). Arreglo de interruptor y medio.



**Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.**

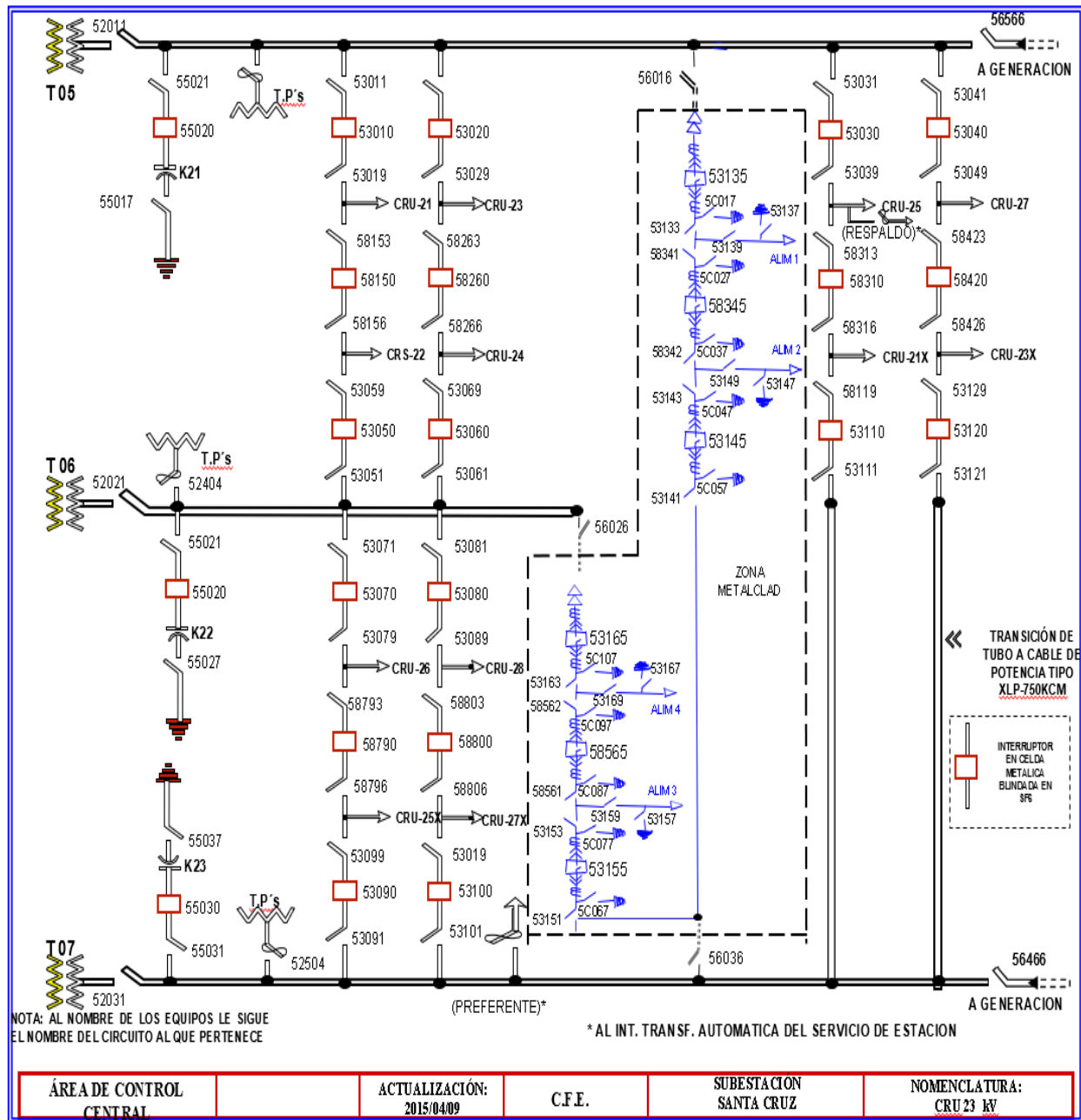


Figura 11 Diagrama unifilar 23 kV S.E Santa Cruz (CRU). Arreglo de interruptor y medio.

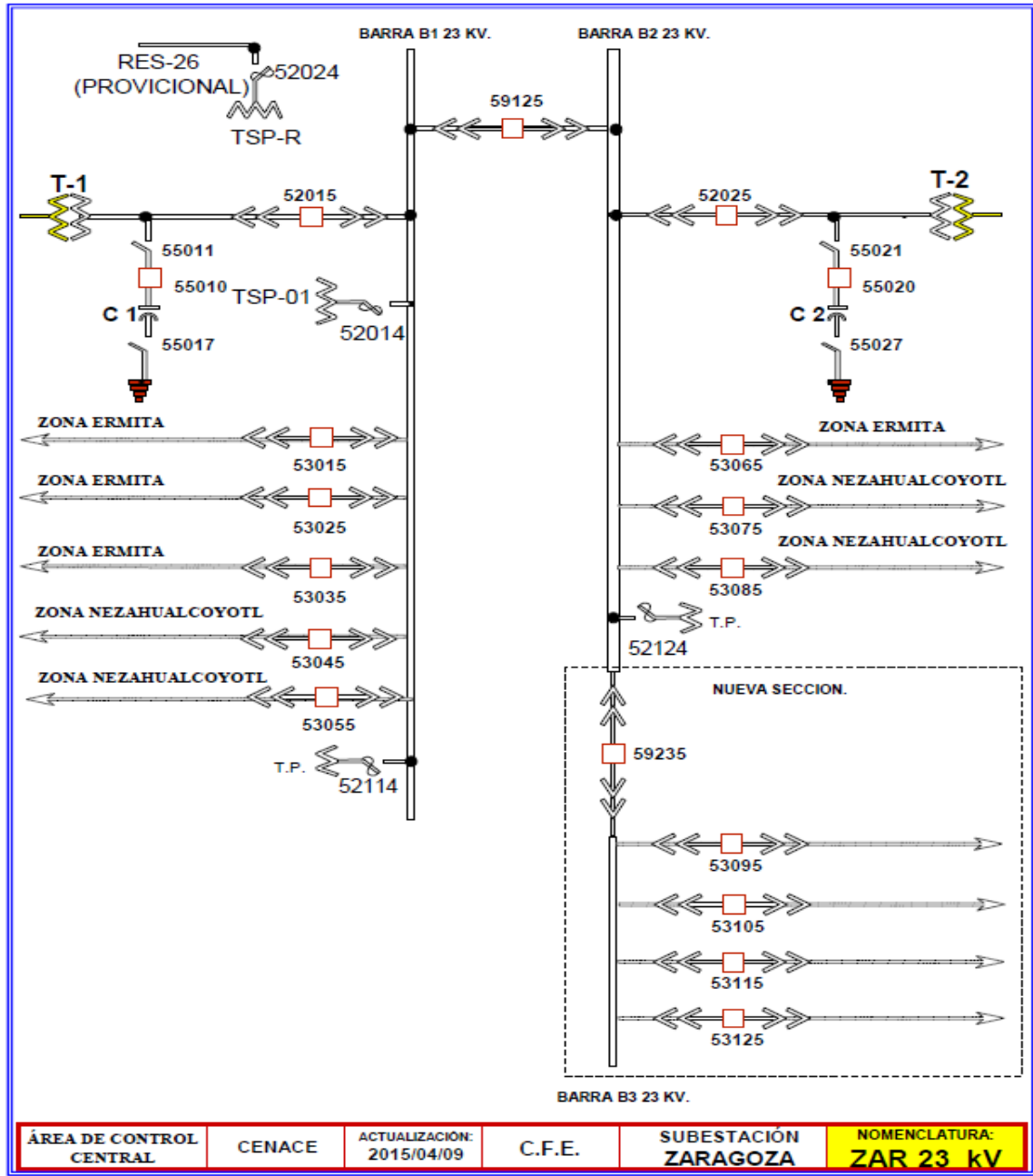


Figura 12 Diagrama unifilar 23 kV S.E Zaragoza (ZAR). Arreglo de amarre de barras.



**Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.**

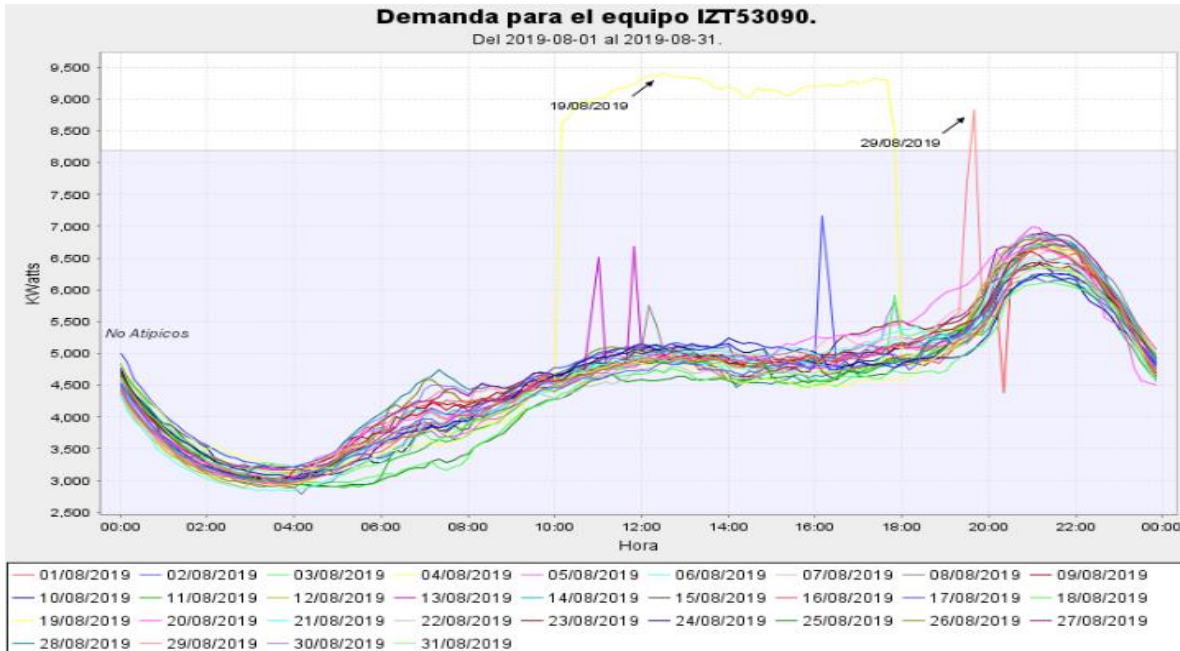


Figura 13 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito IZT-53090 mostrando sus horarios en demanda máxima.

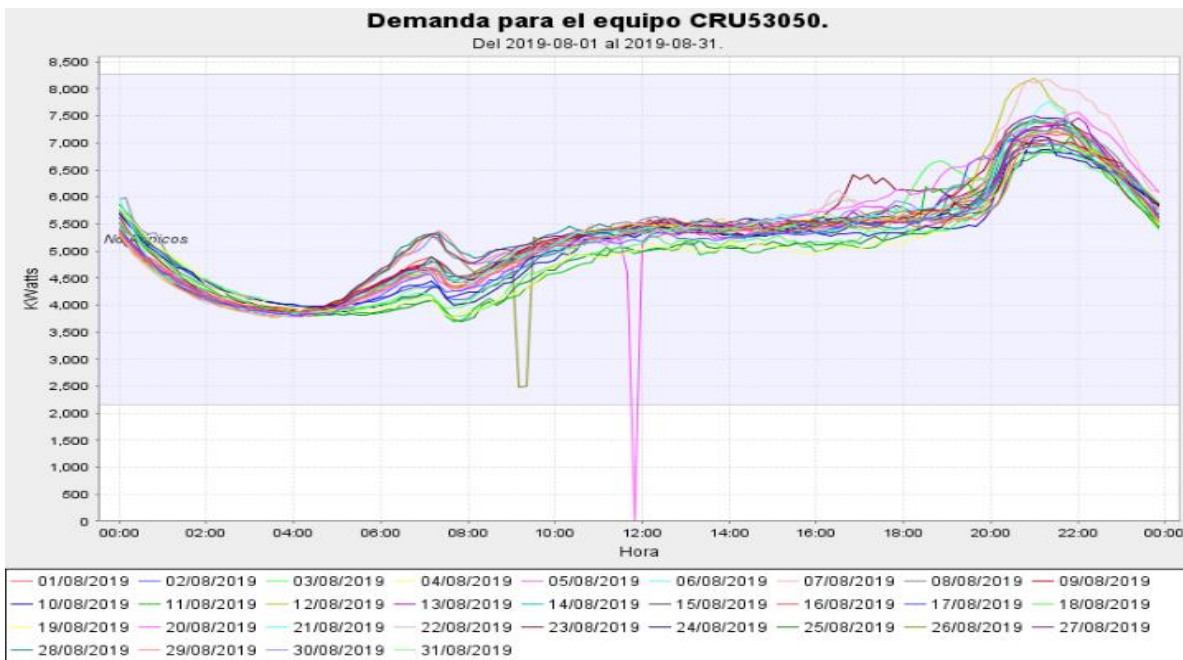


Figura 14 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito CRU-53050 mostrando sus horarios en demanda máxima.

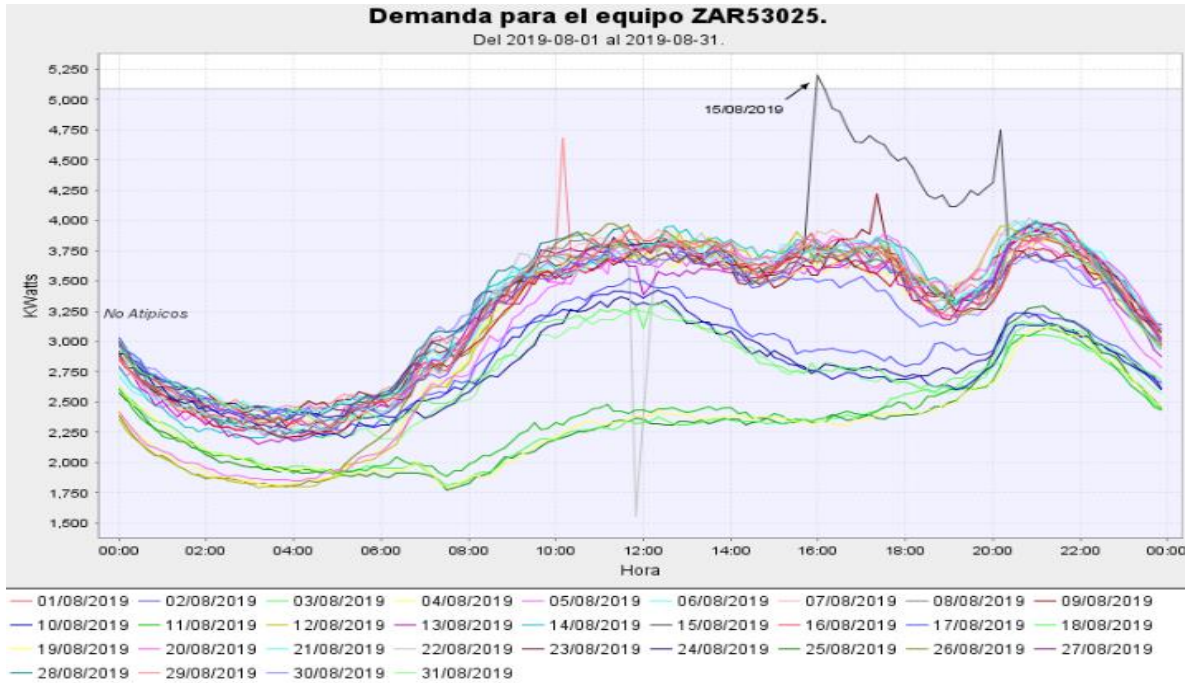


Figura 15 Gráfica de la demanda diaria en un periodo mensual para el circuito ZAR-53025 mostrando sus horarios en demanda máxima.

Posteriormente ya con estos valores obtenidos donde podemos observar que la tendencia a la demanda máxima es la misma a reserva del ZAR-53025 por lo que tenemos que cuidar las transferencias que se realizarán puesto si se realiza una transferencia inadecuada podremos elevar la demanda en las horas pico provocándonos mayor cantidad de pérdidas técnicas en la red.

Procedemos a realizar el modelaje de la condición actual de los circuitos en el programa SynerGEE Electric<sup>11</sup> el cual es un sistema aprobado institucional.

<sup>11</sup> SYNERGEE CFE. Modelado, digitalización y edición de elementos, uso Ejecutivo. Fecha de consulta noviembre 2018.

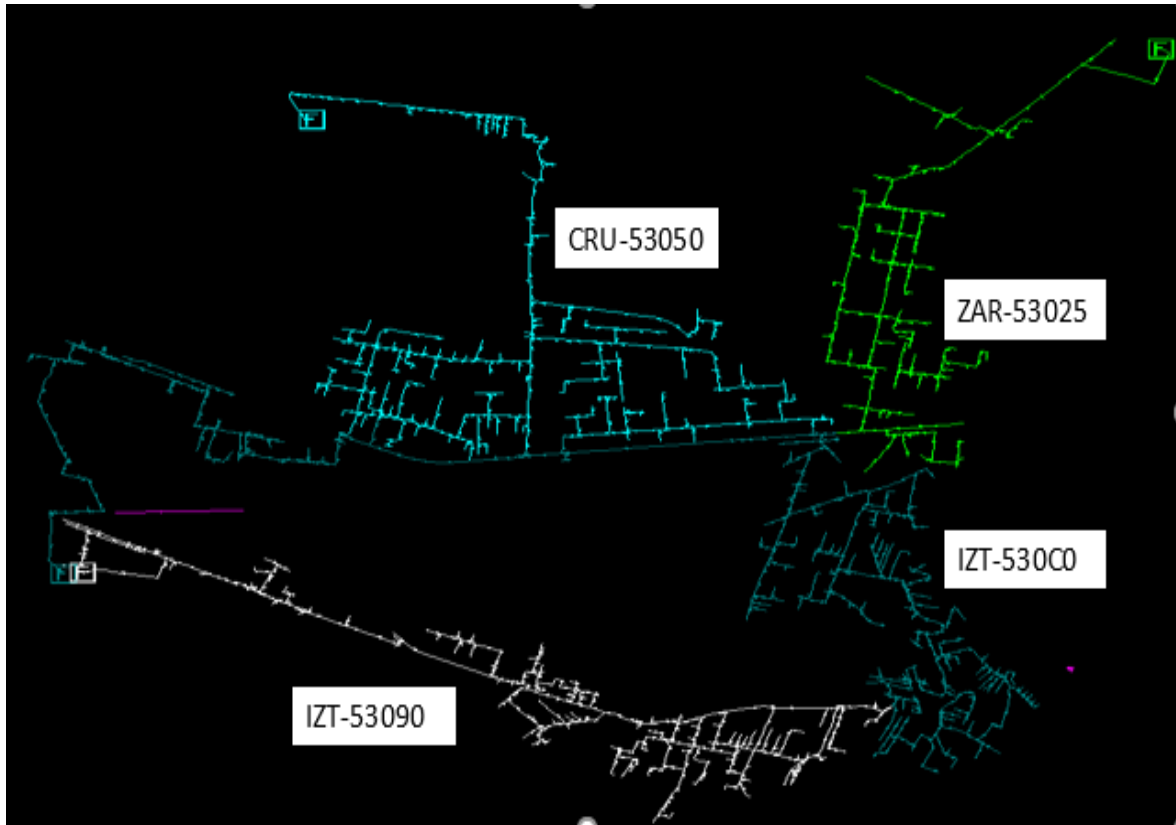


Figura 16 Circuitos plasmados en el programa SynerGEE eléctrico.

Tabla 6 Circuitos plasmados en el programa SynerGEE eléctrico y sus respectivos valores.

Feeder Summary																		
Source Id	Demand				Amps				Volts		Connected		Load		Loss		Generation	
	kW	kvar	kVA	pf	Avg	%	% lmb	Neut	Avg	% lmb	c.Cust	c.kVA	kW	kvar	kW	%	Tot %	PV %
Feeders for SANTA CRUZ																		
CRU53050 CRU22	7995	1623	8158	98	205	---	0.13	1	120.00	0.00	4791	12125	7902	2173	93	1.16	0.0	0.0
Feeders for IZTAPALAPA																		
IZT53090 IZT25X	7705	1564	7862	98	197	---	0.00	0	120.00	0.00	4435	11843	7638	1545	67	0.87	0.0	0.0
IZT530C0 IZT23X	12104	3528	12607	96	317	---	0.02	0	120.00	0.00	9008	22520	11770	3744	333	2.75	0.0	0.0
IZTAPALAPA Totals	19809	5092	20453	97	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	13443	34363	19408	5289	401	2.02	0.0	0.0
Feeders for ZARAGOZA																		
ZAR53025 ZAR-53025	5690	811	5748	99	144	---	0.04	0	120.00	0.00	2849	8300	5651	1416	39	0.68	0.0	0.0

Ya con esta información procedemos a revisar el calibre de conductor e impacto en los bancos de la subestación. Con esto realizamos mediante el sistema la búsqueda



de la mejor opción para la reducción de pérdidas técnicas, que operativamente mejore las demandas en los circuitos y no desbalance los bancos en las subestaciones.

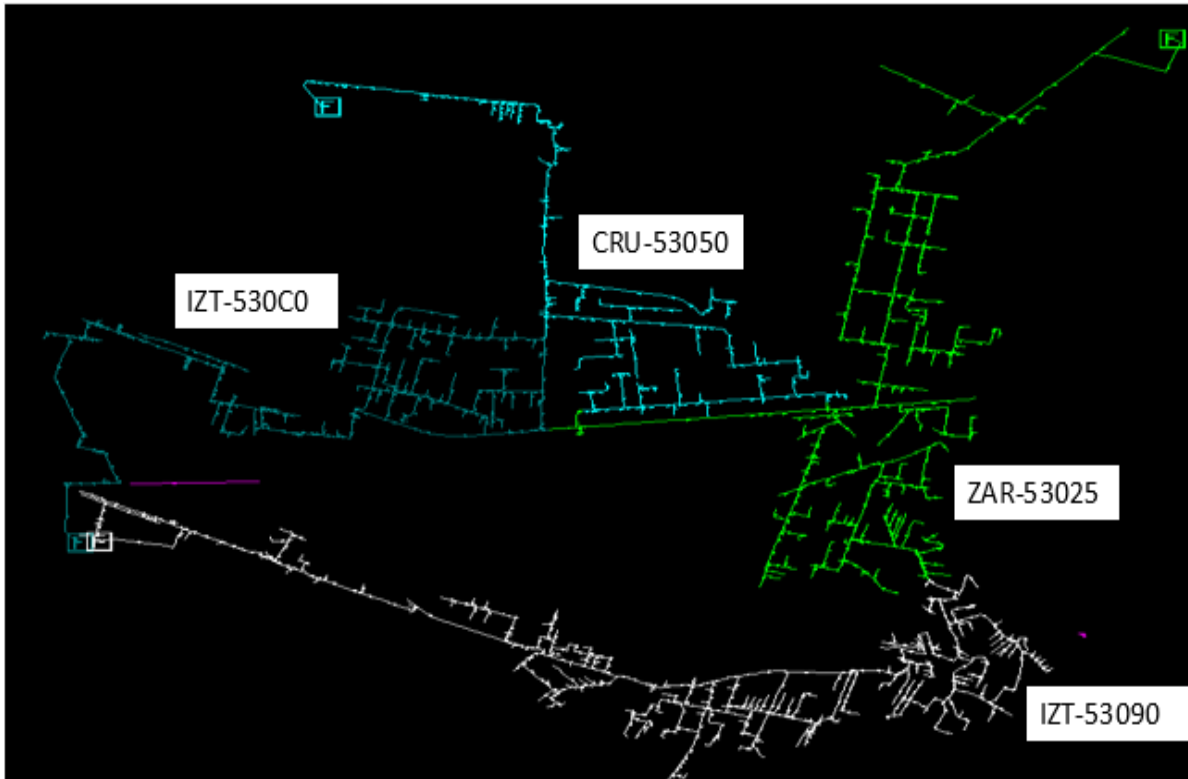


Figura 17 Topología de la red realizando el estudio.

Tabla 7 Resultado de la red realizando el estudio.

Source Id	Demand				Amps				Volts		Connected		Load		Loss		Generation	
	kW	kvar	kVA	pf	Avg	%	% lmb	Neut	Avg	% lmb	c.Cust	c.kVA	kW	kvar	kW	%	Tot %	PV %
Feeder for SANTA CRUZ																		
CRU53050 CRU22	4611	651	4657	99	117	---	0.30	1	120.00	0.00	2736	6988	4577	1258	34	0.75	0.0	0.0
Feeder for IZTAPALAPA																		
IZT53090 IZT25X	7705	1563	7862	98	197	---	0.05	1	120.00	0.00	6217	16298	7608	1546	97	1.26	0.0	0.0
IZT530C0 IZT23X	<b>12103</b>	<b>3530</b>	<b>12607</b>	<b>96</b>	<b>317</b>	---	0.02	0	<b>120.00</b>	<b>6.00</b>	5316	13290	11904	3313	199	1.64	0.0	0.0
IZTAPALAPA Totals	19808	5093	20452	97	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	11533	29588	19512	4860	296	1.49	0.0	0.0
Feeder for ZARAGOZA																		
ZAR53025 ZAR-53025	5690	811	5748	99	144	---	0.09	0	120.00	0.00	6814	18213	5638	2019	53	0.92	0.0	0.0



Con esta configuración podemos observar que algunos circuitos incrementan considerablemente el cambio en sus trayectorias por lo cual deben ser considerados los equipos EPROSEC tele controlados en la red para corroborar que sea factible poner en servicio los automatismos pudiendo ser (voltaje tiempo o UCM).

Con el estudio modelado podemos observar que los circuitos quedan de la siguiente manera:

*Tabla 8 Resultado de la ejecución del flujo cero se reducen de forma significativa las pérdidas técnicas de energía.*

Posteriormente					
SUBESTACIÓN	BANCO	CIRCUITO	DEMANDA MW	USUARIOS SIAD	PERDIDAS kW
Iztapalapa	T03	IZT-53090	10.69	17631	97
	T03	IZT-530C0	6.54	9553	199
Santa Cruz	T06	CRU-53050	4.97	6686	34
Zaragoza	T01	ZAR-53025	11.08	13545	53
TOTAL					383

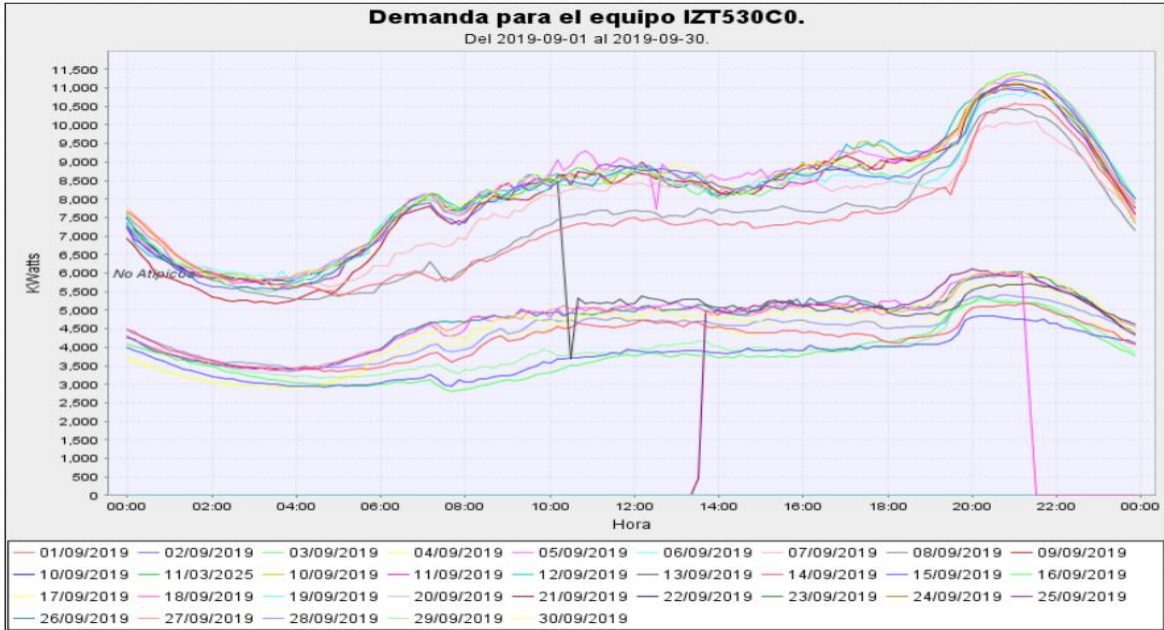
Con los resultados anteriores podemos analizar la reducción de pérdidas técnicas considerablemente. Operativamente impacta de manera positiva puesto que se incrementa la flexibilidad en la red.

### **3.3.1.- Cambio en las demandas posterior a la ejecución**

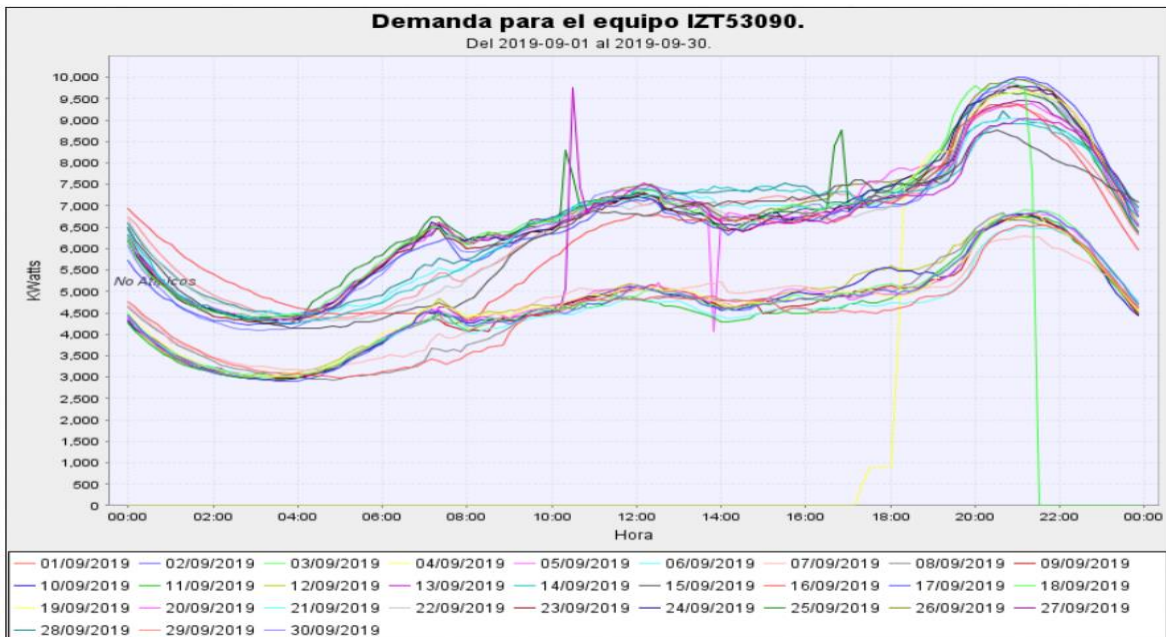
En las siguientes graficas se puede observar de forma el comportamiento que se tiene posterior a la ejecución de flujo cero en los circuitos involucrados donde se



aprecia que el factor de carga y las demandas coincidentes se mantienen mas sin en cambio las demandas se balancean en referencia a su condición inicial.



*Figura 18 Comportamiento de la demanda máxima.*



*Figura 19 Comportamiento de aumento en la demanda*



**Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.**

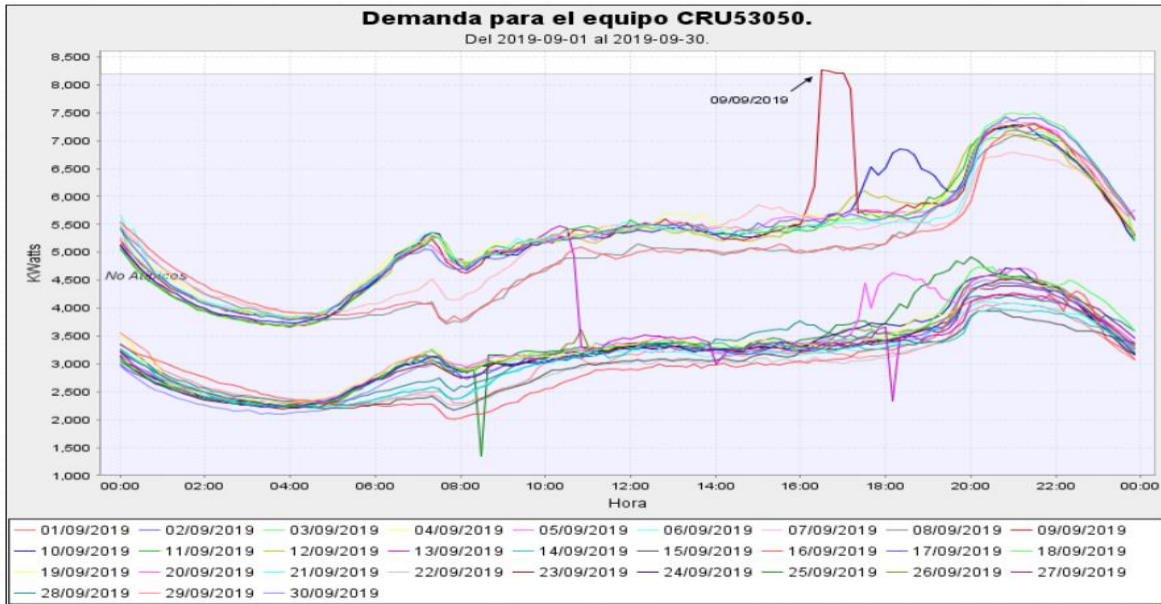


Figura 20 Comportamiento de la demanda máxima (este circuito sirve como enlace para respaldo en caso de disparo de banco de la S.E Iztapalapa).

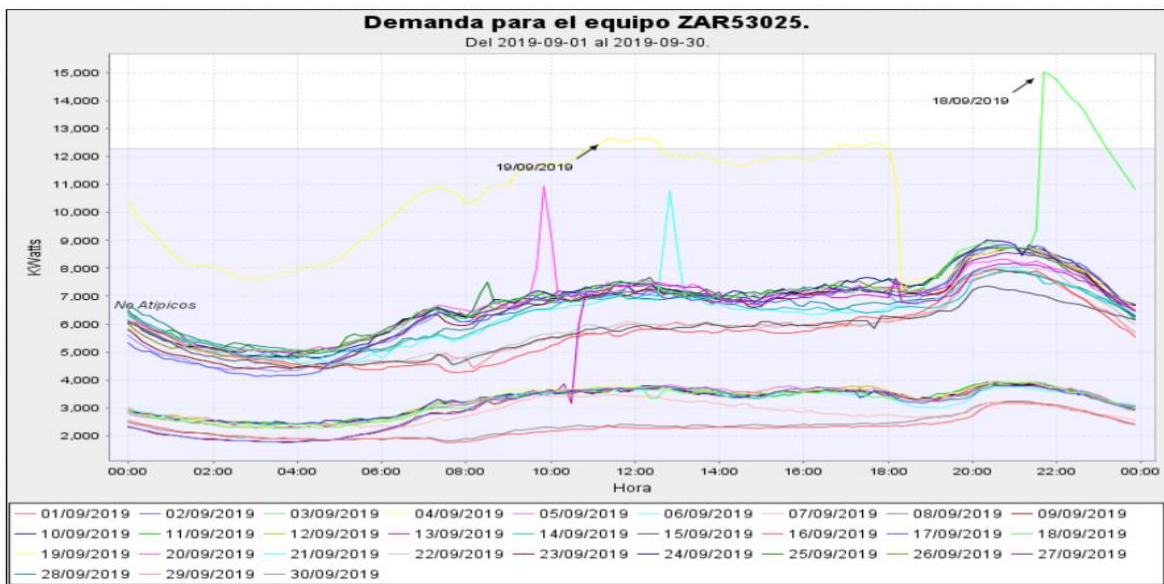


Figura 21 Aumento de la demanda con el factor de carga lineal durante las 24 horas.



*Tabla 9 Optimización de bancos de potencia en Subestaciones Eléctricas afectadas por Flujo cero en la red de media tensión.*

SUBESTACION	kV	BCO1	BCO2	BCO3	SIN PROYECTO		CON PROYECTO		BENEFICIO (kWh)
					DESBALANCE (%)	(kWh)	DESBALANCE (%)	CON PROYECTO (kWh)	
SANTA CRUZ	230	18.7	30.7	29	28	1727712.90	5	1723158.67	4554.23
IZTAPALAPA	230	52.2	46.9	43	9	3071880.22	1	3068009.12	3871.09
ZARAGOZA	230	26	42	0	24	1373913.17	0	1367642.86	6270.32

En la tabla anterior se muestra el beneficio en dado caso que se llevarán acabo los proyectos para el balanceo de bancos de potencia en las tres subestaciones donde se ejecutarán los circuitos de flujo cero.

### **3.4.- Simulación de flujo cero en Líneas de alta tensión**

Se genera una simulación para reducción de pérdidas técnicas para líneas de alta tensión que conectan las subestaciones Agua Viva (AGV), Paso de Cortes (PDC), Poniente (PON).





*Tabla 10 Valores actuales líneas*

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, FEB 07 2020    7:45  
 DEMANDA MAXIMA, 05 DICIEMBRE 2018 18:25:01, SIN 38,050 MW,,,  
 3039, 'NVT-CEV1 ', 11.0000,2, 3, 31, 397,0.98586, -4

\*\*\*\*\* SUMMARY FOR THE SUBSYSTEM SPECIFIED BY \*\*\*\*\*

OWNERS:  
 127 VOLCANES

\*\*\*\*\*

34 BUSES	0 PLANTS	0 MACHINES	13 FIXED SHUNTS	0 SWITCHED SHUNTS
17 LOADS	32 BRANCHES	19 TRANSFORMERS	0 DC LINES	0 FACTS DEVICES
				0 GNE DEVICES

	X-----	ACTUAL	-----X	X-----	NOMINAL	-----X
		KW	KVAR		KW	KVAR
FROM GENERATION		0.0	0.0		0.0	0.0
TO CONSTANT POWER LOAD	359785.2		24226.3	359785.2		24226.3
TO CONSTANT CURRENT	0.0		0.0	0.0		0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE	0.0		0.0	0.0		0.0
TO BUS SHUNT	0.0		-108754.2	0.0		-110700.0
TO FACTS DEVICE SHUNT	0.0		0.0	0.0		0.0
TO GNE BUS DEVICES	0.0		0.0	0.0		0.0
TO LINE SHUNT	0.0		0.0	0.0		0.0
FROM LINE CHARGING	0.0		56559.5	0.0		53428.6

VOLTAGE	X-----	LOSSES	-----X	X--	LINE SHUNTS	--X	CHARGING
LEVEL BRANCHES		KW	KVAR		KW	KVAR	KVAR
230.0	4	532.83	3582.33		0.0	0.0	54402.8
85.0	12	1004.72	22798.39		0.0	0.0	2156.8
23.0	15	545.85	41810.27		0.0	0.0	0.0
13.8	1	0.00	1.52		0.0	0.0	0.0
TOTAL	32	2083.40	68192.50		0.0	0.0	56559.5



**Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.**

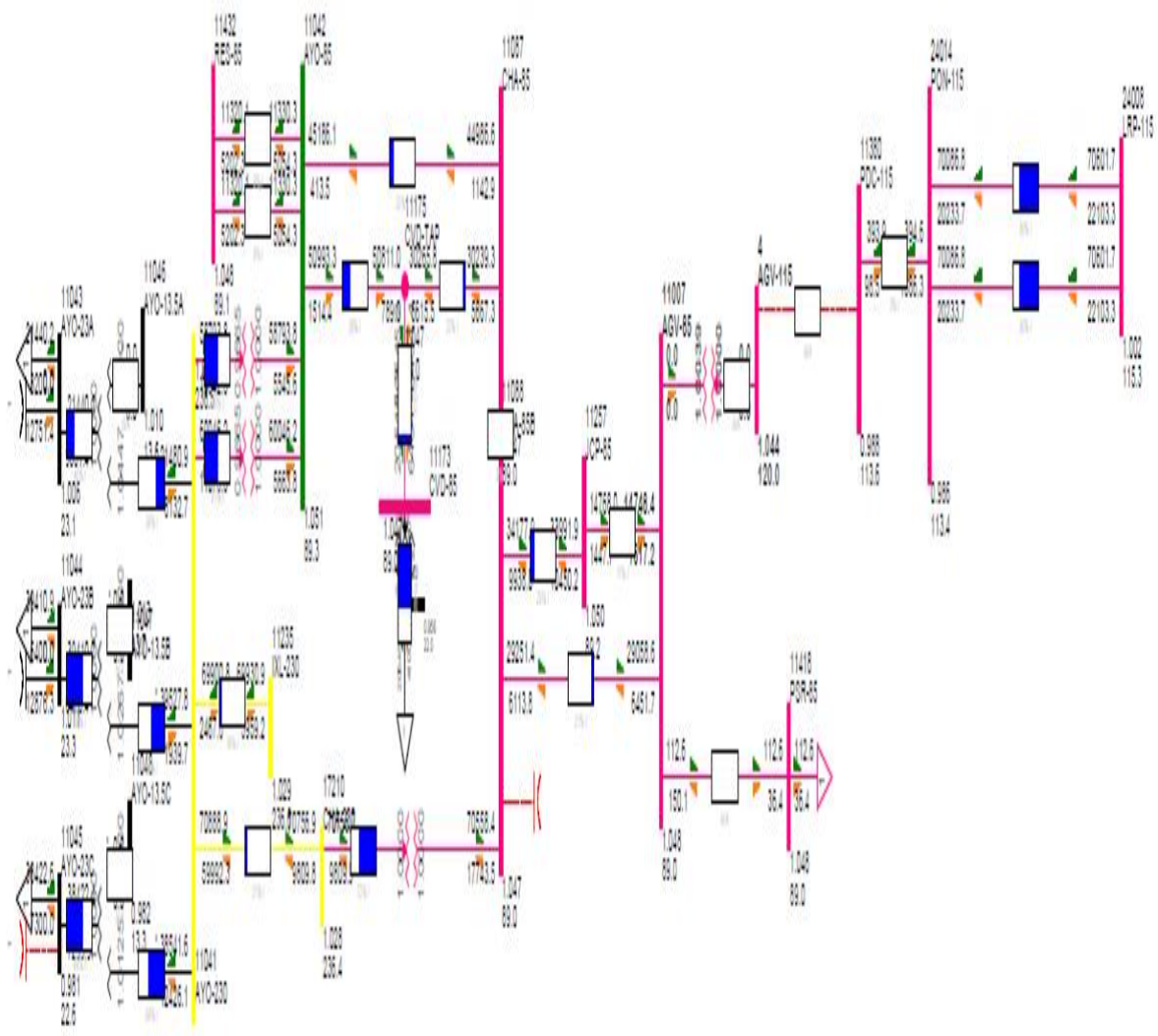


Figura 23 Muestra el caso 1 con Flujos de potencia en su caso estable donde no se presentan condiciones de sobre carga en las líneas



Tabla 11 Muestra los valores del caso 1

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, FEB 07 2020 15:32  
 DEMANDA MAXIMA, 05 DICIEMBRE 2018 18:25:01, SIN 38,050 MW,,,  
 3039, 'NVT-CEV1 ', 11.0000,2, 3, 31, 397,0.98586, -4

\*\*\*\*\* SUMMARY FOR THE SUBSYSTEM SPECIFIED BY \*\*\*\*\*

OWNERS:  
 127 VOLCANES

\*\*\*\*\*

35 BUSES	0 PLANTS	0 MACHINES	13 FIXED SHUNTS	0 SWITCHED SHUNTS
17 LOADS	33 BRANCHES	20 TRANSFORMERS	0 DC LINES	0 FACTS DEVICES
				0 GNE DEVICES

	X-----	ACTUAL	-----X	X-----	NOMINAL	-----X
		KW	KVAR		KW	KVAR
FROM GENERATION		0.0	0.0		0.0	0.0
TO CONSTANT POWER LOAD		359785.2	24226.3		359785.2	24226.3
TO CONSTANT CURRENT		0.0	0.0		0.0	0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE		0.0	0.0		0.0	0.0
TO BUS SHUNT		0.0	-108755.0		0.0	-110700.0
TO FACTS DEVICE SHUNT		0.0	0.0		0.0	0.0
TO GNE BUS DEVICES		0.0	0.0		0.0	0.0
TO LINE SHUNT		0.0	0.0		0.0	0.0
FROM LINE CHARGING		0.0	56559.9		0.0	53428.6

VOLTAGE	X-----	LOSSES	-----X	X--	LINE SHUNTS	--X	CHARGING
LEVEL	BRANCHES	KW	KVAR		KW	KVAR	KVAR
230.0	4	532.82	3582.29		0.0	0.0	54403.1
115.0	1	0.00	0.00		0.0	0.0	0.0
85.0	12	1004.71	22798.09		0.0	0.0	2156.8
23.0	15	545.85	41809.71		0.0	0.0	0.0
13.8	1	0.00	1.52		0.0	0.0	0.0
TOTAL	33	<b>2083.38</b>	68191.61		0.0	0.0	56559.9



**Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.**

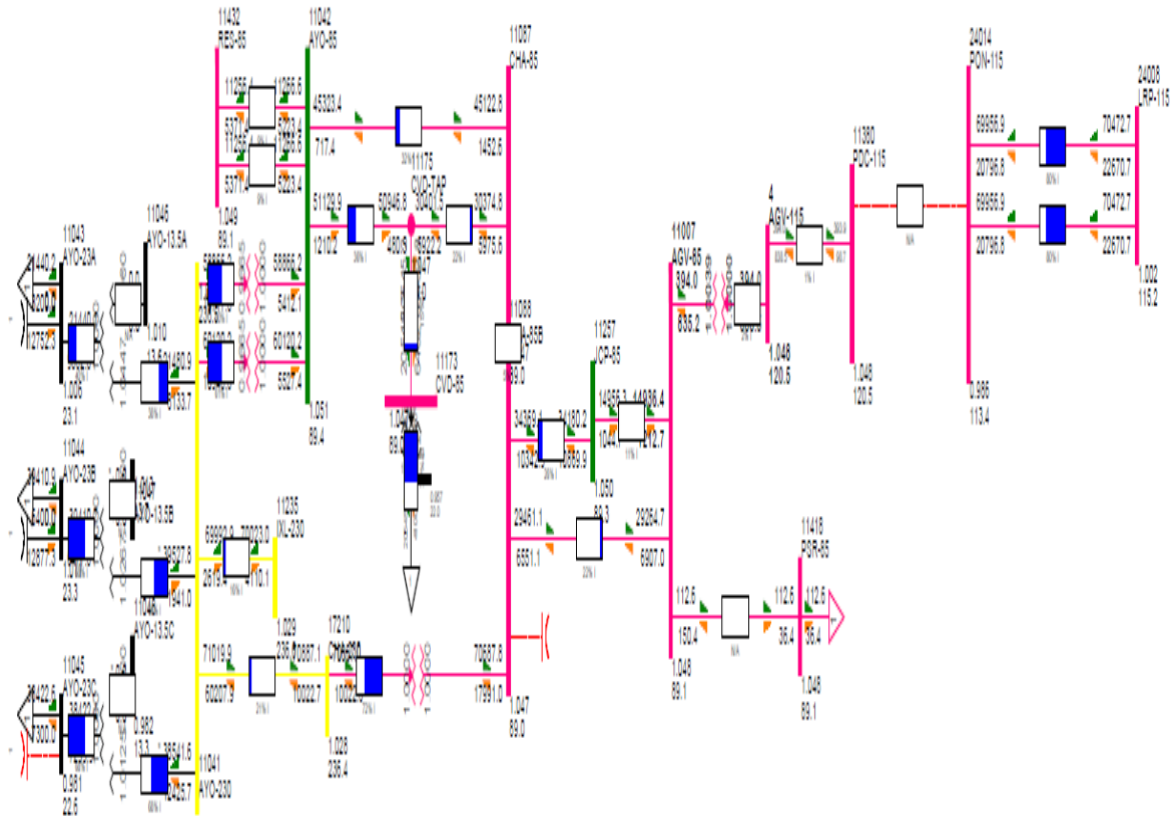


Figura 24 Caso 2: Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC desconectando PON.



***Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.***

*Tabla 12 Valores del Caso 2 Banco de 45 MVA en servicio con conexión PDC desconectando PON.*

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, FEB 07 2020 15:40
DEMANDA MAXIMA, 05 DICIEMBRE 2018 18:25:01, SIN 38,050 MW,,,
3039, 'NVT-CEV1 ', 11.0000,2, 3, 31, 397,0.98586, -4

***** SUMMARY FOR THE SUBSYSTEM SPECIFIED BY *****

OWNERS:
127 VOLCANES

*****

      35 BUSES      0 PLANTS      0 MACHINES      13 FIXED SHUNTS      0 SWITCHED SHUNTS
      17 LOADS      34 BRANCHES    20 TRANSFORMERS  0 DC LINES           0 FACTS DEVICES
                                           0 GNE DEVICES

                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                        KW          KVAR          KW          KVAR
FROM GENERATION                0.0          0.0          0.0          0.0
TO CONSTANT POWER LOAD    359785.2    24226.3    359785.2    24226.3
TO CONSTANT CURRENT                0.0          0.0          0.0          0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE     0.0          0.0          0.0          0.0
TO BUS SHUNT                0.0    -108805.8    0.0    -110700.0
TO FACTS DEVICE SHUNT       0.0          0.0          0.0          0.0
TO GNE BUS DEVICES         0.0          0.0          0.0          0.0
TO LINE SHUNT               0.0          0.0          0.0          0.0
FROM LINE CHARGING          0.0     57306.0    0.0     54102.5

VOLTAGE      X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES      KW          KVAR          KW          KVAR          KVAR
230.0         4      534.29    3589.65         0.0          0.0     54406.9
115.0         2         0.06         3.56         0.0          0.0       740.1
 85.0        12     1014.86   22897.46         0.0          0.0     2159.1
 23.0        15      545.82   41789.80         0.0          0.0         0.0
 13.8         1         0.00         1.35         0.0          0.0         0.0
TOTAL        34     2095.04   68281.82         0.0          0.0     57306.0
  
```

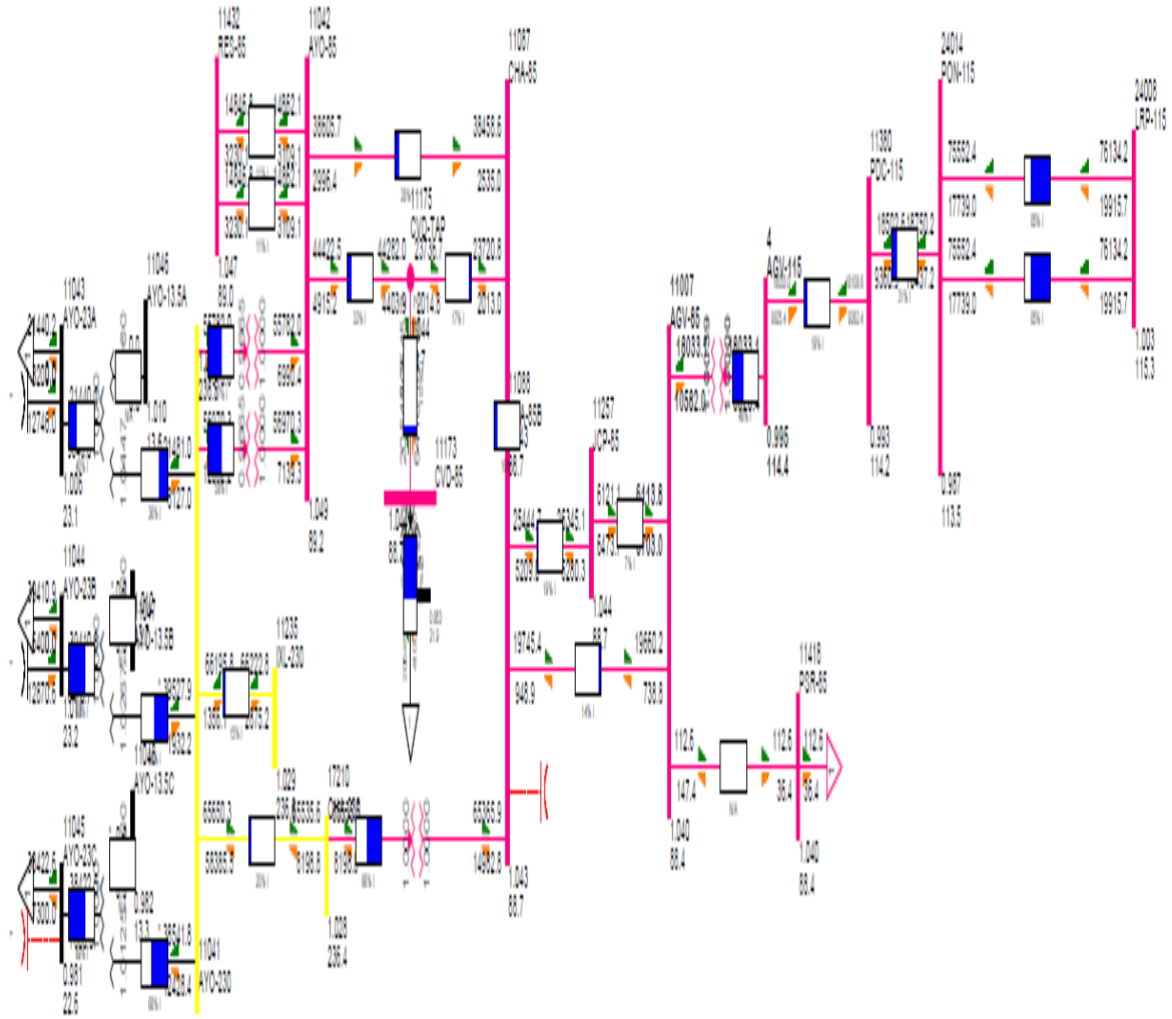


Figura 25 Caso 3: Banco de 45 MVA en servición con conexión PDC-PON.



*Tabla 13 Muestra los valores del Caso 3: Banco de 45 MVA en servición con conexión PDC-PON.*

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E      FRI, FEB 07 2020  15:35
DEMANDA MAXIMA, 05 DICIEMBRE 2018 18:25:01, SIN 38,050 MW,,,
3039,'NVT-CEV1  ', 11.0000,2,  3, 31, 397,0.98586, -4

***** SUMMARY FOR THE SUBSYSTEM SPECIFIED BY *****

OWNERS:
127 VOLCANES

*****

35 BUSES      0 PLANTS      0 MACHINES      13 FIXED SHUNTS      0 SWITCHED SHUNTS
17 LOADS      34 BRANCHES    20 TRANSFORMERS  0 DC LINES           0 FACTS DEVICES
                                           0 GNE DEVICES

                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
                KW          KVAR          KW          KVAR
FROM GENERATION                0.0          0.0          0.0          0.0
TO CONSTANT POWER LOAD      359785.2      24226.3      359785.2      24226.3
TO CONSTANT CURRENT          0.0          0.0          0.0          0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE      0.0          0.0          0.0          0.0
TO BUS SHUNT                 0.0      -108324.4      0.0      -110700.0
TO FACTS DEVICE SHUNT       0.0          0.0          0.0          0.0
TO GNE BUS DEVICES          0.0          0.0          0.0          0.0
TO LINE SHUNT                0.0          0.0          0.0          0.0
FROM LINE CHARGING           0.0      57186.5          0.0      54102.5

VOLTAGE      X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES      KW          KVAR          KW          KVAR          KVAR
230.0         4      488.97      3337.54      0.0          0.0      54384.2
115.0         2       75.58      1985.24      0.0          0.0       665.7
 85.0        12      665.27      19082.70     0.0          0.0      2136.6
 23.0        15      546.03      41983.70     0.0          0.0         0.0
 13.8         1         0.00         1.51      0.0          0.0         0.0
TOTAL         34      1775.85      66390.69     0.0          0.0      57186.5
  
```

Después de los análisis efectuados se pueden realizar el siguiente resumen en el cuál podemos ver los tres casos y el porcentaje de variación respecto al nivel de tensión, en cuanto a reducción de pérdidas técnicas la mejor opción es el caso 3 en el cuál vemos una reducción significativa.



*Tabla 14 Porcentaje de variaciones de tensión en bus lado baja para los tres casos.*

Bus 85 kV	Caso Base		Caso 1. Banco 45 MVA en operación		Caso 2. Banco 45 MVA en servicio conexión PDC desconectando PON		Caso 3: Banco 45 MVA en servicio conexión PDC - PON	
	Estado Estable							
	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación
AYOTLA	89.3	+5.1	89.3	+5.1	89.4	+5.1	89.2	+4.9
CHALCO	89.0	+4.7	89.0	+4.7	89.0	+4.7	88.7	+4.3
JUCHITEPEC	89.2	+5.0	89.2	+5.0	89.3	+5.0	88.7	+4.3
AGUA VIVA	89.0	+4.8	89.0	+4.8	89.1	+4.8	88.4	+4.0
PAPELERA SAN RAFAEL	89.0	+4.8	89.0	+4.8	89.1	+4.8	88.4	+4.0

*Tabla 15 Porcentaje de variaciones de tensión en bus lado alta para los tres casos.*

Bus 115 kV	Caso Base		Caso 1. Banco 45 MVA en operación		Caso 2. Banco 45 MVA en servicio conexión PDC desconectando PON		Caso 3: Banco 45 MVA en servicio conexión PDC - PON	
	Estado Estable							
	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación	Tensión (kV)	% de Variación
AGUA VIVA	-	-	120	4.4	120.5	4.8	114.4	-0.5
PASO DE CORTÉS	113.6	-1.2	113.6	-1.2	120.5	4.8	114.2	-0.7
PONIENTE	113.4	-1.4	113.4	-1.4	113.4	-1.4	113.5	-1.3



Tabla 16 Porcentaje de variaciones de pérdidas para los tres casos.

Caso Base	Caso 1. Banco 45 MVA en operación	% de Variación	Caso 2. Banco 45 MVA en servicio conexión PDC desconectand o PON	% de Variación	Caso 3: Banco 45 MVA en servicio conexión PDC - PON	% de Variación
Pérdidas kW						
2 083.40	2 083.38	-0.001	2 095.04	5.6	1 775.85	-14.76%

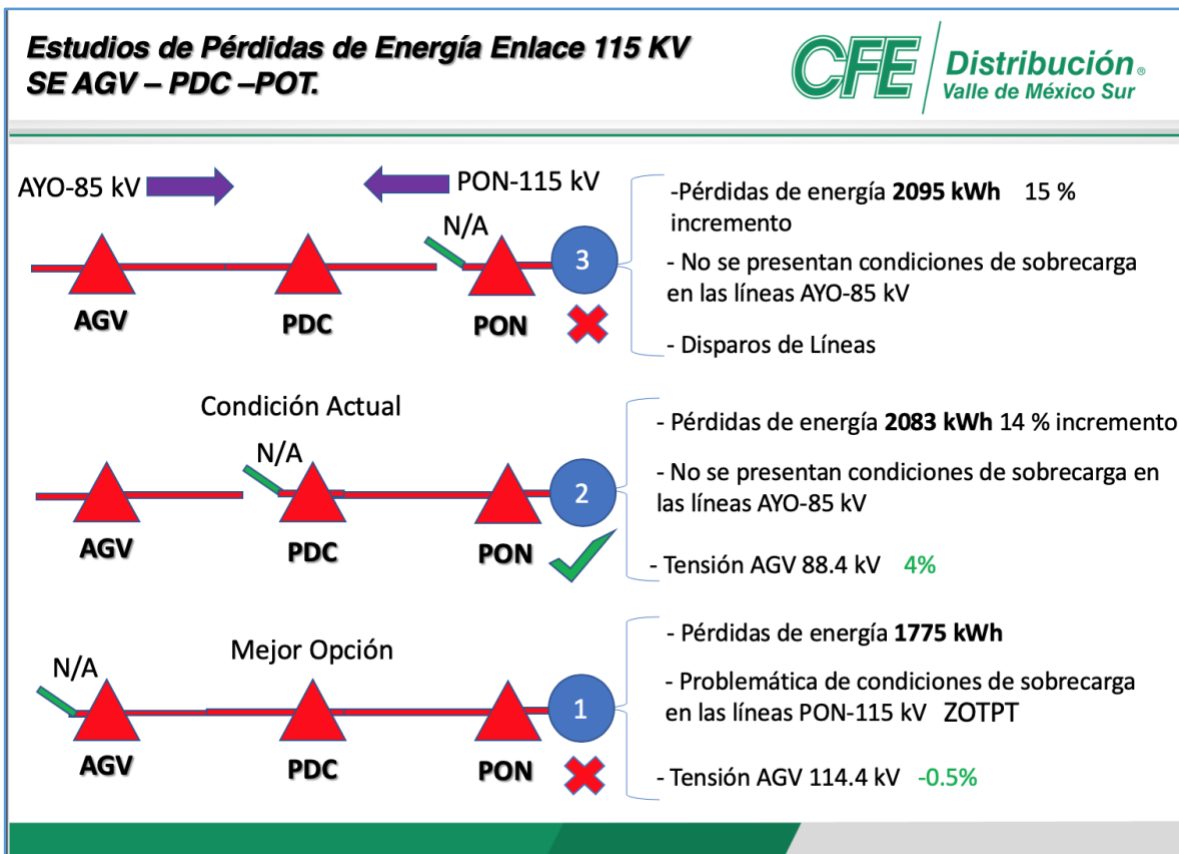


Figura 26 Resultados de estudios de pérdidas de energía en líneas de alta tensión.



#### **4.- Conclusiones.**

Con base en lo anterior los resultados de llevar a cabo un análisis de flujo cero con la inversión de equipamiento y maniobras o switcheo nos aportan un gran beneficio en la reducción de pérdidas técnicas al poner en equilibrio la carga y usuarios de los circuitos de media tensión asimismo en la parte operativa nos permite actuar en forma confiable, segura y oportuna ante cualquier eventualidad o contingencia que llegará a presentarse en las Redes Generales de Distribución (RGD) logrando con ella la rentabilidad de la empresa y la satisfacción de los clientes.

Respecto a la simulación de la línea de alta tensión se puede concluir lo siguiente:

De acuerdo al estudio se observa que la opción más viable en cuanto a voltaje y pérdidas es el Caso 3: Banco 45 MVA en servicio conexión PDC - PON, mejorando el voltaje en los buses y obteniendo una reducción de pérdidas de 14.76%. Además, al interconectar el sistema se incrementa la confiabilidad del sistema.



## **IX. Referencias.**

- [1] BUAP (2010) Guía de Tesis, Benemérita Autonomía Universidad de Puebla, Filiberto Candia Garcia.
- [2] Willis, H. L., Power Distribution Planning Reference Book, 2nd. Edition, Marcel Dekker, 2004. 1467 p.
- [3] Stevenson Jr. WDSJr, 1996, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Naucalpan Estado de México, Mc Graw Hill.
- [4] CFE (2017) Documento normativo Eprosec.
- [5] LIE-2015
- [6] Código de Red 2017.
- [7] CFE Normas de Construcción de Redes de Distribución 2013.
- [8] Normatividad CFE. Procedimiento para la determinación de Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico de Distribución. (PESED). Subdirección de Distribución.
- [9] SYNERGEE CFE. Modelado, digitalización y edición de elementos en SynerGEE, Uso Ejecutivo.
- [10] Normatividad CFE. Normas distribución – construcción – Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión – Comisión Federal de Electricidad (2005).
- [11] <http://10.18.3.207/reportePerdidas/repPerdidasNacionalCircuitos.jsp> fecha de consulta 10/10/2019.
- [12] <http://10.169.128.6/calidad/> Fecha de consulta: 10/10/2019.
- [13] Survalent WorldView, UCM VMS.
- [14] Plano Maestro Homologado Zona Ermita, Fecha de consulta: 10/10/2019.
- [15] Planeación de los sistemas de Distribución, CFE Distribución



[16] Manual EPROSEC, CFE Valle de México Sur 2018.