



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

José Heriberto Aparicio Mora.

Director de tesis:

M.C. Ismael Albino Padilla.

Codirector de tesis:

Dr. Wilfredo Ibarra Hernández.

Puebla, Pue.

Septiembre 2020



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

Oficio de autorización de tesis.



Acta resolutive de impresión de tesis.



Agradecimientos

Agradecimientos

A Dios: Por la protección en todo momento y por permitir vivir todos estos años en compañía de mis seres queridos.

A mi familia: Por su apoyo a lo largo de todos estos años y lecciones de vida que me enseñaron a mantenerme firme en mis objetivos.

A mis Amigos: Por su compañía a lo largo de toda esta fase de estudios, y compartir buenos momentos.

A mis asesores: Por su todo su apoyo incondicional y comprensión en el desarrollo de este trabajo.



Resumen

Se tienen actualmente operando en subestación Taxqueña interruptores con llegada en 85 kv y 230 kv, la parte de 85 kv se cuenta con cuatro transformadores de potencia, los cuales alimentan una gran cantidad de clientes residenciales, comerciales e industriales, de ahí la importancia de tener una red general de distribución con un alto índice de confiabilidad.

La subestación de Taxqueña de 85 kv, tiene una antigüedad superior a 37 años, lo cual lleva que algunos de sus transformadores de potencia empiecen a tener problemas en su confiabilidad, después de realizarle las pruebas programadas anualmente se detectó que los transformadores T1 y T4, presentan un incremento en la generación de gases de acuerdo con las últimas pruebas, lo cual demuestra un envejecimiento evidente de los transformadores.

En el presente trabajo se realiza una propuesta de retirar los bancos T1 y T4 de lado de 85 kv, y pasar los circuitos al lado de 230 kv, siendo esta de creación más reciente, e incrementar dos alimentadores más y su modernización, así como la modernización de la subestación Odón de Buen e incrementar cuatro alimentadores más, para aumentar la confiabilidad del sistema general de distribución que ven ambas subestaciones.

Se realizó mediante el análisis y simulaciones en Synergi Electric, la optimización de la red de distribución, cumpliendo con los parámetros correspondientes y optimizando la infraestructura eléctrica existente, dando como resultado el fortalecimiento de nuevas trayectorias y construcción de nueva red de distribución, lo que nos lleva a disminuir la infraestructura existente en la subestación y con ello tener un mejor aprovechamiento de los bancos de Taxqueña en 230 kv, llevando a la mejora en el servicio.



Abstract.

They are currently operating in substation Taxqueña switches with arrival in 85 kb and 230 kv, the part of 85 kv is equipped with four power transformers, which feed a large number of residential, commercial and industrial customers, hence the importance of having a general distribution network with a high reliability index.

The substation of Taxqueña of 85 kv, has an advanced antiquity 37 years, which takes that some of its transformers of power begin to have problems in its reliability, after carrying out the programmed tests annually it is detected that the transformers T1 and T4, have an increase in the generation of gases according to the latest tests, which shows a clear ageing of the transformers.

In the present work a proposal is made to remove the banks T1 and T4 of side of 85 kv, and to pass the circuits to the side of 230 kv, being this of more recent creation, and to increase two more feeders and their modernization, as well as the modernization of the Odón substation in Buen and increasing four more feeders, to increase the reliability of the general distribution system that you see in the substations.

It was carried out through analysis and simulations in Synergi Electric, the optimization of the distribution network, complying with the corresponding parameters and optimizing the existing electrical infrastructure, resulting in the strengthening of new trajectories and the construction of a new distribution network, which leads us to reduce the existing infrastructure in the substation and thereby make better use of the banks of Taxqueña by 230 kv, leading to improvement in service.



Índice general

Resumen	IV
Abstract.....	V
Introducción.....	IX
Capítulo I.....	10
Protocolo de Tesis.....	10
I.1. Justificación del problema.	10
I.2. Objetivos del estudio.	11
I.2.1. Objetivo General.....	11
I.2.2. Objetivos particulares.	11
I.3. Estado del Arte.	12
I.4. Alcance del proyecto.....	12
Capitulo II.....	14
Marco Histórico.	14
II.1. Sistema Eléctrico en México.....	14
II.2. Sistema Eléctrico en el Valle de México.	15
II.3. Sistema de Redes Generales de Distribución (RGD) en México.	17
II.4. Dinámica del Sistema Eléctrico de Potencia.....	20
Capitulo III	21
Marco Teórico.....	21
III.1. Introducción a las redes eléctricas de distribución.	21
III.2. Principales criterios para la planeación y Optimización del sistema general de distribución.	21
III.2.1. Objetivo de planeación de las Redes Generales de Distribución.	21
III.2.2. Planeación de Redes Generales de Distribución.	21
III.2.3. Planeación de corto plazo.	22
III.2.4. Optimización de las redes de distribución.....	23
III.2.5. Área de servicio de subestaciones y alimentadores.	23
III.2.6. Subestaciones de Distribución.	24
III.2.7. Topología del Sistema de Distribución.	25
III.2.8. Características generales de los circuitos de media tensión.....	29
III.2.9. Tipos de operación de los Sistemas de Alimentadores.....	30
III.2.10. Estados de un sistema general de distribución.....	30
III.2.11. Transiciones de estado de las redes generales de distribución.	32
III.2.12. Clasificación de cargas.	33
III.2.13. Características de las cargas en una red general de distribución.	34
III.2.14. Diseño del sistema de alimentadores.....	40



III.2.15. Limitación de las variables de diseño para los alimentadores.	41
III.2.16. Esquemas de alimentadores de media tensión.	43
III.2.17. Contingencia en circuitos de media tensión.	44
III.2.18. Conductores para líneas de distribución.	46
III.2.19. Perdidas técnicas en las redes generales de distribución.	47
III.2.20. Corto circuito en las redes generales de distribución.	50
Capítulo IV	52
Redes de Media Tensión	52
IV.1. Condiciones de la Red General de Distribución	53
IV.2. Condiciones de la Red General de Distribución Subestación Odón de Buen	53
IV.3. Condiciones de la Red General de Distribución Subestación Taxqueña	57
Capítulo V	66
Simulación de la red de Media tensión Actual y Propuesta	66
V.1. Synergi Electric.	66
V.1. Obtener una cartografía digital	66
V.2. Simulación y Resultados de Synergi Electric.	67
Conclusiones	81
Bibliografía	82
Glosario de términos	83

Índice de Figuras.

Ilustración 1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	14
Ilustración 2 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2018	15
Ilustración 3 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2018	16
Ilustración 4 Divisiones de distribución en el SEN.....	18
Ilustración 5 Ubicación Subestaciones División Valle de México Sur.....	19
Ilustración 6 La mayoría de la carga de una subestación o de un alimentador, se encuentra más allá de la mitad de la distancia del área que alimenta	24
Ilustración 7 Estado de operaciones de un sistema de distribución	31
Ilustración 8 Estado de operaciones de un sistema de distribución	32
Ilustración 9 Curva de carga típica	35
Ilustración 10 Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo	40
Ilustración 11 Esquemas de alimentadores Unitroncal y Multitroncal.....	43
Ilustración 12 Comportamiento de enlace de los esquemas unitroncal y multitroncal. Figura A Unitroncal y Figura B - Multitroncal.....	45
Ilustración 13 Ubicación de la Subestación Taxqueña y Odón de Buen	52
Ilustración 14 Condición Actual Synergi Electric.	54
Ilustración 15 Transformadores de Potencia con problemas de fuga de aceite, vida útil rebasada.	55
Ilustración 16 Condición actual Tableros y Relevadores.....	55



Ilustración 17 Diagrama Unifilar de la Subestación Odón de Buen.	56
Ilustración 18 Condición Actual Interruptores Subestación Odón de Buen.	56
Ilustración 19 Interruptor Media Tensión Subestación Taxqueña.....	58
Ilustración 20 Bahías 23 kv Subestación Taxqueña.....	60
Ilustración 21 Tableros y Relevadores Subestación Taxqueña	61
Ilustración 22 Diagrama Unifilar SE Taxqueña Arreglo de 85/23 Kv (sin proyecto).....	65
Ilustración 23 Diagrama Unifilar SE Taxqueña Arreglo de 230/23 kv (sin proyecto).....	65
Ilustración 24 Condición sin proyecto.....	67
Ilustración 25 Conductores Existentes sin Proyecto	69
Ilustración 26 Equipo Eléctrico Existente	70
Ilustración 27 Circuito Estudio Corto Circuito	71
Ilustración 28 Corto Circuito Monofásico (Zonas).....	72
Ilustración 29 Corto Circuito Trifásico (Zonas).....	73
Ilustración 30 Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kv	75
Ilustración 31 Subestación Taxqueña.....	78

Índice de Tablas.

Tabla 1 Infraestructura de líneas de transmisión de las RGD en el SEN, 2017-2018.	19
Tabla 2 Muestra de forma simplificada los datos necesarios para el análisis de cortocircuito.....	51
Tabla 3 Pronostico de la Demanda Odón de Buen	57
Tabla 4 Estadístico Bancos Subestación Odón de Buen.....	57
Tabla 5 Interruptores Subestación Taxqueña	59
Tabla 6 Estadístico de Bancos Subestación Taxqueña	61
Tabla 7 Informe de Análisis de Gases T 01 Taxqueña	62
Tabla 8 Informe de Análisis de Gases T 04 Taxqueña	63
Tabla 9 Pronostico de la Demanda Taxqueña	64
Tabla 10 Comportamiento de los Bancos sin proyecto.....	64
Tabla 11 Resultados de Simulación sin Proyecto.....	68
Tabla 12 Resultado de Flujos de potencia.....	72
Tabla 13 Corto Circuito Monofásico.....	72
Tabla 14 Corto Circuito Trifásico.....	73
Tabla 15 Corto circuito con proyecto.....	73
Tabla 16 Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kv.....	76
Tabla 17 Comportamiento de Bancos sin Proyecto	77
Tabla 18 Comportamiento de Bancos con Proyecto.....	77
Tabla 19 Pronostico de la Demanda.....	78
Tabla 20 Costo Total del Proyecto.....	80



Introducción.

En la actualidad es importante realizar una óptima planificación del sistema eléctrico derivado de la demanda incremental y el crecimiento de clientes importantes que se tienen conectados a la red general de distribución en 23 kv, los altos costos de inversión, la diversidad de alternativas, han motivado el desarrollo de herramientas matemáticas y algoritmos computacionales capaces de resolver problemas de planificación de sistemas eléctricos de potencia y distribución.

La red que integra el Sistema Eléctrico Nacional, en particular la red general de distribución de 23 kv de la Zona del Valle de México, es la encargada de mantener el suministro de Energía Eléctrica en el Centro del País, por lo que toma una mayor importancia la confiabilidad de la red general de distribución.

En un sistema eléctrico de distribución se debe de tener un control de las pérdidas técnicas ya que ello nos lleva tener problemas en el deterioro de las instalaciones y el deterioro de los equipos, lo que conlleva a inversiones para poder renovar aquellas partes del sistema que debido a las pérdidas no tienen buena operación o que presentan un deterioro considerable, como el caso de los cables en el que una gran cantidad de energía disipada provoca un aumento mayor en su resistencia eléctrica ocasionando severas caídas de tensión con lo que la compañía se ve obligada a sobredimensionar el sistema con la finalidad de soportar el incremento de la demanda, también la presencia de altas pérdidas en la red de distribución, por otra parte el tener subestaciones con transformadores de potencia con más de 40 años, provocando una posible falla de los mismos, como perdidas técnicas del equipo.

Con el fin de llegar a tener una mayor confiabilidad en el sistema general de distribución en el área sur del Valle de México, se propone optimizar la red general de distribución de dos subestaciones Taxqueña y Odón de buen, ubicadas en el Valle de México Sur, así como el estudio para el retiro de transformadores de potencia.

Por lo cual se desarrolla y evalúa las posibles soluciones, con el fin de tener una mayor confiabilidad en la red general de distribución, utilizando flujos óptimos de potencia a través del uso de la versión 32 del software PSS®E y Synergee 6, y poder desarrollar un proyecto óptima para la modernización de las subestaciones TAX y ODB, junto con su red general de distribución eléctrica.



Capítulo I

Protocolo de Tesis.

I.1. Justificación del problema.

Para satisfacer las necesidades de demanda de energía, los sistemas eléctricos cuentan con un determinado número de centrales generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución. Por lo que planificar la expansión de los sistemas de distribución se traduce en determinar el número de centrales generadoras, líneas de transmisión y alimentadores de distribución que serán necesarias construir para abastecer las demandas futuras de energía.

Los estudios de flujos de potencia son importantes para la operación y la planificación del crecimiento de las redes de distribución. En cuanto a la operación se hace referencia a que en caso de que la configuración de la red de distribución cambie por mantenimiento de elementos de la red, los niveles de voltaje deben permanecer en valores aceptables en los diferentes nodos, esto para poder suministrar energía a los usuarios sin que tengan problemas en el funcionamiento de sus equipos, electrodomésticos, maquinaria, iluminación, etc.

La Subestación Eléctrica Taxqueña y Odón de Buen tiene una antigüedad de 27 y 39 años respectivamente, y fue construida de acuerdo con normas y lineamientos anteriores. A partir de la última década, únicamente ha realizado a la subestación trabajos periódicos de mantenimiento sin que ello asegure la confiabilidad requerida por las políticas, lineamientos y especificaciones vigentes de CFE tales como:

- a) CFE K0000-06 “Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores”.
- b) CFEV6100-39 “Tableros Blindados Tipo Partición Metálica (pm) para Tensiones Nominales de 15 KV a 38 KV”.
- c) CFE V5100-11 “Interruptores de Potencia para Media Tensión de 15 KV a 38 KV”.
- d) CFE Y1000-03 “Reactores en Derivación y Reactores de Neutro”.

La Subestación Odón de Buen presenta término de vida útil del equipo primario y tableros PCYM, por lo que el deterioro y la obsolescencia de equipos y materiales de ambas subestaciones ha provocado un daño irreversible. Esta situación hace que se tenga una necesidad prioritaria de realizar la modernización de las instalaciones para



eliminar problemas operativos y riesgos al personal que opera y da mantenimiento a la S.E. Taxqueña.

Además, el resultado de las diferentes pruebas anuales de rutina a esta Subestación, evidencian la alta probabilidad de tener eventos por falla, que muestran la urgencia de sustituir estos equipos por aquellos que cumplan con la normatividad actual de CFE.

Por lo tanto, se pretende con ello realizar el siguiente proyecto de tesis de optimizar los recursos materiales, disminuir las pérdidas técnicas, obteniendo el retiro de bancos de potencia obsoletos, así como infraestructura, reconfigurando al mismo tiempo la red de distribución eléctrica en media tensión, cumpliendo con los parámetros establecidos en el código de red.

I.2. Objetivos del estudio.

I.2.1. Objetivo General.

Proponer una solución técnica para evaluar la capacidad que tiene el sistema eléctrico minimizando las pérdidas en cada escenario de solución óptima retirando los bancos T1, T4 de la SE Taxqueña e incrementar cuatro circuitos en subestación Odón de Buen y su modernización.

I.2.2. Objetivos particulares.

Evaluar la capacidad que tiene el sistema de distribución para retirar dos bancos de 30 MVA.

Minimizar las pérdidas en cada escenario de solución óptima y retirar los bancos T1, T4 de la SE Taxqueña con relación de transformación de 85/23 kV, debido al mal estado por obsolescencia que guardan los transformadores, para ello se reubicaran los 8 circuitos a las nuevas barras de los bancos T6 y T7 con relación de transformación de 230/23 kV.

Así mismo esta opción transfiere carga de SE s Coyoacán y Odón de Buen con el fin de aprovechar la capacidad disponible de los bancos T6 y T7 de SE Taxqueña, realizando al mismo tiempo propuesta para obtener 4 circuitos más de la subestación Odón de Buen y su modernización.



Evaluar la sustitución de equipo primario y tableros de protección, medición y control para la Modernización de la Subestación Taxqueña y Odón de Buen para incrementar la confiabilidad y garantizar la seguridad en la instalación, así como el contribuir al cumplimiento de los indicadores SAIDI, CAIDI, SB y LIEVEN.

I.3. Estado del Arte.

Los sistemas de energía generalmente operan en condiciones que cambian lentamente, que pueden analizarse mediante análisis de estado estable. El análisis de flujo de potencia proporciona el punto de partida para la mayoría de los demás análisis.

El análisis del flujo de potencia es fundamental para el estudio de los sistemas de energía; de hecho, el flujo de potencia forma el núcleo del análisis del sistema de energía. Un estudio de flujo de potencia es valioso por muchas razones. Los análisis de flujo de energía juegan un papel clave en la planificación de adiciones o expansiones a las instalaciones de distribución, transmisión y generación.

Una solución de flujo de potencia es a menudo el punto de partida para muchos otros tipos de análisis de sistemas de energía. Además, el análisis del flujo de potencia y muchas de sus extensiones son un ingrediente fundamental de los estudios realizados en las operaciones de los sistemas de energía. Está en el corazón del análisis de contingencias y la implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real.

Los métodos para estudios de flujos de potencia en redes de distribución son diferentes a los empleados en transmisión.

I.4. Alcance del proyecto.

La planeación de distribución implica la determinación de las adiciones de capacidad más económicas y de los cambios a la configuración de los sistemas requeridos para satisfacer las necesidades del sistema general de distribución.

Debido a lo anterior, el alcance de este trabajo será el dejar documentada una propuesta para reconfigurar la topología de un sistema de media tensión con los criterios básicos de planeación, el calibre y trayectoria de los circuitos que se requieran, las instalaciones a ser retiradas y/o reubicadas y las redes a recalibrar para poder operar con criterios de rentabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.



En base a lo anterior, se podrá hacer propuestas en los siguientes puntos:

- a) Reconfiguración de circuitos
- b) Instalación de más alimentadores
- c) Recalibración del conductor.
- d) Modernización de las subestaciones Odón de Buen y Taxqueña.

A partir de estos estudios se podrá obtener la relación Costo/Beneficio, que será el que nos indicará la eficiencia de este proyecto.

- a) Máxima confiabilidad de nuestras instalaciones, disminuyendo el índice del Tiempo de Interrupción, así como el tiempo de restablecimiento de interrupciones eléctricas.
- b) Mayor calidad en el servicio de energía eléctrica, proporcionando la frecuencia y voltaje adecuado.
- c) Rentabilidad de nuestras instalaciones.
- d) Tener bien definidas las áreas de operación de circuitos de Media Tensión.

De los resultados obtenidos se podrá contar con una optimización de la red general de distribución, con el cual se pretenderá:

- a) Tener bajas pérdidas en demanda máxima, con una regulación de voltaje y un tiempo de interrupción que cumpla con los compromisos de suministro.
- b) Ordenar las instalaciones.
- c) Definir las trayectorias para el crecimiento de la media tensión.
- d) Retirar las instalaciones que no sean necesarias.

Las ventajas de la optimización de circuitos y modernización de las subestaciones Odón de Buen y Taxqueña serán:

- a) Permitir tener flexibilidad en la red general de distribución conforme al crecimiento de la carga
- b) Utilización de conductor óptimo y con solo la longitud necesaria en media tensión
- c) Tener un respaldo para contingencias en red general de distribución.

Capítulo II

Marco Histórico.

II.1. Sistema Eléctrico en México.

El SEN está organizado en nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico, como se muestra en la figura 1.



Ilustración 1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali y La Paz, así como un pequeño centro de control en Santa Rosalía en Baja California Sur, para el Sistema Mulegé. El Centro Nacional en la Ciudad de México coordina el Mercado Eléctrico Mayorista y la operación segura y confiable del SEN, con un Centro Nacional de respaldo en la Ciudad de Puebla.



Las 7 regiones del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. [9].

El sistema de Baja California opera interconectado a la red eléctrica de la región oeste de EUA -Western Electricista Coordinación Council (WECC)- por medio de dos líneas de transmisión en 230 kV en corriente alterna.

Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre sí y del resto de la red eléctrica nacional.

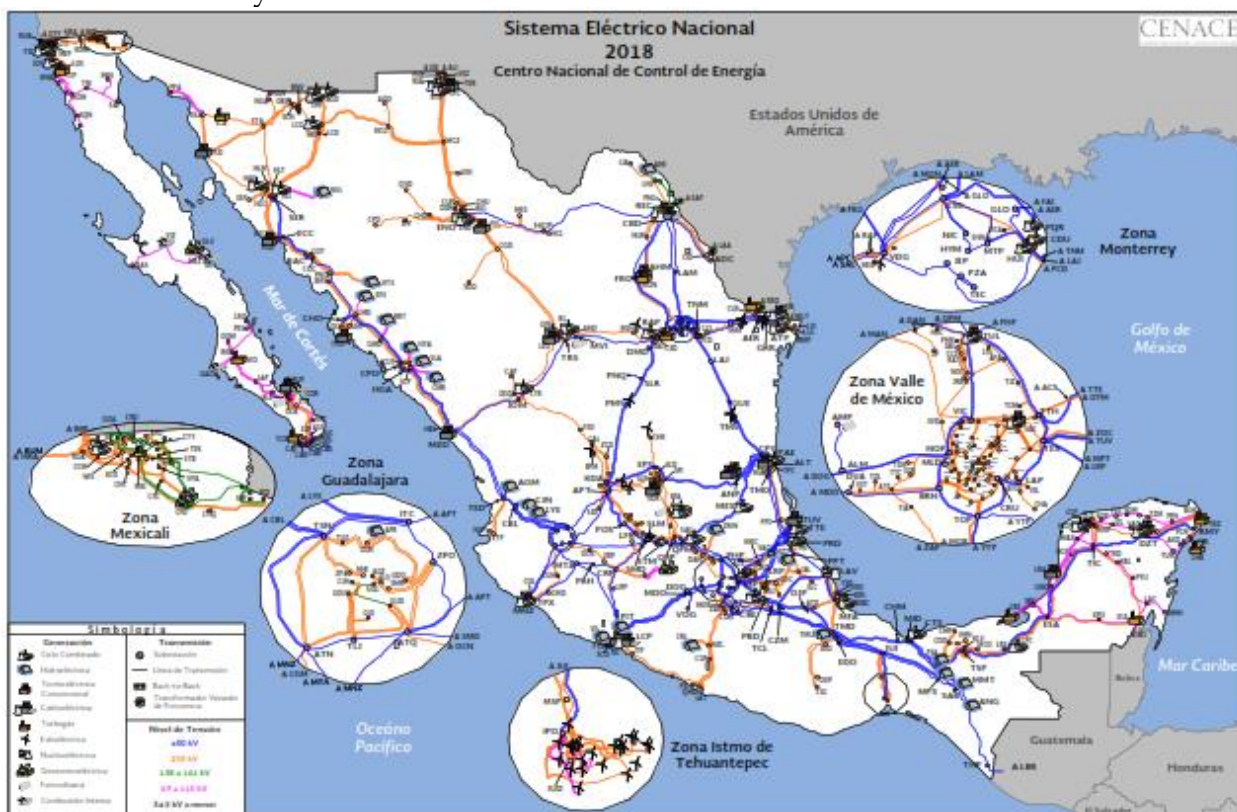


Ilustración 2 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2018

II.2. Sistema Eléctrico en el Valle de México.

El sistema eléctrico nacional se encontraba operado por dos empresas nacionales, Luz y Fuerza del Centro operaba en el centro del país y el resto del sistema se encontraba



operado por la empresa Comisión Federal de Electricidad, ambas empresas interactuaban para el suministro eléctrico del país hasta el año 2009.

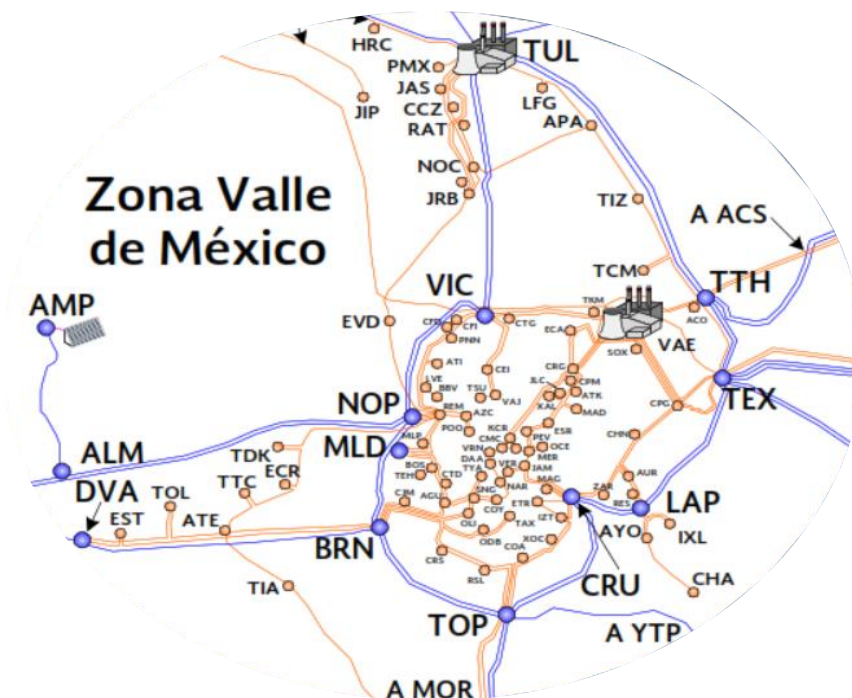


Ilustración 3 Sistema Eléctrico Nacional – Red Troncal de Transmisión 2018

Las Zonas de Transmisión y Distribución que operan el sistema eléctrico en el Valle de México abarcan los estados de Morelos, Puebla, Hidalgo, Estado de México y Ciudad de México, y se encuentran divididas por 5 zonas de distribución y 4 Transmisión.

Para mantener la confiabilidad de este sistema, se encuentra un doble anillo de 400 kV's que rodea todas las Zonas del Valle de México, este doble anillo se interconecta con el resto del sistema con otras Zonas de Transmisión, dentro de las zonas de valle de México se transforma el nivel de 400 kV's a 230 Kv's a través de transformadores de potencia.

En la red de 230 kV's se tienen corredores y enlaces que interconectan con otras Zonas de Transmisión, este nivel de tensión se transforma a los niveles de 85 kV's y directamente a niveles de 23 kV's, la cuales son operadas por las zonas de distribución, a su vez se tiene líneas radiales que alimentan clientes importantes en este nivel de tensión.



En la red de 85 kV's se tiene la particularidad de que solo se maneja este nivel en las Zonas del Valle de México por lo que se tienen corredores que interconectan solo entre estas zonas de transmisión y distribución, este nivel de tensión alimenta clientes industriales y a su vez transforman de 85 kV's a 23 kV's, apoyando a la red de distribución.

La red de 23 kV's, es la conformada por circuitos radiales y en anillo que se enlazan para su respaldo con otras subestaciones cercanas, este nivel de tensión es el que suministra energía eléctrica a clientes industriales pequeños en el nivel de tensión de 23 kV's y a los servicios residencial y comercial en niveles de 220 Volts.

Los arreglos eléctricos que se tiene para la operación de las subestaciones del Valle de México son de interruptor y medio, doble interruptor, Bus uno y Bus dos con interruptor de amarre, barra sencilla y actualmente están entrando en operación el arreglo de barra principal más barra auxiliar con interruptor comodín.

Las subestaciones de Transmisión y Distribución son en su mayoría de tipo intemperie (convencionales), en diferentes niveles de tensión 400/23/85/23 kV's con diferentes arreglos eléctricos que permite la flexibilidad en la operación de estas. También se tiene en operación subestaciones aisladas en gas SF6 en los niveles de tensión de 400/230/23 kV's.

II.3. Sistema de Redes Generales de Distribución (RGD) en México.

Redes Generales de Distribución (RGD): Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a un kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a un kV. [9].

Las RGD están integradas por divisiones de distribución, como se muestra en la Figura 4. CFE Distribución ejerce el control físico en estas 16 divisiones de distribución y es el responsable de asegurar la calidad del servicio en dichas redes, así como, de reportar de manera oportuna los índices de desempeño correspondientes a la operación y control de las RGD a la Comisión. [9].



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”



Ilustración 4 Divisiones de distribución en el SEN

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

Para el periodo 2016-2018, las líneas de distribución registraron un incremento de 7.6% adicionando 59,712 km. Esto representó un crecimiento medio anual de 3.8% donde destaca el incremento de las líneas en 13.8 kV con una tasa media de crecimiento de 5.6% dando como resultado la adición de 36,643 km equivalentes a 61.4% del total en el periodo analizado.

El desarrollo de las líneas en las RGD para 2018 se concentró en las redes de baja tensión y de 13.8 kV. La Tabla 1 muestra la evolución de las líneas de distribución por nivel de tensión y sus crecimientos anuales promedio. [9].



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

Nivel de Tensión	Longitud de líneas			Var 17-18	TMCA
	2016	2017	2018		
[kV]	[km]	[km]	[km]	[%]	[%]
34.5	80,013	83,152	84,552	1.7	2.8
23.0	65,047	73,119	74,070	1.3	6.7
13.8	317,118	350,556	353,761	0.9	5.6
6.6	127	127	127	0.0	0.0
4.1	0	0	0	-	-
2.4	9	9	10	11.1	5.4
Baja Tensión	316,805	322,962	326,311	1.0	1.5
Total	779,119	829,925	838,831	1.1	3.8

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de cifras

Tabla 1 Infraestructura de líneas de transmisión de las RGD en el SEN, 2017-2018.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PAMR 2019-2033.

La Subestación Odón de Buen y Taxqueña se encuentran en la División Valle de México Sur proporciona energía eléctrica en las Alcaldías de Coyoacán y Tlalpan principalmente.

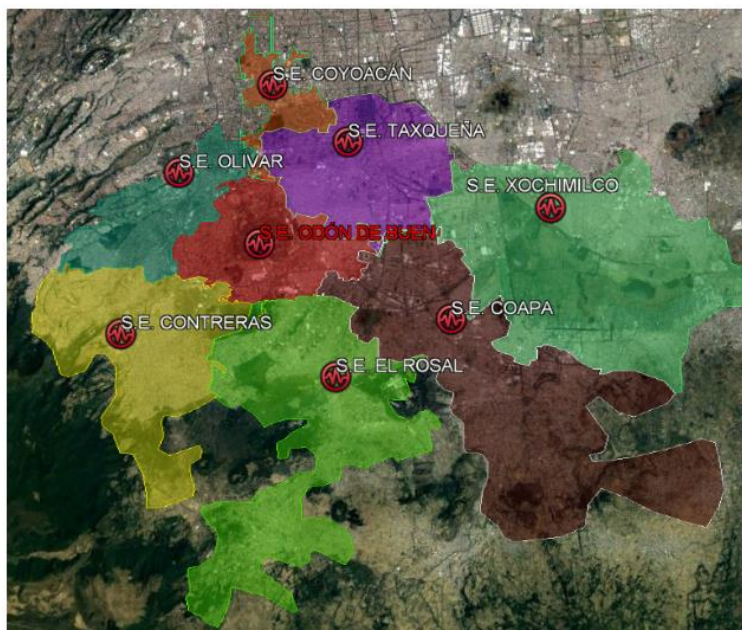


Ilustración 5 Ubicación Subestaciones División Valle de México Sur.



II.4. Dinámica del Sistema Eléctrico de Potencia

Como se comentó anteriormente, el objetivo de un sistema eléctrico de potencia es proporcionar servicio confiable, eficiente y de buena calidad a los usuarios, para cumplir esto, el sistema eléctrico de potencia se diseña con índices de seguridad para diferentes condiciones de “operación” debidas a “cambios normales” o “cambios imprevistos”.

- **Cambios normales:** Conexión y desconexión de carga, cambios de la red.
- **Cambios imprevistos:** Contingencias.

El comportamiento dinámico cubre un gran espectro de fenómenos eléctricos, electromagnéticos y de naturaleza termodinámica, de ahí que la formulación y el análisis se hacen complejos, ya que intervienen cientos de elementos agrupados en subsistemas que interactúan entre ellos.



Capítulo III

Marco Teórico.

III.1. Introducción a las redes eléctricas de distribución.

La función principal de las redes eléctricas de distribución es suministrar energía a los usuarios que requieren servicios de energía eléctrica con valores de voltaje óptimos, los cuales viene primeramente de las líneas de transmisión o subtransmisión, generalmente son las grandes empresas las que requieren voltajes altos, los usuarios domésticos, medianas y pequeñas empresas requieren suministro de energía con valores de voltaje de redes de distribución. Existen diversos niveles de tensión en las redes eléctricas de distribución, las tensiones normalizadas son: 13800 V, 23000 V y 34500 V.

III.2. Principales criterios para la planeación y Optimización del sistema general de distribución.

III.2.1. Objetivo de planeación de las Redes Generales de Distribución.

El objetivo de la planeación de un sistema de distribución es el de definir un crecimiento óptimo de las redes generales de distribución, que permita hacer frente a la demanda futura con un nivel aceptable de calidad en el suministro de energía con los parámetros establecidos. Así mismo tiene que ver con los cambios del sistema eléctrico actual para mejorar los índices de confiabilidad del sistema general de distribución que se consideren no satisfactorios, por lo que se debe de realizar la optimización de las redes generales de distribución.

III.2.2. Planeación de Redes Generales de Distribución.

La planeación involucra determinar las necesidades futuras del sistema general de distribución, incluyendo entre otras las capacidades correctas de los transformadores de distribución, localizaciones, interconexiones de equipo eléctrico, programa de suministro futuro, adiciones, cambios, etc. En la planeación se toman las decisiones



que buscan definir opciones para lograr estándares óptimos en las redes generales de distribución de energía y determinar cuál es la mejor.

La planeación de las redes generales de distribución debe contemplar tres aspectos:

- a) Identificar los objetivos para el sistema de distribución correspondiente.
- b) Entender que las diferencias en el diseño del sistema de distribución y en los equipos y materiales usados, afectará el resultado de los objetivos.
- c) Encontrar la mejor propuesta técnica y económica, teniendo la mejor propuesta rentable.

III.2.3. Planeación de corto plazo.

La planeación a corto plazo prevé con oportunidad la expansión del sistema general de distribución, para suministrar los incrementos de la carga, manteniendo la confiabilidad del servicio, también involucra el análisis y el diseño del sistema de alimentadores, mediante el modelado detallado de los mismos y el fortalecimiento de las redes generales de distribución existentes. [4].

Los criterios que se listan a continuación son los utilizados por CFE en los estudios que el programa Synergi Electric. El análisis se efectúa partiendo de una optimización de la red, la cual se hace aplicando tres criterios:

- Carga por costo (Reducción de pérdidas)
- Carga por distancia (Mejorar la confiabilidad)
- Carga por resistencia (Mejorar los voltajes)

Un aspecto importante en la planeación a corto y largo plazo de los sistemas generales de distribución, es conocer la naturaleza de la carga, y el período sobre el cual la carga se determina.



III.2.4. Optimización de las redes de distribución.

En el sector eléctrico va dirigido al mejoramiento y planificación de la red general de distribución eléctrica, coincidiendo en minimizar los costos de inversión y las pérdidas sujetas a restricciones técnicas de operación; el problema de encontrar de forma óptima la ubicación y la capacidad de los componentes nuevos y existentes de una red como transformadores, líneas de distribución, restauradores, seccionadores, capacitores, etc. Con el fin de poder abastecer a las futuras demandas que se inserten en la red, garantizando un funcionamiento seguro del sistema; otra parte importante es reforzar las redes existentes, no obstante, se necesitan diseñar sistemas en los que se deban satisfacer la demanda a cargas nuevas considerando la inexistencia de las instalaciones.

Se debe utilizar las herramientas de análisis y optimización actualizadas, con un conocimiento de los diseños de las instalaciones y los equipos modernos.

III.2.5. Área de servicio de subestaciones y alimentadores.

Al analizar los sistemas de distribución existentes, encontramos con frecuencia que no se aplica el concepto de “área de servicio” por subestación, siendo generalmente la causa el desconocimiento de los beneficios que esto representa. En otros casos existen limitaciones en capacidad de algunas subestaciones, por lo que al menos temporalmente es necesario transportar la potencia desde otra subestación más alejada.

Cuando no se cumple en un sistema de distribución existente, que la potencia se traslade de la subestación más cercana, se está teniendo las 24 horas del día pérdidas técnicas y caída de voltaje, tan grande como sea la distancia adicional que estemos incrementando, la distancia de traslado de la potencia. No olvidemos que el concepto de área de servicio está basado en el traslado de la potencia de la subestación más cercana, así como utilizar trayectorias adecuadas lo más recto posible, para el traslado de la potencia dentro de cada área de servicio.

Las subestaciones deben tener una posición estratégica, para distribuir la energía, desde luego que pueden existir restricciones geográficas u otras situaciones, que originan restricciones a la regla.

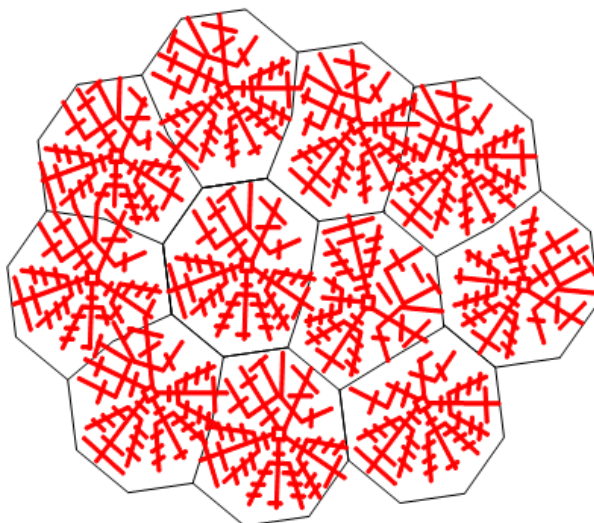


Ilustración 6 La mayoría de la carga de una subestación o de un alimentador, se encuentra más allá de la mitad de la distancia del área que alimenta

III.2.6. Subestaciones de Distribución.

La energía que suministra una empresa eléctrica dentro de su territorio de servicio, lo hace a través de las subestaciones de distribución, que se encuentra alimentada por una o más líneas de transmisión o subtransmisión. Estas líneas energizan a un bus que a su vez energiza el lado primario del transformador para poder reducir los niveles de voltaje en el lado secundario. El lado secundario del transformador energiza otro bus el cual a su vez energiza a uno o más alimentadores del transformador. Otros componentes de la subestación son las protecciones que tienen como función principal aislar los daños tanto como se pueda para evitar interrupciones en el suministro de energía eléctrica, por ejemplo, si se afectan las líneas de subtransmisión que energizan a una subestación de distribución también se afectarían a los alimentadores y a diversos usuarios dependiendo de las demandas de cada uno de los alimentadores.

Una subestación, queda formada básicamente por varios circuitos eléctricos o posiciones, conectadas a través de un sistema de barras conductoras (buses). Cada circuito eléctrico está compuesto a su vez por interruptores, transformadores de instrumento y seccionadores.



El interruptor es el equipo eléctrico de desconexión que puede asegurar la “puesta en servicio” o “puesta fuera de servicio” de un circuito eléctrico y que, simultáneamente, está capacitado para garantizar la protección de la instalación en que han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuito. Dichos aparatos deben ser capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito. Su elección depende principalmente de la potencia de cortocircuito. Puede operar con o sin carga.

Los transformadores de instrumento, de intensidad (TC) y tensión (TP), dan la información necesaria al circuito de medición, para poder detectar la falla y actuar sobre ella. Los equipos de protección necesitan de estos datos para poder actuar eficazmente.

Por último, los seccionadores son equipos capaces de aislar eléctricamente los diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito, con el fin de realizar labores de mantenimiento con la seguridad adecuada. También son utilizados como selectores de barras o como “by-pass” para aislar a algún equipo fuera de servicio. Los seccionadores sólo pueden ser utilizados sin carga.

Los Buses o Barras Colectoras son el conjunto de cables o tubos conductores de la energía eléctrica al que se conectan todos los circuitos, sirviendo de pasillo de unión entre todos ellos. La configuración de estas barras puede ser de diferentes maneras, dependiendo del nivel de tensión, la finalidad de la subestación, la fiabilidad necesaria o incluso las costumbres en ciertos países. Las configuraciones más típicas son: simple barra, doble barra, triple barra, interruptor y medio y anillo.

Para las empresas la cantidad de subestaciones, su localización y sus áreas de servicio, son tres variables muy importantes que tienen influencia directa en el costo y en la calidad del suministro.

III.2.7. Topología del Sistema de Distribución.

Una de las actividades clave en los circuitos de media tensión, es la definición del tipo de topología que se va a utilizar, entendiéndose por topología, la selección de las diferentes trayectorias para transportar la potencia, la selección de los calibres de conductores, la forma en que se concentra o distribuye la corriente en las diferentes trayectorias, así como el minimizar la trayectoria de traslado de la potencia. También tiene que ver con la instalación de equipos de seccionamiento y protección, y con la definición de una estrategia para tener un respaldo, para situaciones de falla de los



circuitos de media tensión.

Lo que se busca es una combinación de un suministro eficiente y de calidad al menor costo posible, esto se podrá lograr únicamente si en el diseño se considera al sistema general de distribución en su conjunto y no en forma aislada alguna de sus partes.

En lo que se refiere a los circuitos de media tensión, como parte importante en este trabajo, se tiene lo siguiente: un sistema de distribución en media tensión está compuesto de alimentadores que transportan la energía, de las subestaciones de distribución a usuarios en media tensión, y a los transformadores de distribución localizados cerca de los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Estos circuitos de media tensión, son la parte central del sistema de distribución porque son quienes ocasionan:

- a) El 85% del tiempo de interrupción.
- b) Aproximadamente el 33% de las pérdidas eléctricas.
- c) Requieren de buena parte de la inversión de la red.

Tanto los transformadores de distribución como los circuitos de media tensión tienen su área de servicio correspondiente, la cual es muy importante respetar. Y en general el conjunto de áreas de servicio de los circuitos de una subestación de distribución, definen el área que alimenta la propia subestación.

La decisión de qué tipo de topología utilizar, para condiciones normales y de emergencia, y cuantos circuitos utilizar; son la esencia de la planeación de la media tensión.

Los componentes principales de un sistema de distribución son transformadores de potencia, líneas, cables, barras, interruptores de circuito, restauradores, transformadores de instrumento, seccionadores, reguladores de voltaje y aisladores. Aunque los componentes sean conectados de tal manera que formen lazos cerrados, normalmente se pretende que los sistemas de distribución operen en forma radial a fin de simplificar su operación y protección.

Un sistema de distribución práctico se divide en un subsistema primario o de



mediana tensión, que consiste en puntos de suministro del sistema y en varios subsistemas secundarios o de baja tensión. Aun cuando un sistema de distribución esté bien planeado y opere bajo criterios estrictos de confiabilidad, siempre estará sujeto a fallas, debido a que hay algunas que no son inherentes al mal funcionamiento del propio sistema, sino a causas externas. [1].

Para asegurar la operación confiable de un sistema de distribución, es importante restaurar rápidamente el servicio eléctrico para todos los consumidores, ante la presencia de una falla o una anomalía en una cierta sección del sistema.

Siempre que ocurre una falla en alguna sección del sistema, se requiere tomar las siguientes acciones:

- a) Localización de la falla
- b) Aislamiento de la falla.
- c) Restauración del servicio.
- d) Reparación de la falla.
- e) Restauración del sistema ha estado normal.
- f) Localización de falla.

La localización de la falla se puede realizar por diferentes algoritmos como son algoritmos en el dominio de la frecuencia y del tiempo, localización automática, sistemas expertos y redes neuronales).

Aislamiento de falla. Se realiza por medio de la apertura apropiada de interruptores del circuito, será aislada del resto del sistema de distribución lo más rápidamente posible.

Restauración de servicio.

Debido al aislamiento de la sección fallada, algunas secciones considerables pueden ser desconectadas y quedar sin servicio. El servicio será restaurado para estas secciones afectadas por el cierre y/o apertura de ciertos interruptores en el sistema, para que varios puntos de cargas sean suministrados a través circuitos alternos, conservando la estructura radial del sistema.



Reparación de la falla.

La sección fallada será reparada y el tiempo de reparación dependerá de varios factores como el tipo y localización de la falla, disponibilidad del personal de reparación, entre otros.

Restauración ha estado normal.

Una vez que la falla es reparada, el elemento es incorporado al sistema, el cual vuelve a su estado normal de operación.

Desde un punto de vista de automatización, las redes de distribución eléctrica deben a través de un centro de control automatizado o semiautomatizado, de modo que se realice una supervisión del comportamiento del sistema de distribución. El manejo de las redes por medio de estos centros de control facilitara la detección de la falla, su aislamiento y restauración del sistema desde el mismo centro de control, reduciendo así el tiempo de interrupción del servicio a los consumidores, lo cual viene a incrementar la calidad en el suministro de energía. [7].

Dichos centros deberán contar con una infraestructura de adquisición y procesamiento de información relacionado con la topología del sistema de distribución (elementos del sistema y estado de interruptores), además de voltajes nodales y niveles de carga en alimentadores, entre otros datos. De esta manera el operador del sistema tendrá una mayor capacidad de toma de decisiones y una facilidad del envío de señales de apertura o cierre de interruptores para la restauración del servicio desde el centro de control. [1].

Lo mencionado anteriormente muestra la gran importancia que representa la instalación de centros de control en las redes de distribución, que permitan ejecutar acciones de control remoto ante la presencia de contingencias inesperadas principalmente en las redes de distribución, siendo el principal propósito de los centros de control la restauración de cargas ante una contingencia.

Dichos centros de control ante la ocurrencia de una falla en la red de distribución se encargarán de que todas las secciones de carga, las cuales están rodeadas por interruptores seccionadores, incluyendo el punto de falla, sean aisladas por medio



del siguiente procedimiento:

- a) Un relevador de protección detecta la falla y activa el interruptor de circuito
- b) La sección de falla es detectada por el recierre del interruptor seccionador
- c) Las secciones de carga entre la barra colectora y la sección de falla son energizadas nuevamente, a fin de restablecer el servicio de suministro.

A la acción de restablecer el servicio de suministro, ante la ocurrencia de una falla permanente, se le conoce como reconfiguración del sistema de distribución.

En términos generales, los criterios que determinan una reconfiguración del sistema de distribución son, entre otros, los siguientes:

- a) Sobrecargas en subestaciones y alimentadores.
- b) Voltajes bajos.
- c) Reducción de pérdidas eléctricas.
- d) Tiempo de operación de la red reconfigurada.
- e) Tiempo y número de ejecución de maniobras.
- f) Comportamiento de la demanda.
- g) Confiabilidad de la estructura final del sistema.

III.2.8. Características generales de los circuitos de media tensión.

Existen diferentes características de diseño, que hacen de los circuitos de media tensión ser más o menos confiables, siendo en general más caros los diseños que tienen mejor confiabilidad. Por otro lado, las características del medio ambiente exigen diseños adecuados para lograr un comportamiento satisfactorio de las instalaciones eléctricas, siendo necesario definir estas características de diseño, y justificarlas técnica y económicamente para su utilización.

Para cumplir adecuadamente su misión se deben cumplir los siguientes tres aspectos:

1.-**Economía:** el costo debe ser tan bajo como sea posible. Los siguientes aspectos son importantes:

- Minimizar la longitud construida.



- Usar la mínima cantidad de postes.
- Usar los equipos estrictamente necesarios.
- Usar el calibre de conductor económico.
- Costos operativos aceptables.
- Utilizar trayectorias muy confiables para transportar la potencia (cuidar distancias, calibres de conductor, magnitud de la corriente).

2.-**Capacidad:** El sistema de media tensión, debe de tener la capacidad de suministrar la potencia requerida por los usuarios, en condiciones normales y de emergencia.

3.-**Calidad de servicio:** Deben tener una confiabilidad muy alta, y una variación de voltaje dentro de los límites establecidos. Respaldo en contingencias aceptable, esquema de protecciones que minimice a los usuarios afectados, minimizar tiempo de restablecimiento de fallas, uso de mejores materiales, esquemas de diseño más confiables, etc.

III.2.9. Tipos de operación de los Sistemas de Alimentadores.

Se tienen tres tipos básicos de operación normal de los circuitos de media tensión:

- a) Radial
- b) Anillo
- c) Malla.

III.2.10. Estados de un sistema general de distribución.

En términos generales, un sistema de distribución puede presentar varios estados de operación, los cuales pueden clasificarse y experimentar transiciones de un estado a otro, de acuerdo con lo mostrado en la Figura 7

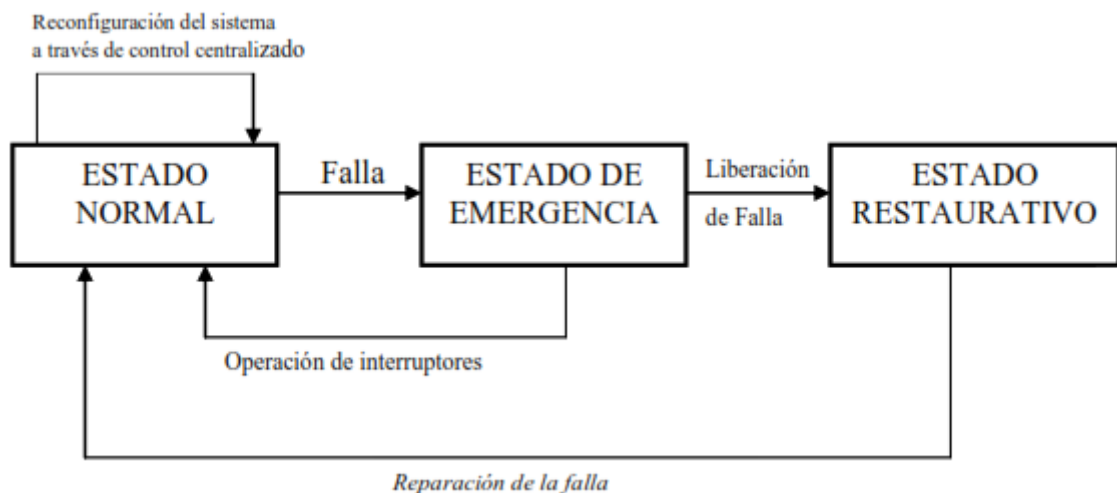


Ilustración 7 Estado de operaciones de un sistema de distribución

Los estados de operación de un sistema de distribución están definidos como sigue:

Estado Normal.

Un sistema de distribución está en estado normal si existe un balance entre la carga y la energía suministrada por el sistema, dentro de los límites de operación establecidos para cada uno de sus componentes. Se supone que la red asociada a este estado es la configuración más adecuada, la cual fue diseñada en una etapa de planeación.

Estado de Emergencia.

Se dice que un sistema está en estado de emergencia si los límites de operación son sobrepasados, debido a la presencia de una falla o a evoluciones de la demanda no previstas.

Estado Restaurativo.

El sistema está en estado restaurativo si se presenta una interrupción en el servicio eléctrico (parte del alimentador primario es desconectado para liberar la falla).

Cabe mencionar que entre el estado de emergencia y el estado restaurativo existe un periodo de tiempo que es denominado “tiempo de restauración”, que es definido como el tiempo necesario para la realización de maniobras que nos llevan a una reconfiguración del sistema en falla.

III.2.11. Transiciones de estado de las redes generales de distribución.

Entendemos como transición de estado al periodo de tiempo que toma el pasar de un estado de operación a otro estado de operación. La Figura 8 presenta algunas transiciones de estado.

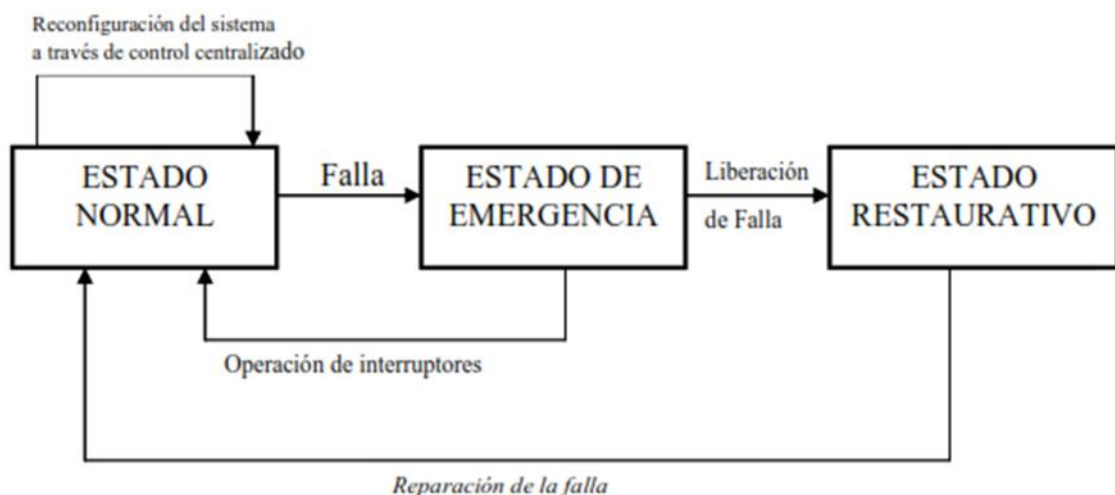


Ilustración 8 Estado de operaciones de un sistema de distribución

Parte de estas transiciones son involuntarias, mientras que otras son voluntarias en el sentido que son comandadas por el centro de control. Entre los estados de operación descritos en esta sección, se tiene lo que se conoce como transiciones de estado, las cuales son definidas a continuación.

Normal-Normal.

El sistema está en estado normal y toda la carga es suministrada por el sistema sin sobrepasar los límites de operación, este se presenta cuando se intenta mejorar las condiciones de operación del sistema; por ejemplo, minimizar pérdidas eléctricas o transferir carga entre alimentadores.



Normal-Emergencia.

Una transición de estado de este tipo se presenta cuando ocurre una falla o corto circuito en uno de los alimentadores primarios, produciendo una corriente de falla de gran magnitud, la cual es liberada rápidamente por el sistema de protección para evitar el daño de equipos.

Emergencia-Normal.

Se presenta cuando la falla es temporal y el recierre de interruptores vuelve al sistema de distribución al estado normal.

Emergencia-Restaurativo.

Cuando se presenta una falla permanente, la cual provoca que los seccionadores realicen una acción de liberación, desconectando las cargas dependientes de la sección fallada, dejando al sistema en estado restaurativo.

Restaurativo-Normal.

Cuando el sistema puede ser regresado al estado normal, debido a que la falla ha sido reparada y el sistema es energizado nuevamente.

Restaurativo-Restaurativo.

Después de liberar la falla, es necesario identificar y aislar la zona afectada; el restablecimiento del servicio es realizado por el recierre de interruptores, los cuales abastecen la carga por medio de otro alimentador.

Mientras la zona no sea reparada, el sistema sigue en estado restaurativo.

III.2.12. Clasificación de cargas.

La electrificación puede atender en general los siguientes tipos de cargas:

Carga Residencial.

Urbana, suburbana y rural. La carga residencial tiene la menor densidad respecto a la carga comercial e industrial y decrece de la urbana a la rural, de tal forma que resulta poco económica la electrificación rural, aunque se justifica desde el punto de vista social. Actualmente en las zonas rurales se utilizan sistemas de distribución monofásicos, así como plantas de energía solar e híbridas.



Carga comercial.

Áreas céntricas, centros y edificios comerciales. Las densidades de carga en estos casos son mayores.

Carga industrial.

Pequeñas industrias y grandes industrias. Algunas veces la carga industrial se incluye en las cargas comerciales. La carga industrial en general puede tener grandes potencias y contratar el servicio en altas tensiones, como 85 KV o más.

III.2.13. Características de las cargas en una red general de distribución.

Las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, más no en viceversa. Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y, por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el período de carga).

Las empresas de energía pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema colapse. [8].

Densidad de carga.

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Area de la zona}} \quad \frac{kVA}{km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kw}{km^2}$$

Ecuación 1

Carga instalada (CI)

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW. Matemáticamente se indica como: [8].



$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$$

Ecuación 2

Capacidad instalada (PI)

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema. [8].

Carga máxima (KW o KVA) DM

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido.

Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la D_M se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema. [8].

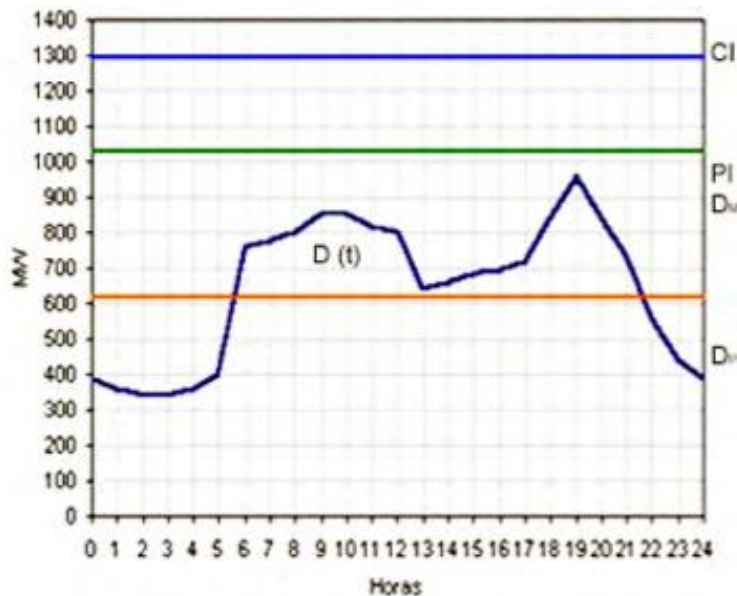


Ilustración 9 Curva de carga típica

Demanda (Dt)



Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una curva de carga (demanda vs tiempo).

Tasa de crecimiento de la demanda

Este es uno de los parámetros de diseño cuya determinación requiere el máximo cuidado a fin de evitar la subestimación y la sobrestimación de las demandas futuras. La tasa de crecimiento de la demanda en redes de distribución es diferente para cada clase de consumo, es evidente que el aumento de la demanda máxima individual, que es el criterio de diseño, es mayor para una zona de consumo bajo que para una zona de consumo medio o alto.[8].

Para el diseño de circuitos primarios es necesario hacer proyecciones de la demanda en la zona de influencia de la línea primaria o de la subestación. En estos casos y teniendo en cuenta la escasez de datos estadísticos confiables y numerosos que permiten aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico en base a los siguientes factores:

- a) El crecimiento demográfico.
- b) El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- c) Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsibles.
- d) El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.



La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos materializados en las curvas de carga anual cuando se grafican como mínimo para los últimos 4 años.

La tasa de crecimiento de la demanda está dada por:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_0}} - 1$$

Ecuación 3

Denominada tasa de crecimiento geométrico.

donde:

D_0 = Demanda actual.

D_n = Demanda para el período de proyección (cargas de diseño).

n = Período de proyección.

n = 15 años para redes de distribución

n = 8 años para transformadores de distribución

Puede concluirse entonces que una red puede diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.

Factor de demanda (FD)

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como: [8].



$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1$$

Ecuación 4

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

Factor de utilización (FU)

El factor de utilización es un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{PI}$$

Ecuación 5

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación). [8].

Factor de carga (Fc)

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo.

Matemáticamente se puede expresar como:

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{con limites } 0 < F_c \leq 1, \quad F_c = \frac{D_P}{D_M}$$

Ecuación 6

El Fc indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que, si el factor de carga es 1, la DM se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en



cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

La evaluación precisa del factor de carga permite seleccionar el tipo de refrigeración que se le asignará a los transformadores de potencia. [8].

Factor de diversidad o de grupo (Fdiv)

Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes. La figura 2.7 muestra a manera de ejemplo las curvas de carga diaria de 3 usuarios de la misma categoría con demandas máximas parecidas, pero no coincidentes en el tiempo pues tienen costumbres diferentes.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente). [8].

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1} D_{mi}}{D_{\text{Mgrupo}}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{\text{Mgrupo}}} \geq 1$$

$$F_{\text{div}} = \frac{\text{suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}}$$

Ecuación 7

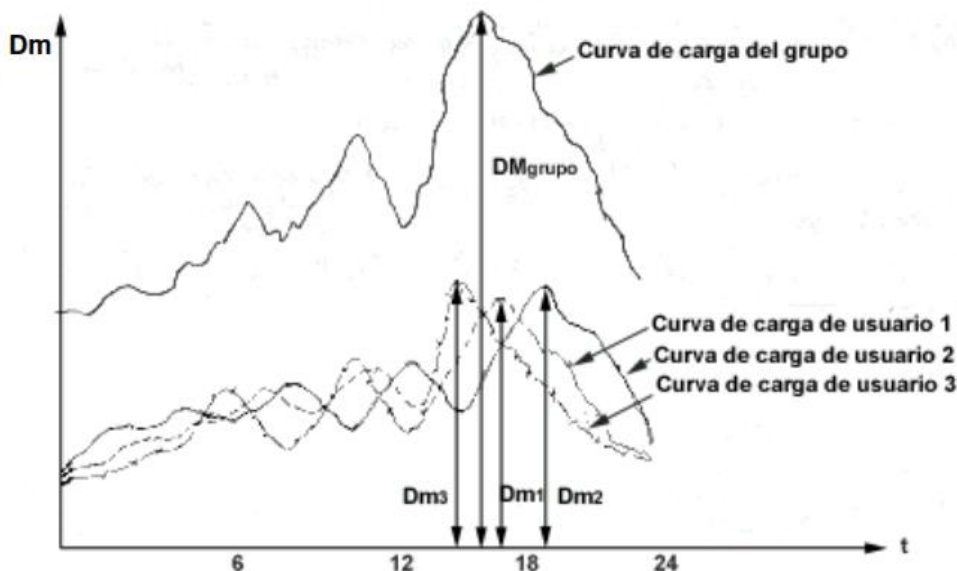


Ilustración 10 Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo

Porcentaje de pérdidas y pérdidas de potencia y energía

Es importante analizar no solamente los kWh o pérdidas de energía sino también los kW o pérdidas de potencia durante los períodos pico.

Un examen de las cargas para un día proporcionará algunas bases acerca de la relación entre energía y pérdidas de potencia. El porcentaje de pérdidas será: [8].

$$\text{Pérdidas de energía} = \% \text{ de pérdidas} \times \sum D_i h$$

Ecuación 8

III.2.14. Diseño del sistema de alimentadores.

En la mayoría de los casos cada subestación y cada alimentador, sirve una determinada área como única fuente de suministro. Si existieran excepciones a esta regla, los cuales serían errores de planeación o situaciones forzadas deberán ser corregidas.

El objetivo en el diseño de un sistema de distribución, es tener una configuración de subestaciones y circuitos de media tensión, que tengan sus áreas de servicio exclusivas y contiguas.



En las redes generales de distribución urbanas se enfocan más a los planes de remodelación y recuperación de pérdidas. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- a) Usuarios muy concentrados.
- b) Cargas monofásicas y trifásicas.
- c) Facilidad de acceso.
- d) En general se usa portería de concreto.
- e) Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- f) Se usan conductores de aluminio, ACSR y cobre.
- g) Facilidad de transporte desde los proveedores de materiales y equipos al sitio de la obra.
- h) Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en áreas de carga moderada.
- i) El trabajo en general puede ser mecanizado.
- j) La separación entre conductores y estructuras de baja tensión y media tensión son menores.
- k) En caso de remodelaciones y arreglos es necesario coordinar con las empresas de energía los cortes del servicio.

A través de la trayectoria del alimentador se tienen diferentes tipos de elementos como: estructuras, postes, aislamiento, transformadores, bancos de capacitores, reguladores de voltaje, calibres de conductores dependiendo de la demanda de energía, protecciones como fusibles, restauradores, etc. Cada alimentador también tiene su propio interruptor, este en conjunto con los esquemas de protecciones permite que en caso de un daño en elementos de la red como apartarrayos, conductores, aislamientos, etc. el alimentador se desenergice para no causar operación en el interruptor lado de media tensión del transformador y se provoque una interrupción de energía en otros alimentadores. [5].

III.2.15. Limitación de las variables de diseño para los alimentadores.

En un área urbana, la limitación en el sistema de media tensión, generalmente es por capacidad más que por caída de tensión, dominando el diseño de la red la limitación por capacidad.



Estas limitaciones por capacidad y por regulación, no tienen nada que ver con la geografía o con el tipo de sistema que se quiere construir, es una problemática basada en limitaciones reales, que se derivan de las condiciones físicas del sistema de distribución, el costo de la red de media tensión y la toma de decisiones, está directamente relacionada con estas dos situaciones, con las cuales se enfrenta la planeación del sistema de media tensión.

Aplicando el concepto de áreas de servicio se obtiene un sistema de distribución con:

- a) Orden.
- b) Disminución en costos de inversión.
- c) Sencillez.
- d) Seguridad para el personal.
- e) Facilidad en la operación.
- f) Disminución de costos de operación.

Es importante comentar que un usuario de baja tensión se encuentra dentro de las áreas de servicio de los siguientes elementos:

- a) Barra fuente.
- b) Subestación de distribución.
- c) Circuito de media tensión.
- d) Transformador de distribución.

Otro de los puntos básicos de la optimización es el que se refiere a ordenar instalaciones, lo cual significa:

- a) Definir y respetar las áreas de servicio.
- b) Tener solamente la línea y los equipos que se necesitan.
- c) Usar una ruta adecuada para distribuir la energía.

Para ordenar las instalaciones considerar lo siguiente:

- a) Área de Influencia de Subestaciones.

b) Trayectoria de Circuitos.

III.2.16. Esquemas de alimentadores de media tensión.

Hay dos formas muy diferentes en que un alimentador urbano puede distribuir la energía, una de ellas concentra la corriente en una sola trayectoria llamada troncal, el cual corresponde al esquema unitroncal, misma que distribuye la energía a través de ramales conectados a dicha troncal, la segunda utiliza dos o más trayectorias principales a través de las cuales distribuye la energía, correspondiente al esquema multitroncal. Fig. 11.

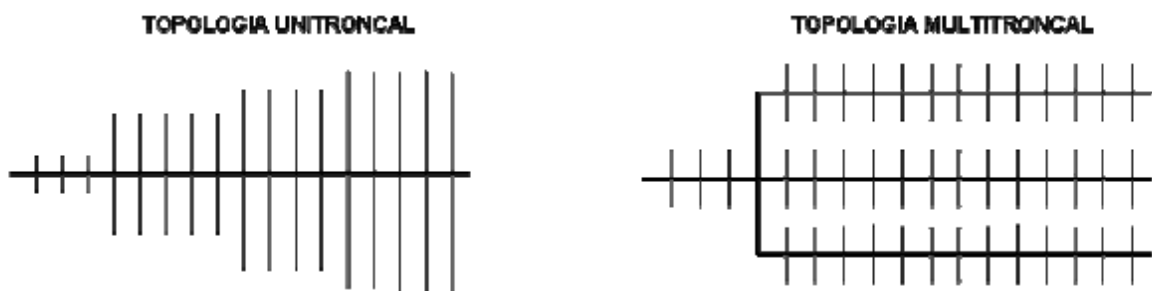


Ilustración 11 Esquemas de alimentadores Unitroncal y Multitroncal.

- La figura del lado izquierdo es construida con una sola rama principal (troncal), donde se derivan ramales que alimentan a los transformadores.
- La figura del lado derecho representa 3 ramas principales, pero se acostumbra construir entre dos y seis ramas.

Si las dos topologías tienen comportamientos económico y eléctrico similares, y existen diferencias importantes entre las dos topologías indicadas, es necesario identificar estas diferencias, que son importantes para los aspectos de planeación, de tal manera que se elija uno de los dos diseños.

Estas diferencias pueden ser estética, posibilidad de crecimiento futuro, protección, confiabilidad de servicio, contingencias, regulación, pérdidas, facilidad en la construcción y operación, etc.



La configuración multitruncal presenta ventajas para el crecimiento futuro de la carga, por ser un diseño con mayor flexibilidad. Al tener más de una troncal cercana a una nueva carga, es necesario hacer una menor modificación, para llevar la potencia a la nueva carga.

Cuando se instalan equipos de protección adecuados en cada ramal principal, se mejora notablemente la confiabilidad; pero representa también un costo de inversión, mantenimiento y operación mayor.

El apoyo en contingencias presenta ventajas y desventajas en cada uno de los esquemas: el esquema unitroncal debe tener la capacidad suficiente para alimentar la carga de dos circuitos. El esquema multitruncal requiere de mayor número de equipos de enlace, pero con menor capacidad de apoyo para situaciones de falla.

Las ventajas que tiene el esquema multitruncal son:

- a) Flexibilidad operativa (seccionamiento de usuarios, respaldo en contingencias)
- b) Menor caída de tensión.
- c) Mejor estética.
- d) Mejor flexibilidad al crecimiento y manejo de la carga entre diferentes circuitos.
- e) Mayor flexibilidad en circuitos con alta carga.

III.2.17. Contingencia en circuitos de media tensión.

Ocasionalmente el equipo de un sistema de distribución falla por problemas de clima, vandalismo, y otras causas. Adicionalmente se recomienda la práctica de tener la forma de efectuar mantenimiento o sustitución de elementos del sistema que pueden causar interrupciones del servicio de energía eléctrica. Lo anterior comprende fuentes alternas, trayectorias y configuraciones de servicio que deben ser planeados para que los mantenimientos y fallas afecten solo razonablemente a los usuarios. En algunos casos, la planeación de rutas alternas de servicio durante salidas de equipo o en emergencias, es el factor fundamental para definir la capacidad de los alimentadores, sus rutas y su topología.



Los consumidores domésticos, industriales y comerciales sufrirán grandes inconvenientes debido a una pérdida relativamente corta de suministro de solo unas pocas horas, y es probable que las empresas sufran pérdidas financieras considerables si una interrupción dura más de 2 a 4 horas.

Comportamiento del esquema unitroncal y multitroneal en caso de contingencia.

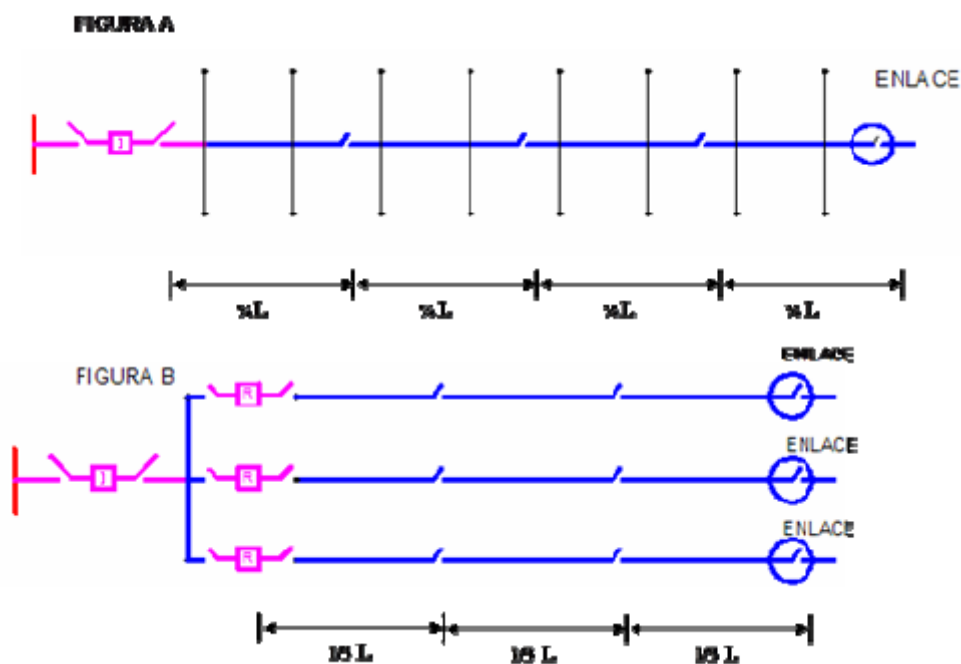


Ilustración 12 Comportamiento de enlace de los esquemas unitroncal y multitroneal. Figura A Unitroncal y Figura B - Multitroneal.

En la figura 12, se puede observar que el esquema multitroneal, permite un mejor apoyo en caso de contingencia, ya que por sí mismo la carga se divide, de acuerdo al número de troncales que se utilizan, sin embargo, se necesitan más equipos de enlace para poder tener asegurado el 100% del circuito de distribución.

La provisión de indicación remota de estado a un centro de control permite reducir el tiempo de respuesta a una falla. La reducción de las quejas de los clientes.

La función de comunicaciones remotas proporciona las siguientes funciones:



- a) Emisión de comandos para abrir / cerrar el interruptor automático, etc.
- b) Suministro de información de estado (posición, disponibilidad), etc.
- c) Datos de voltaje y corriente

III.2.18. Conductores para líneas de distribución.

Los conductores eléctricos se fabrican en varias formas para diversos propósitos. Estos pueden ser alambres, cables, soleras planas, barras cuadradas o rectangulares, ángulos, canales o diseños especiales para requisitos particulares. Sin embargo, el uso más amplio de los conductores es en la forma de alambre sólido redondo, de conductores trenzados y de cables.

Los conductores más usados en los sistemas de distribución son el cobre y el aluminio. Las nomenclaturas con las cuales se identifican los diferentes tipos de conductores de aluminio son las siguientes:

- ACAR conductores de aluminio con alma de aleación.
- AAC todos los conductores de aluminio.
- AAAC todos los conductores de aleación de aluminio.
- ACSR conductores de aluminio con alma de acero.

El conductor ACSR tiene una parte central de hilos de acero rodeada por hilos de aluminio

Impedancias de conductores de líneas de distribución.

La impedancia de los conductores está formada por una parte real y una parte imaginaria como se muestra en la ecuación. [2].

$$Z = R + jX$$

Ecuación 9

Cuando se utilizan conductores de ACSR con calibres mayores o iguales al 336 kcm, el valor de la resistencia es mucho menor que la reactancia inductiva, por lo que la componente de la impedancia que más contribuye a la caída de voltaje es la reactancia inductiva X. Como ejemplo las ecuaciones III.1 representa la impedancia del conductor ACSR 336, para una temperatura de 50 °C y una distancia equivalente de 1.09 metros.



$$Z_{336} = 0.19 + j0.358$$

Ecuación 10

Para el conductor 336 el valor de la reactancia inductiva es 1.57 veces mayor que la resistencia. En calibres de conductores menores, la resistencia es mayor que la reactancia, como ejemplo para el ACSR 1/0 la resistencia es 1.6 veces mayor que la reactancia inductiva.

III.2.19. Pérdidas técnicas en las redes generales de distribución.

La distribución se hace en el nivel de M.T. o en baja tensión (B.T.). Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en B.T., los clientes industriales en cambio se alimentan en M.T. o en B.T., según los requerimientos de cada uno de ellos.

En estos sistemas de distribución se puede encontrar varios tipos de conexiones así tenemos: trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto que en M.T. la gran mayoría son redes trifásicas, se puede también encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. Pero es en B.T. en donde se encuentran los más variados tipos de conexiones, por la gran mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásica. Los desequilibrios que se generan en B.T. se pueden amortiguar equilibrando las cargas en las tres fases.

Otro aspecto particular en las redes de distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza; en efecto los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales, agro-industriales (estas últimas muy típicas en zonas rurales); cada uno de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de voltaje y temperatura. [3].

Clasificación de las pérdidas

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas.

Pérdidas no técnicas

No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto, se registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta. Es



decir, una proporción de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario que tiene contrato o no, la empresa distribuidora la misma que solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos mesurables y analíticos con las herramientas que se disponen, sean éstas hardware, software, instrumentos de medición, otros.

Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- a) Diagnóstico del estado actual del sistema;
- b) Proyección de la carga;
- c) Revisión de los criterios de expansión;
- d) Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes;
- e) Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios;
- f) Realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.

Se puede realizar una clasificación de las pérdidas técnicas según la función del componente y según la causa que las originan.

1. Por la función del componente:

Pérdidas por transporte:



- a) En líneas de subtransmisión,
- b) En circuitos de distribución primaria,
- c) En circuitos de distribución secundaria.

Pérdidas por transformación:

- a) En transmisión / subtransmisión,
- b) En subtransmisión / distribución,
- c) En transformadores de distribución.

2. Por la causa que las originan:

Pérdidas por efecto Joule

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento. Este efecto se denomina “efecto Joule”.

La ley de Joule enuncia que:

“El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente”.

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en:

- a) Calentamiento de cables.
- b) Calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución.

Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

Existe una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se la puede considerar como potencia perdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdida por histéresis.

Por otro lado, los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan pérdidas.



Otra forma de clasificar las pérdidas técnicas tiene en cuenta que ciertas pérdidas, tanto de potencia como de energía, varían con la demanda o son aproximadamente fijas independientemente de las variaciones de la carga. Estas pérdidas son:

Pérdidas Fijas.

Se presentan en el sistema por solo el hecho de energizar el circuito o el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema, aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero.

Estas pérdidas fijas son:

Pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas.

Pérdidas Variables.

Son aquellas que dependen de la demanda y son:

Pérdidas por efecto Joule que constituyen la totalidad de las pérdidas técnicas variables.

III.2.20. Corto circuito en las redes generales de distribución.

El cortocircuito ocurre en los sistemas de potencia cuando falla el aislamiento de los elementos debido a sobretensiones en el sistema por descargas atmosféricas o por maniobras de interruptores, contaminación, o por fallas mecánicas.

El cortocircuito resultante se determina por los voltajes internos de las máquinas síncronas y por las impedancias del sistema entre los voltajes de máquinas y el punto de falla, en la mayoría de los casos las corrientes de cortocircuito pueden ser mucho más grandes que las corrientes de operación nominal, que ante la presencia de estas por larga duración podrían causar daños térmicos en los equipos, los devanados de los transformadores o las barras también podrían sufrir daño mecánico debido a las altas fuerzas magnéticas durante las fallas.

El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio a un sistema eléctrico, es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen.

Para nuestros propósitos, se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en sistemas eléctricos de distribución.



Las fuentes de datos son:

- a) Equivalentes de Thevenin de la fuente
- b) Placa de datos de Transformador de Potencia
- c) Diagramas unifilares
- d) Base de datos físicos de tramos de líneas
- e) Base de datos de ajustes de dispositivos
- f) Estadísticas de demandas en Subestaciones
- g) Resultados de cálculos o procesos previos

CÁLCULO O ESTUDIO	ELEMENTO	DATOS BÁSICOS	RESULTADOS	ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE
Representación p.u.	Máquinas	Datos de placa	Impedancias de secuencia	Estudio de Cortocircuito
	Circuitos de distribución	Diagrama unifilar		Estudio de flujos de potencia
		Datos físicos de los Diversos tramos de línea		
Cortocircuito	Maquinas líneas sistema	Diagramas de z en p.u. impedancias de secuencia en p.u. equivalentes de Thevenin del sistema en p.u.	Corrientes y voltajes de corto circuito en los diversos puntos	Estudio de coord. de protecciones
				Verificar capacidad Interruptiva
				Estudio de redes de Tierras

Tabla 2 Muestra de forma simplificada los datos necesarios para el análisis de cortocircuito.



Capítulo IV

Redes de Media Tensión

Para optimizar la red general de distribución siempre será necesario contar con información de los puntos que se pretenden optimizar, para el caso de este trabajo se deberá tener lo siguiente:

Condiciones de la red existente del área analizar de la red general de distribución, que es el punto para tomar en cuenta para este trabajo, con la finalidad de mejorar, ordenar, modernizar, construir o retirar la red que sea necesaria, así como las condiciones existentes de las subestaciones involucradas.

En conocer las obras en proceso comprometidas en el lapso de los 5 años de la planeación de corto plazo.

Se tienen dos variables que limitan el diseño económico del sistema de distribución: la capacidad y la caída de tensión.

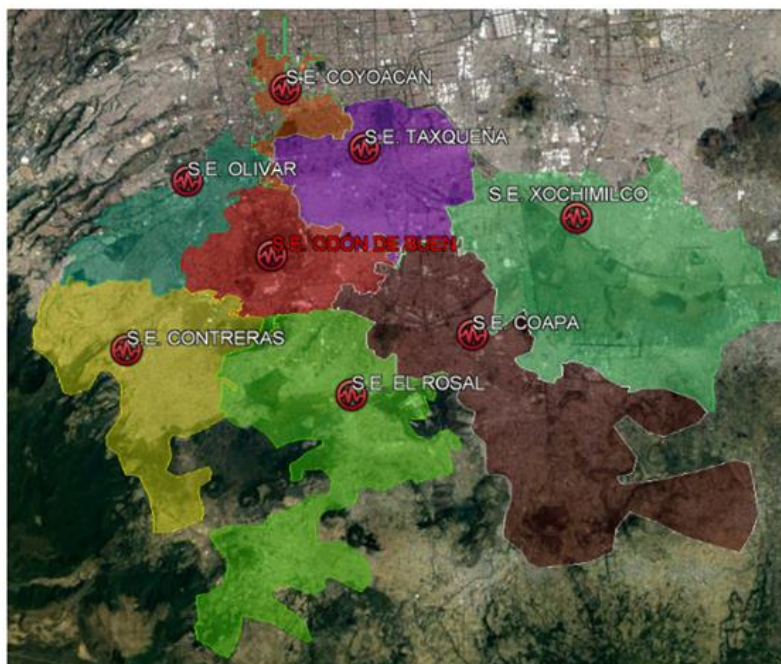


Ilustración 13 Ubicación de la Subestación Taxqueña y Odón de Buen



IV.1. Condiciones de la Red General de Distribución

Dentro del esquema de distribución hay que definir tres puntos a considerar para determinar nuestro modelo de la red de distribución a optimizar:

- a) La situación actual que guardan las instalaciones en cuanto a operación y confiabilidad
- b) Si existe un plan de reordenamiento urbano de la red de distribución.
- c) Sí se cuenta con un plan de desarrollo urbano, que defina el crecimiento del área urbana.
- d) Solicitudes próximas a entrar en operación mayores a 1 MW de demanda.
- e) Solicitudes de servicios de generación distribuida.

Red general de distribución actual, como se encuentra las instalaciones antes de la propuesta del caso de estudio.

IV.2. Condiciones de la Red General de Distribución Subestación Odón de Buen.

La Subestación Odón de Buen recibe alimentación en 230 kV a través de las líneas de Transmisión OLI-93E50-ODB y ODB-93190-TAX. Tiene una capacidad instalada de 180 MVA a través de 3 bancos de transformación, cada uno con una capacidad individual de 60 MVA y una relación de voltaje de 230/23 kV. Actualmente la subestación cuenta con 12 alimentadores en un arreglo de doble barra y doble interruptor en el nivel de media tensión de 23 kV con los que se atiende la demanda de energía eléctrica.

La Subestación Odón de Buen proporciona energía eléctrica en las Alcaldías de Coyoacán y Tlalpan principalmente, atendiendo a 64 mil usuarios siendo de gran importancia y relevancia por los clientes importantes que alimenta. Entre estos clientes resaltan la UNAM, el Instituto Nacional de Pediatría y Hospital Médica Sur, TV Azteca, Estadio C.U., Plaza Perisur, Plaza Insurgentes Cuicuilco, Línea 3 Metro, INE Tlalpan.

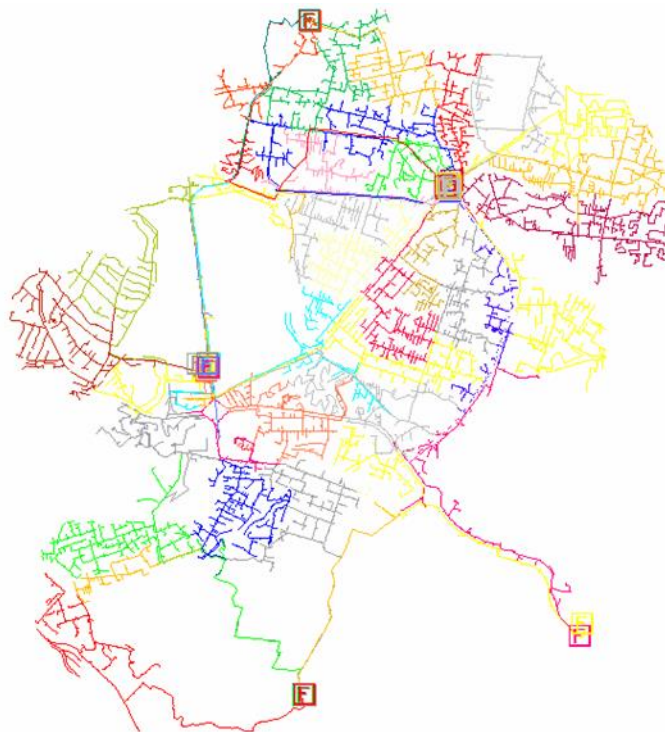


Ilustración 14 Condición Actual Synergi Electric.

La Subestación Eléctrica Odón de Buen tiene una antigüedad de 39 años, y fue construida de acuerdo con normas y lineamientos anteriores. Únicamente se han realizado a la subestación trabajos periódicos de mantenimiento sin que ello asegure la confiabilidad requerida por las políticas, lineamientos y especificaciones vigentes tales como:

- a) CFE K0000-06 “transformadores de potencia de 10 MVA y mayores”.
- b) CFEV6100-39 “Tableros Blindados Tipo Partición Metálica (PM) para Tensiones Nominales de 15 KV a 38 KV”.
- c) CFE V5100-11 “Interruptores de Potencia para Media Tensión de 15 KV a 38 KV”.
- d) CFE Y1000-03 “Reactores en Derivación y Reactores de Neutro”.

entre otras. Esta Subestación presenta término de vida útil del equipo primario y tableros PCYM. Esta situación hace que sea indispensable e inmediata la modernización de la instalación para reducir al mínimo problemas operativos y riesgos al personal que opera y da mantenimiento a la S.E. Odón de Buen.



Ilustración 15 Transformadores de Potencia con problemas de fuga de aceite, vida útil rebasada.

Se requiere la modernización de los esquemas de protección de relevadores electromecánicos por microprocesados. Módulo de adquisición de datos y UTR discontinuadas.

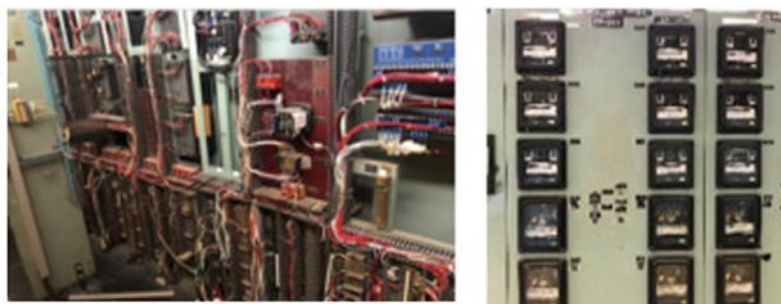


Ilustración 16 Condición actual Tableros y Relevadores.

Por otro lado, el resultado de las diferentes pruebas anuales de rutina a esta instalación; muestra la alta probabilidad de tener eventos de falla debido a la degradación del equipo por el término de su vida útil, lo que incrementa la necesidad de sustituir los equipos por aquellos que cumplan con la normatividad actual.

Interruptores de Media Tensión

Los interruptores de media tensión de 23 kV de alimentadores, bancos y capacitores, son de la marca Takaoka Electric MFG con fecha de fabricación de 1981, y los cuales ya son obsoletos por el término de vida útil (39 años de servicio) lo que representa un riesgo por falla debido a problemas con el mecanismo de accionamiento de apertura y cierre de estos equipos, así como por la falta de insumos para repararlos.

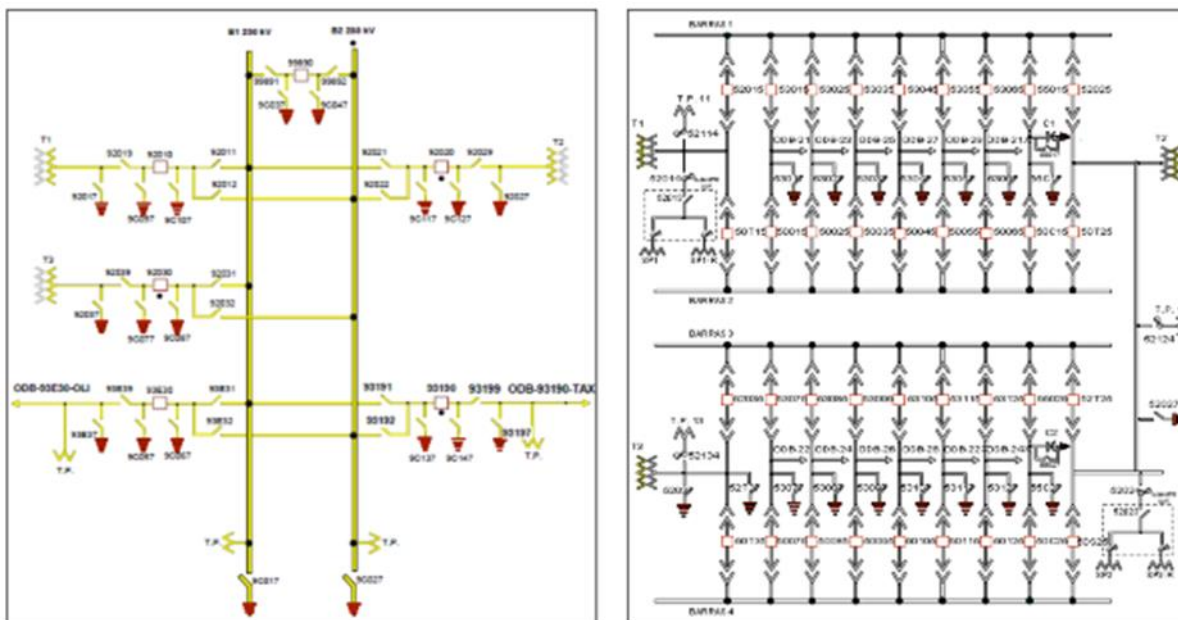


Ilustración 17 Diagrama Unifilar de la Subestación Odón de Buen.



Ilustración 18 Condición Actual Interruptores Subestación Odón de Buen.

Se cuenta con el pronóstico de la demanda de la subestación Odón de Buen, la cual nos muestra el año actual y el pronóstico para los próximos diez años.



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

ZONA	ZONA	NOMBRE	UNIDAD	CAPACIDAD ³	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034					
NUMÉRI	PDS	INDUSTRIA/ SUBESTACIÓN	NODO	DE	DE																							
CO			V1/V2 ⁴	MB/RMU ⁵	MECDA																							
UNIVERSIDAD		ODÓN DE BUEN	T1	230/23	MVA/h	1	60.0			44.5	44.9	37.7	43.7	39.3	41.9	35.4	35.7	36.0	36.3	36.6	36.9	37.2	37.5	37.8	38.1	38.4	38.7	39.0
UNIVERSIDAD		ODÓN DE BUEN	T3	230/23	MVA/h	2	60.0			27.9	27.6	38.0	27.7	27.9	21.4	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4	22.6	22.8	23.0	23.2	23.4	23.6	23.8	24.0
UNIVERSIDAD		ODÓN DE BUEN	T1	230/23	MVA/h	1	60.0			22.5	21.5	18.5	18.0	16.2	16.6	13.7	14.1	14.4	14.7	15.1	15.4	15.8	16.1	16.4	16.8	17.1	17.5	17.8
							TOTAL			94.7	94.0	94.2	89.4	83.5	79.9	70.8	71.6	72.4	73.3	74.1	75.0	75.8	76.6	77.5	78.3	79.2	80.0	80.8

Tabla 3 Pronostico de la Demanda Odón de Buen

Transformadores de Potencia T1, T2 y T3 de 230/23 Kv

En la S.E. Odón de Buen se tienen 3 bancos de transformación. Los transformadores T2 y T3 presentan problemas en los cambiadores de derivaciones además de que cuentan con más de 40 años de servicio como se muestra en la siguiente tabla:

No de Alimentadores	Banco	MVA	Relación de Transformación	Monofásico / Trifásico	Año de Fabricación
4	T1	60	230/23	3	2018
4	T2	60	230/23	3	1980
4	T3	60	230/23	3	1980

Tabla 4 Estadístico Bancos Subestación Odón de Buen

IV.3. Condiciones de la Red General de Distribución Subestación Taxqueña.

La S.E. Taxqueña tiene una antigüedad de 27 años, y fue construida de acuerdo con Normas y Lineamientos anteriores, solamente ha realizado trabajos de mantenimientos periódicos a la Subestación sin que ello asegure la confiabilidad requerida por las políticas, lineamientos y especificaciones vigentes de CFE tales como:

- a) CFE K0000-06 “transformadores de potencia de 10 MVA y mayores”.
- b) CFEV6100-39 “Tableros Blindados Tipo Partición Metálica (PM) para Tensiones Nominales de 15 KV a 38 KV”.



- c) CFE V5100-11 “Interruptores de Potencia para Media Tensión de 15 KV a 38 KV”.
- d) CFE Y1000-03 “Reactores en Derivación y Reactores de Neutro”.

entre otras, por lo que el deterioro y la obsolescencia de equipos y materiales ha provocado un daño irreversible. Esta situación hace que se tenga una necesidad prioritaria de realizar la modernización de las instalaciones para eliminar problemas operativos y riesgos al personal que opera y da mantenimiento a la S.E. Taxqueña.

Además, el resultado de las diferentes pruebas anuales de rutina a esta Subestación, evidencian la alta probabilidad de tener eventos por falla, que muestran la urgencia de sustituir estos equipos por aquellos que cumplan con la normatividad actual.

Interruptores de Media Tensión

Existe una problemática en los interruptores de media tensión de las bahías de 23 kV de los bancos de 85 kV, debido que se tienen interruptores de la marca Elmex con fecha de fabricación de 1993, y los cuales ya han sido dictaminados por LAPEM desde el mes de marzo de 2019 con riesgo de falla debido a problemas con el mecanismo de accionamiento de apertura y cierre de estos equipos.



Ilustración 19 Interruptor Media Tensión Subestación Taxqueña

La subestación cuenta con 36 interruptores de potencia instalados en media tensión.

En la tabla siguiente se mencionan el listado de interruptores de acuerdo con su marca y año de fabricación instalados en S.E. Taxqueña:



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

No.	Nomenclatura	Uso	Marca	Año Fab.	Comentarios
1	58485	MEDIO	SIEMENS	2009	
2	58375	MEDIO	SIEMENS	2009	
3	58265	MEDIO	SIEMENS	2009	
4	58155	MEDIO	SIEMENS	2009	
5	57020	TRANSFERENCIA	SIEMENS	2002	
6	57010	TRANSFERENCIA	SIEMENS	2002	
7	55060	CAPACITORES	SIEMENS	2002	
8	55050	CAPACITORES	AREVA	2002	Dañado, fuera de servicio
9	55040	CAPACITORES	SIEMENS	2011	
10	55030	CAPACITORES	AREVA	2010	
11	55020	CAPACITORES	AREVA	2010	
12	55010	CAPACITORES	AREVA	2002	
13	53120	ALIMENTADOR	ELMEX	1993	Mecanismo de A/C, en riesgo
14	53110	ALIMENTADOR	ELMEX	1993	Mecanismo de A/C, en riesgo
15	53100	ALIMENTADOR	ELMEX	1993	Mecanismo de A/C, en riesgo
16	53090	ALIMENTADOR	ELMEX	1993	Mecanismo de A/C, en riesgo
17	53080	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
18	53075	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
19	53070	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
20	53065	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
21	53060	ALIMENTADOR	SIEMENS	2002	
22	53055	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
23	53050	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
24	53045	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
25	53040	ALIMENTADOR	SIEMENS	2011	
26	53035	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
27	53030	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
28	53025	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
29	53020	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
30	53015	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	
31	53010	ALIMENTADOR	AREVA	2010	
32	52040	TRANSFORMADOR	AREVA	2010	
33	52030	TRANSFORMADOR	AREVA	2010	
34	52020	TRANSFORMADOR	AREVA	2010	
35	52010	TRANSFORMADOR	AREVA	2010	
36	53085	ALIMENTADOR	SIEMENS	2009	

Tabla 5 Interruptores Subestación Taxqueña



Transiciones de Media Tensión

Así mismo, se destaca que los alimentadores de los bancos de 85/23 kV tienen una problemática adicional, ya que las transiciones de los alimentadores en media tensión están construidas con un cable de potencia del tipo impregnado en aceite el cual se aloja directamente en la tierra sin el empleo de algún tipo de ducto para su alojamiento, lo cual representa un riesgo muy alto de falla, además de problemas operativos al no existir en el mercado actual accesorios y materiales para efectuar mantenimientos o reparaciones.

Bahías de 23 kV

El estado general de las bahías de 23 kV presenta ya riesgos operativos por la obsolescencia en su infraestructura y configuración eléctrica con aislamiento deteriorado en pedestales y cuchillas de seccionamiento.



Ilustración 20 Bahías 23 kv Subestación Taxqueña

Tableros

Los tableros de protección, control y medición de los alimentadores, capacitores y bancos de transformación T1, T2, T3 y T4 se encuentran fuera de norma. Actualmente están en muy mal estado ya que se encuentran parchados, con huecos, sin tapas traseras y sin esquemas normalizados.



Ilustración 21 Tableros y Relevadores Subestación Taxqueña

Se tienen 2 bancos de transformación con problemas de generación de gases, el T1 y el T4, los cuales presentan la mayor antigüedad de los 6 existentes, como se muestra en la siguiente tabla:

No de Alimentadores	Banco	MVA	Relación de Transformación	Monofásico / Trifásico	Año de Fabricación
2	T1	30	85/23	3 (1F)	1956
3	T2	30	85/23	3	2010
3	T3	30	85/23	3	1997
4	T4	30	85/23	3 (1F)	1956
4	T6	60	230/23	3	2001
4	T7	60	230/23	3	2001

Tabla 6 Estadístico de Bancos Subestación Taxqueña

Los bancos T1 y T4 han tenido un incremento en la generación de gases de acuerdo con las últimas 4 pruebas que ha realizado la Gerencia Regional de Transmisión Central mediante el análisis foto acústico de gases disueltos en el aceite aislante, lo



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

cual demuestra un envejecimiento evidente de los transformadores. a continuación, se muestran los resultados:



DIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN
Gerencia Regional de Transmisión Central

INFORME DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE POR ESPECTROSCOPIA FOTOACÚSTICA

DATOS DEL EQUIPO			
Procedencia:	Z.T.V.M.S.	Tensión: (KV)	85/23
Subestación:	TAXQUEÑA	Capacidad:	10 MVA'S
Equipo:	TAX T 01 Ø A	Vol. Aceite (l)	10,377
No. de Serie:	S/N	Carga:	NO ESPECIFICADA
Marca:	IEM	Tipo de enfriamiento:	ONAN/ONAF
DATOS DEL ANALISIS		DATOS DE LA MUESTRA	
Total de gases disueltos:	2970.0	Fecha de muestreo:	20/04/2020
Total de gases combustibles (%)	8.45	Fecha de Recepción:	22/04/2020
Temperatura (°C):	NO ESPECIFICADA	Fecha de análisis:	29/04/2020
		No. de Informe:	AB20-098

Gas	Fórmulas	Concentración ppm	Límites IEEE			
			Cond1	Cond2	Cond3	Cond4
Hidrógeno	H ₂	5.0	100	101- 700	701-1800	> 1800
Metano	CH ₄	21.0	120	121-400	401-1000	>1000
Monox. De Carbono	CO	183.0	350	351-570	571-1400	>1400
Biox. De Carbono	CO ₂	2719.0	2500	2500-4000	4001-10000	>10000
Etileno	C ₂ H ₄	14.0	50	51-100	101-200	>200
Etano	C ₂ H ₆	28.0	65	66-100	571-1400	>1400
Acetileno	C ₂ H ₂	0.0	1	2 - 9	10 - 35	> 35
Agua	H ₂ O	30	35	/	/	/
Gas Combustible Disuelto Total	TDCG	251.0	720	721-1920	1921-4630	>4630

Los límites especificados no deben tomarse como norma, sólo como referencia

Equipo Utilizado: Transport X 80-2794

Métodos utilizados: Espectroscopia fotoacústica.

DESCRIPCION LIMITES IEEE	
Condición 1:	Condición Normal. Si algún gas excede el límite, realizar investigación adicional.
Condición 2:	Nivel de gases mas altos de lo normal. Una falla puede estar presente. Investigar gases individuales y establecer tendencia.
Condición 3:	Estos niveles indican un alto grado de descomposición. Investigar gases individuales y establecer tendencia. Una falla esta probablemente presente.
Condición 4:	Indica una excesiva descomposición. Si continua operando puede llegar a la falla del transformador.
ESTADO DEL EQUIPO - DIAGNOSTICO	

Tabla 7 Informe de Análisis de Gases T 01 Taxqueña



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”



DIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN
Gerencia Regional de Transmisión Central

INFORME DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE POR ESPECTROSCOPIA FOTOACÚSTICA

DATOS DEL EQUIPO			
Procedencia:	Z.T.V.M.S.	Tensión: (KV)	85/23
Subestación:	TAXQUEÑA	Capacidad:	10 MVA'S
Equipo:	TAX T 04 Ø A	Vol. Aceite (l)	10,377
No. de Serie:	C-Z-4937-8	Carga:	NO ESPECIFICADA
Marca:	IEM	Tipo de enfriamiento:	ONAN/ONAF

DATOS DEL ANALISIS		DATOS DE LA MUESTRA	
Total de gases disueltos:	4227.0	Fecha de muestreo:	20/04/2020
Total de gases combustibles (%)	22.45	Fecha de Recepción:	22/04/2020
Temperatura (°C):	NO ESPECIFICADA	Fecha de análisis:	29/04/2020
		No. de Informe:	AB20-103

Gas	Fórmulas	Concentración ppm	Límites IEEE			
			Cond1	Cond2	Cond3	Cond4
Hidrógeno	H ₂	50.0	100	101-700	701-1800	> 1800
Metano	CH ₄	132.0	120	121-400	401-1000	>1000
Monox. De Carbono	CO	508.0	350	351-570	571-1400	>1400
Biox. De Carbono	CO ₂	3278.0	2500	2500-4000	4001-10000	>10000
Etileno	C ₂ H ₄	34.0	50	51-100	101-200	>200
Etano	C ₂ H ₆	225.0	65	66-100	571-1400	>1400
Acetileno	C ₂ H ₂	0.0	1	2 - 9	10 - 35	> 35
Agua	H ₂ O	19	35	/	/	/
Gas Combustible Disuelto Total	TDCG	949.0	720	721-1920	1921-4630	>4630

Los límites especificados no deben tomarse como norma, sólo como referencia

Equipo Utilizado: Transport X 81-00189

Métodos utilizados: Espectroscopia fotoacústica.

DESCRIPCION LIMITES IEEE	
Condición 1:	Condición Normal. Si algún gas excede el límite, realizar investigación adicional.
Condición 2:	Nivel de gases mas altos de lo normal. Una falla puede estar presente. Investigar gases individuales y establecer tendencia.
Condición 3:	Estos niveles indican un alto grado de descomposición. Investigar gases individuales y establecer tendencia. Una falla esta probablemente presente.
Condición 4:	Indica una excesiva descomposición. Si continua operando puede llegar a la falla del transformador.

ESTADO DEL EQUIPO - DIAGNOSTICO

Tabla 8 Informe de Análisis de Gases T 04 Taxqueña



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

ZONA	ZONA	NOMBRE	NODO	V1/V2 ^{1/}	UNIDAD	CAPACIDAD ³	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
NUMÉRI	POS	INDUSTRIA/ SUBESTACIÓN			DE																				
CO					NB/ MEDIDA	RMU ^{2/}																			
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T6	230/23	MW/h	1	600	11.4	12.6	12.4	19.4	19.7	20.0	16.4	16.7	17.0	17.3	17.6	17.9	18.2	18.5	18.8	19.1	19.4	19.7	20.0
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T7	230/23	MW/h	2	600	15.4	17.1	15.1	19.4	23.1	23.4	23.7	24.0	24.3	24.6	24.9	25.2	25.5	25.8	26.1	26.4	26.7	27.0	27.3
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T1	85/23	MW/h	1	300	11.6	11.7	12.4	11.6	11.7	11.9	12.0	12.2	12.3	12.5	12.6	12.8	12.9	13.1	13.2	13.4	13.5	13.7	13.9
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T2	85/23	MW/h	2	300	16.6	14.5	15.1	13.6	17.9	18.1	18.3	18.5	18.7	18.9	19.1	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T3	85/23	MW/h	3	300	20.6	21.1	22.9	21.4	21.7	22.0	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	16.9	17.2	17.5	17.8	18.1	18.4	18.7
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T4	85/23	MW/h	4	300	15.6	17.4	17.5	20.2	20.5	20.7	21.0	21.2	21.5	21.7	22.0	22.2	22.5	22.8	23.1	23.3	23.6	23.9	24.2
	TOTAL ZONA			MW/h			91	95	95	106	115	116	106	108	109	111	112	114	115	117	118	120	122	123	125

Tabla 9 Pronostico de la Demanda Taxqueña

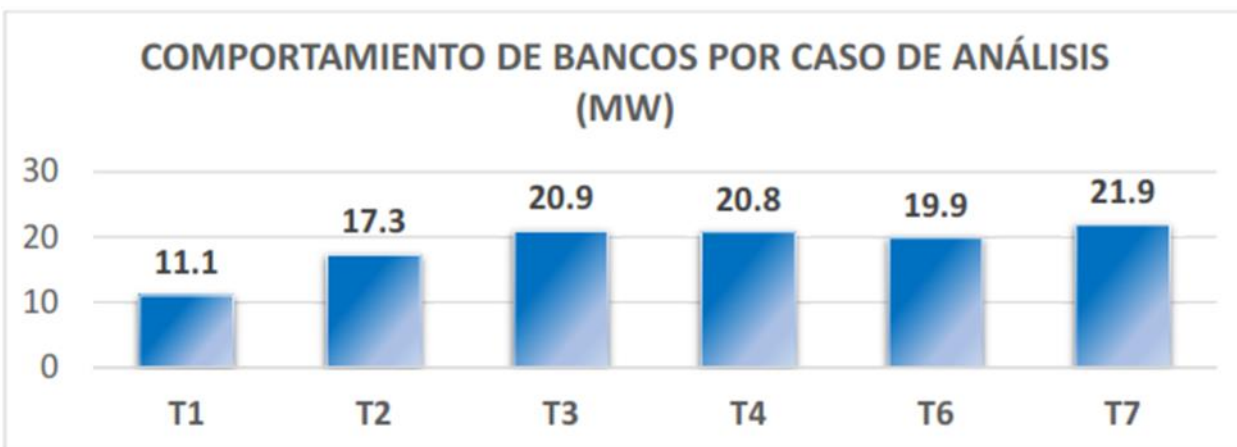


Tabla 10 Comportamiento de los Bancos sin proyecto

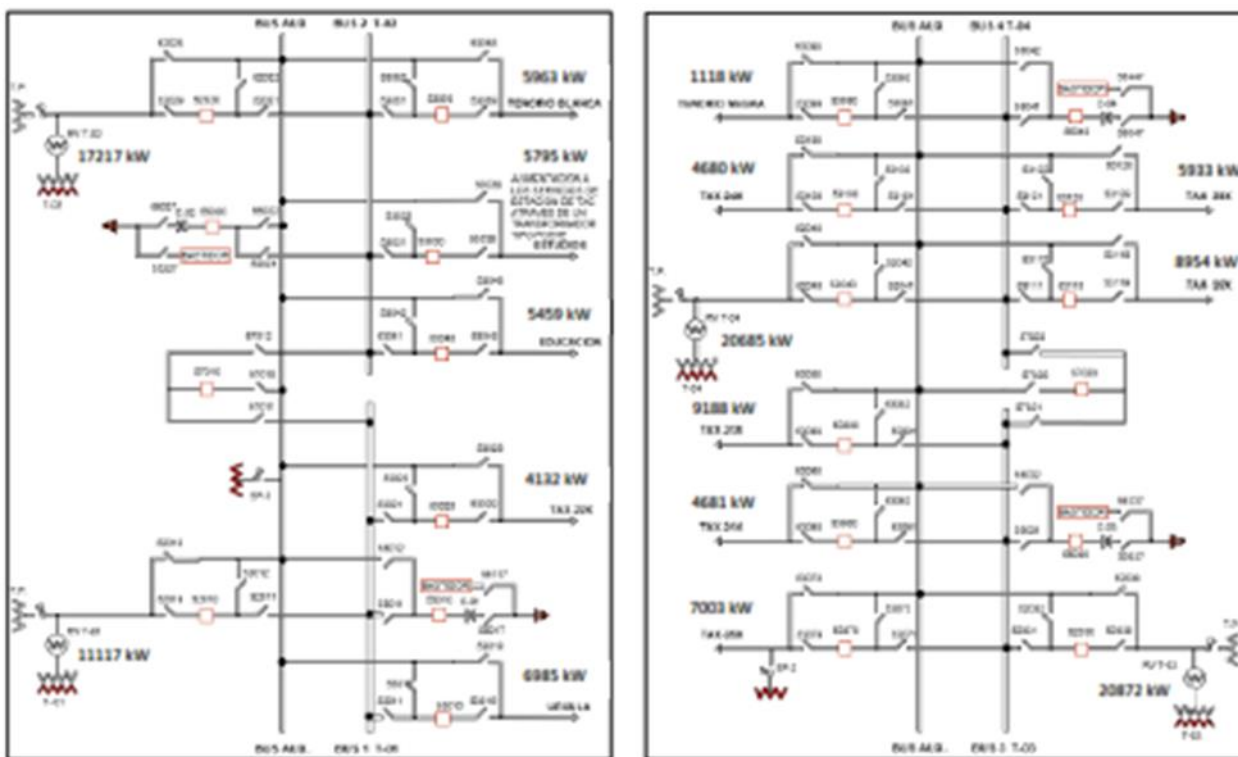


Ilustración 22 Diagrama Unifilar SE Taxqueña Arreglo de 85/23 Kv (sin proyecto).

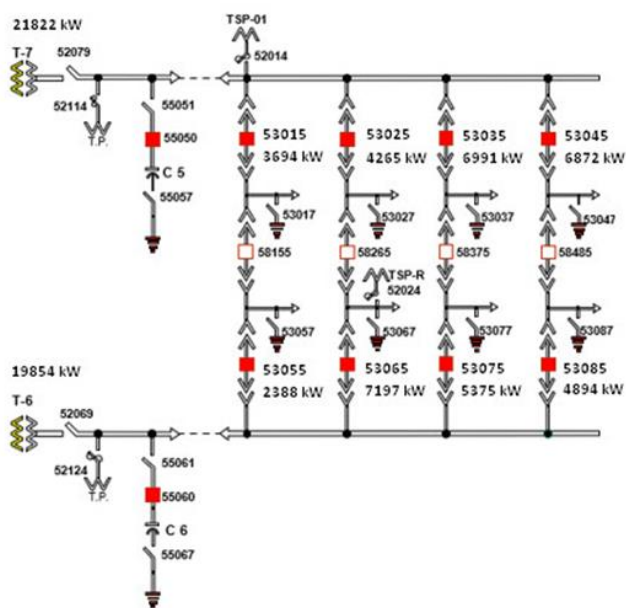


Ilustración 23 Diagrama Unifilar SE Taxqueña Arreglo de 230/23 kv (sin proyecto)



Capítulo V

Simulación de la red de Media tensión Actual y Propuesta

V.1. Synergi Electric.

Uno de los sistemas que nos permite hacer corridas de flujos de una manera rápida, además de que nos presenta las posibilidades de movimientos en la red y así poder evaluar el comportamiento de los parámetros antes y después de realizar movimientos en una forma virtual es el Synergi Electric. Para poder obtener los resultados más confiables, necesitamos tener una plataforma con los atributos de las redes, los cuales se pueden obtener en base a lo siguiente:

- a) Obtener una cartografía digital
- b) Realizar el levantamiento de atributos
- c) Transferir atributos al SIGED
- d) Transferir base de datos al Synergi Electric.
- e) Preparar información para el Synergi Electric.
- f) Realizar las simulaciones en Sinergi Electric.

V.1. Obtener una cartografía digital.

Se emplea una cartografía digital, por lo que es necesario estar en coordinación con el INEGI para ir viendo las actualizaciones que vayan teniendo e ir las cargando en el SIGED.

Realizar el levantamiento de atributos

Este proceso se llevó a cabo por medio de terminales portátiles (TP) con GPS (Sistema de Posicionamiento Global). Ya con el levantamiento terminado, se pasa la información al SIGED, se debe realizar una depuración, revisando y corrigiendo los errores que por sistema o error de captura se reflejan en el SIGED. Teniendo la captura de los levantamientos en SIGED y sin errores se procedió a transferir la información a Synergi Electric.

Uno de los puntos importantes para tener actualizado el SIGED es la captura de todos y cada uno de los cambios que se realicen en la red de Distribución, aún por muy pequeños que parezcan, ya sea de ampliaciones de red, cambios de conductor, cambios de capacidad de equipos, reubicación de equipos, etc., estos cambios pueden ser efectuados por trabajos de ampliaciones realizados por contratistas o bien por el mismo personal de Distribución en trabajos de mantenimiento.

V.2. Simulación y Resultados de Synergi Electric.

Considerando los valores actuales de los circuitos de 23 KV del Área de Distribución Valle de México Sur, se realizarán la simulación en Synergi Electric para cada uno de los circuitos, revisando cada uno de los resultados y haciendo los cambios que sean necesarios con la finalidad de modificar sus parámetros.

Para poder realizar las simulaciones de flujos en Synergi Electric y como ya se mencionó anteriormente es necesario contar con los siguientes datos:

- Demanda en KW o KVA: este dato se obtiene del SIMOCE o bien del SIAD en el módulo del Mercado Eléctrico de Distribución.
- Valor kvar o F.P: este dato se obtiene del SIMOCE o bien del SIAD en el módulo del Mercado Eléctrico de Distribución.

Análisis en Media Tensión para el retiro de transformadores

Condición sin proyecto

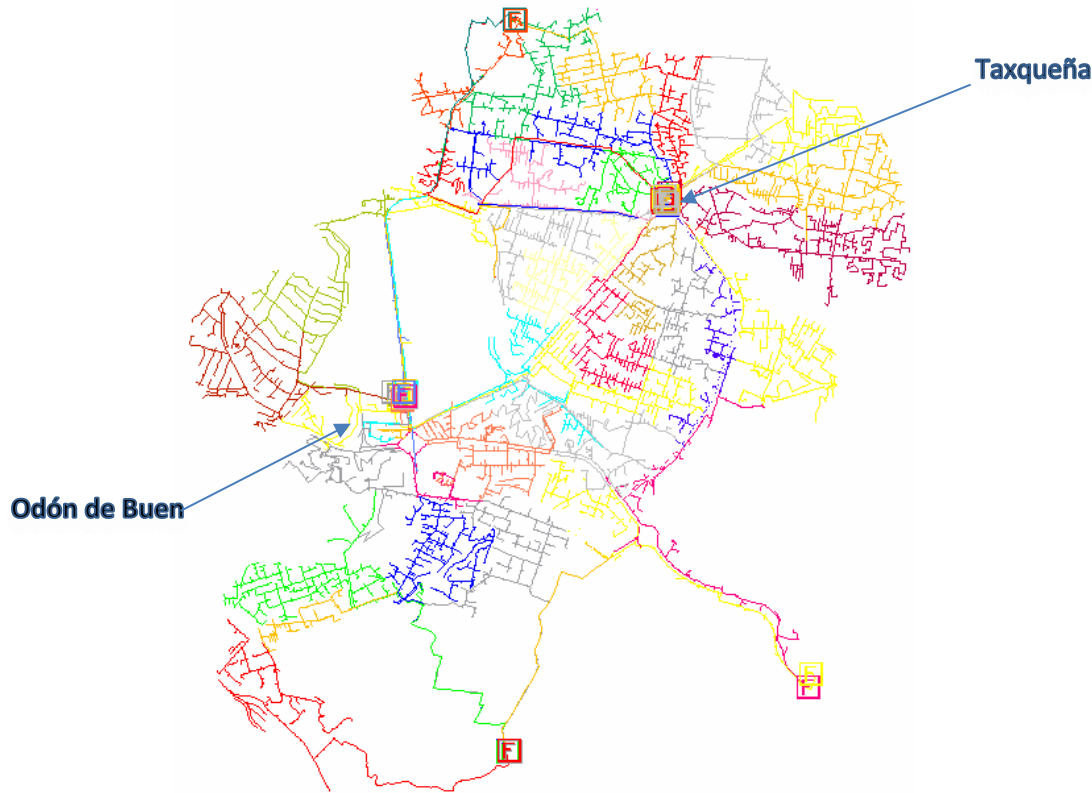


Ilustración 24 Condición sin proyecto.



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

Con la información que se tiene sin proyecto se realizan los estudios correspondientes de corridas de flujos y con los valores obtenidos muestra que hay áreas de oportunidad, para reducir las pérdidas técnicas, al mismo tiempo fortalecer la red general de distribución ya existente.

Se efectuaron diversas simulaciones en las cuales se observó los requerimientos de fortalecer con conductor más robusto para las posibles nuevas trayectorias, con las cuales se analizaron para poder definir el calibre de conductor más adecuado.

Resultados de la corrida de flujos con condición sin proyecto

Source Id	Demand				Loss	
	kW	kvar	kVA	pf	kW	%
Feeders for 27-1						
COA53020 COA-23	6837	1713	7048	97	50	0.73
COA53070 COA-26	7690	1929	7928	97	94	1.23
27-1 Totals	14526	3641	14976	97	145	1.00
Feeders for COY						
COY53005 COY-21	8856	2582	9225	96	83	0.94
COY53035 SR. VIVEROS	2791	399	2820	99	12	0.45
COY53045 COY-22	8543	2335	8856	96	32	0.38
COY53085 COY-21X	3920	558	3959	99	13	0.33
COY53115 SR. COYOACAN	2838	576	2896	98	12	0.41
COY Totals	26947	6451	27709	97	152	0.56
Feeders for ODB						
ODB53015 UNAM	8482	1284	8578	99	35	0.42
ODB53025-INSURGENTES	5691	1987	6028	94	64	1.13
ODB53035 SR COPILCO	5141	553	5171	99	13	0.25
ODB53045-ODB27	5388	1192	5499	98	31	0.58
ODB53055 AV. DEL IMAN	7782	2071	8053	97	122	1.57
ODB53065 CENAPRED	5432	1174	5557	98	39	0.72
ODB53075 SR MIGUEL ANGEL DE _TR	5401	468	5421	100	13	0.24
ODB53085 UNAM 2	4943	751	5000	99	23	0.46
ODB53095 TORIELLO GUERRA	11012	2938	11397	97	79	0.72
ODB53105 PERISUR	10415	2245	10654	98	92	0.88
ODB53115-ODB22X	4446	973	4551	98	17	0.39
ODB53125 CATARATAS	7455	1610	7627	98	43	0.57
ODB Totals	81568	17246	83371	98	571	0.70
Feeders for RSL						
RSL53080 AJUSCO	4006	1006	4131	97	38	0.95
RSL53100 TLALPAN	3778	768	3855	98	20	0.53
RSL53110 HOSPITALES II	3344	976	3484	96	18	0.54
RSL53130 MIGUEL HIDALGO.	5504	781	5559	99	64	1.17
RSL53140 FUENTES BROTTANTES	851	120	859	99	1	0.15
RSL53150 CORREGIDORA	6059	1233	6183	98	89	1.47
RSL53160 AMPLIACION MIGUEL H. TR	1591	225	1607	99	5	0.34
RSL Totals	25132	5110	25646	98	236	0.94
Feeders for TAX						
TAX53010 URSULA	6985	1048	7063	99	38	0.55
TAX53020 LA CANDELARIA	4132	615	4177	99	22	0.54
TAX53030 ESTUDIOS	5795	505	5817	100	42	0.72
TAX53040 EDUCACION	5459	1161	5581	98	28	0.51
TAX53050 TENORIO BLANCA	5963	1273	6098	98	54	0.91
TAX53060 EL ROSEDAL	4681	999	4786	98	10	0.22
TAX53070 JARDINES	7003	1593	7182	98	69	0.99
TAX53080 DIVISION DEL NORTE	9188	2094	9423	97	134	1.46
TAX53090 TENORIO NEGRA	1118	241	1144	98	1	0.10
TAX53100 SAN LUCAS	4680	1077	4802	97	26	0.56
TAX53110 SAN FCO CULHUACAN	8954	1913	9156	98	83	0.93
TAX53120 PARQUE SAN ANDRES	5933	1055	6026	98	21	0.36
TAX Totals	69890	13573	71196	98	530	0.76
Feeders for 128-1						
XOC53020 XOC-23	7449	1870	7680	97	97	1.30

Source Id	Three-phase		
	Min Volts	Max Volts	MI
Substation: 27-1			
COA53020 COA-23	117.90	119.90	9.4
COA53070 COA-26	116.90	119.90	9.0
Substation: COY			
COY53005 COY-21	118.10	120.00	5.5
COY53035 SR. VIVEROS	119.40	120.00	3.8
COY53045 COY-22	119.40	120.10	10.4
COY53085 COY-21X	120.80	121.10	8.3
COY53115 SR. COYOACAN	119.40	120.00	3.2
Substation: ODB			
ODB53015 UNAM	119.10	120.00	2.8
ODB53025-INSURGENTES	117.50	120.00	4.1
ODB53035 SR COPILCO	119.60	120.00	5.8
ODB53045-ODB27	118.50	120.00	12.2
ODB53055 AV. DEL IMAN	115.50	120.00	17.1
ODB53065 CENAPRED	118.00	120.00	10.0
ODB53075 SR MIGUEL ANGEL DE	119.60	120.00	4.8
ODB53085 UNAM 2	119.50	120.30	5.8
ODB53095 TORIELLO GUERRA	118.00	120.00	13.7
ODB53105 PERISUR	117.90	119.80	10.9
ODB53115-ODB22X	119.00	120.00	14.3
ODB53125 CATARATAS	118.30	120.00	16.2
Substation: RSL			
RSL53080 AJUSCO	118.00	120.00	11.2
RSL53100 TLALPAN	119.00	120.00	9.2
RSL53110 HOSPITALES II	119.10	120.00	2.9
RSL53130 MIGUEL HIDALGO.	118.10	120.00	16.1
RSL53140 FUENTES BROTTANTES	119.70	119.90	3.9
RSL53150 CORREGIDORA	117.20	119.00	14.6
RSL53160 AMPLIACION MIGUEL H	119.40	119.70	6.6
Substation: TAX			
TAX53010 URSULA	118.70	119.90	10.5
TAX53020 LA CANDELARIA	118.90	120.00	6.3
TAX53030 ESTUDIOS	117.40	120.00	9.9
TAX53040 EDUCACION	118.30	120.00	14.6
TAX53050 TENORIO BLANCA	117.10	119.90	10.2
TAX53060 EL ROSEDAL	119.50	120.00	6.4
TAX53070 JARDINES	117.20	119.90	13.9
TAX53080 DIVISION DEL NORTE	116.50	119.90	8.0
TAX53090 TENORIO NEGRA	119.90	120.00	0.7
TAX53100 SAN LUCAS	118.80	120.00	8.3
TAX53110 SAN FCO CULHUACAN	117.50	119.90	18.8
TAX53120 PARQUE SAN ANDRES	119.20	119.90	7.3
Substation: TAX II			
TAX53015 CAMPESTRE CHURUBUS	119.30	120.00	8.4
TAX53025 EL RELOJ	119.00	119.70	7.5
TAX53035 SANTO DOMINGO	118.60	119.90	10.2
TAX53045 OASIS	118.40	120.00	5.5
TAX53055 HOSPITALES	119.00	120.00	7.2
TAX53065 XOTEPINGO	117.50	120.00	14.3
TAX53075 AZTECAS	118.90	119.90	10.4
TAX53085 EJE 10 SUR	119.00	120.00	8.3
Substation: 128-1			
XOC53020 XOC-23	117.30	119.90	8.2

Tabla 11 Resultados de Simulación sin Proyecto.



Calibres de conductores en la red general de distribución.

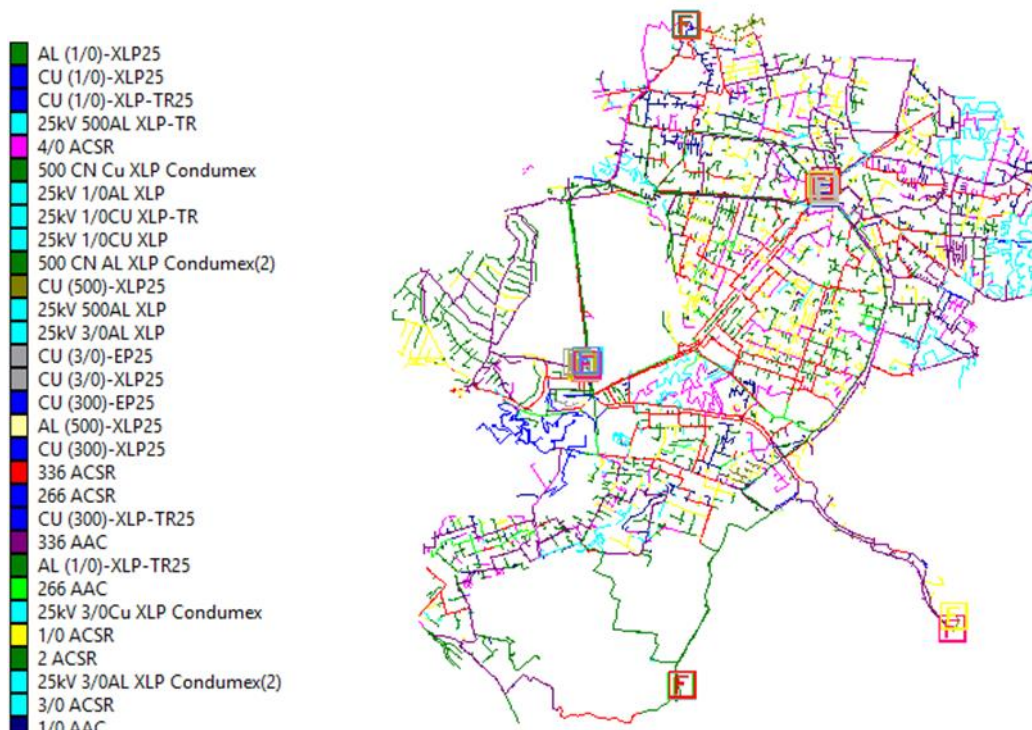


Ilustración 25 Conductores Existentes sin Proyecto

Conductores

Será necesario identificar los calibres por tramo de líneas, el material del mismo, la escala, y la disposición de conductores.

Equipos

En el alimentador van a estar conectados distintos equipos los cuales podrán estar en serie o en paralelo, por lo que es necesario incluirlos dentro diagrama para dar de alta los atributos de cada uno de ellos, los cuales se desglosan ser:

- Transformadores CFE y Particulares
- Equipo de protección y seccionamiento
- Capacitores



Usuarios prioritarios

Es necesario ubicar a los usuarios prioritarios en el diagrama, para determinar el grado de confiabilidad que se dará a los mismos. Determinar si se requiere aspectos especiales de continuidad de alimentadores que tengan usuarios tales como oficinas gubernamentales, Hospitales, Industriales con procesos sensibles, etc., y así poder considerarlo en la optimización con un grado de confiabilidad mayor y la posibilidad de considerar alimentador selectivo.

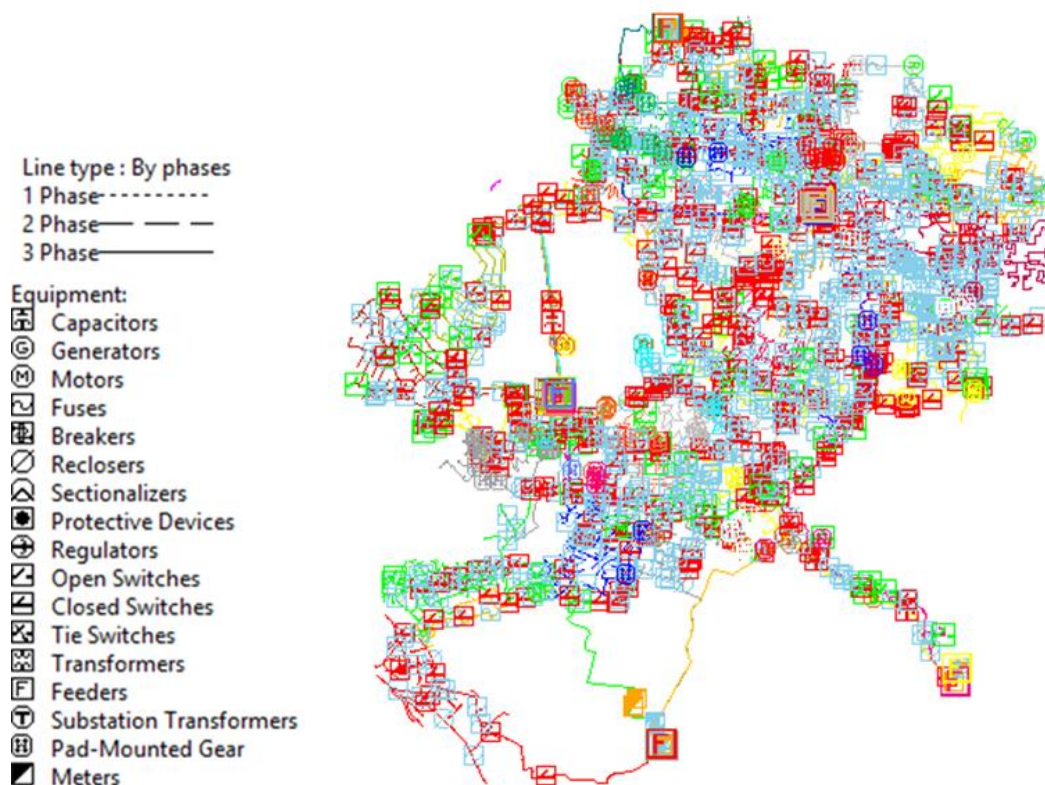


Ilustración 26 Equipo Eléctrico Existente



Corto circuito.

En la mayor parte de los sistemas de distribución se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica. En este tipo de instalaciones las magnitudes de las corrientes de cortocircuito generalmente son mayores que cuando la falla se produce entre fase y neutro o entre dos fases; por consiguiente, para la selección de los dispositivos de protección en la mayoría de las plantas industriales basta calcular un cortocircuito trifásico.

La ubicación del cortocircuito en una instalación depende desde luego del fin perseguido; por ejemplo, la máxima corriente de cortocircuito que circula a través de un interruptor, un restaurador, un fusible se presenta cuando la falla se produce precisamente en las terminales de estos dispositivos. Estos dispositivos, mediante una selección adecuada, deben ser capaces de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito que puede pasar por ellos. Por tanto, sólo es necesario considerar la falla en una posición (sobre las terminales) para verificar el régimen de trabajo del interruptor, restaurador o fusible determinado.

El circuito que se presenta más adelante se analiza en estado sin proyecto, teniendo primeramente la corrida de flujos de potencia de un circuito, obteniendo valores de kw, kvar, f.p, amp, que nos permiten saber la cantidad de corriente que circula por el interruptor, se realiza este procedimiento con cada circuito de distribución.

Claro previamente capturando todos los parámetros y atributos del circuito.



Ilustración 27 Circuito Estudio Corto Circuito

Source Id	Demand			Amps Max	Loss	
	kW	kvar	pf		kW	%
Feeders for TAX II						
TAX53040 EDUCACION	5905	1199	98	152	32	0.54

Tabla 12 Resultado de Flujos de potencia.

Posteriormente se analiza el corto circuito del circuito de distribución con corto circuito monofásico, el cual nos muestra los valores de corto circuito en el interruptor, así como los niveles de cortocircuito durante la trayectoria del mismo, definida por colores como se muestra en la Figura 28.

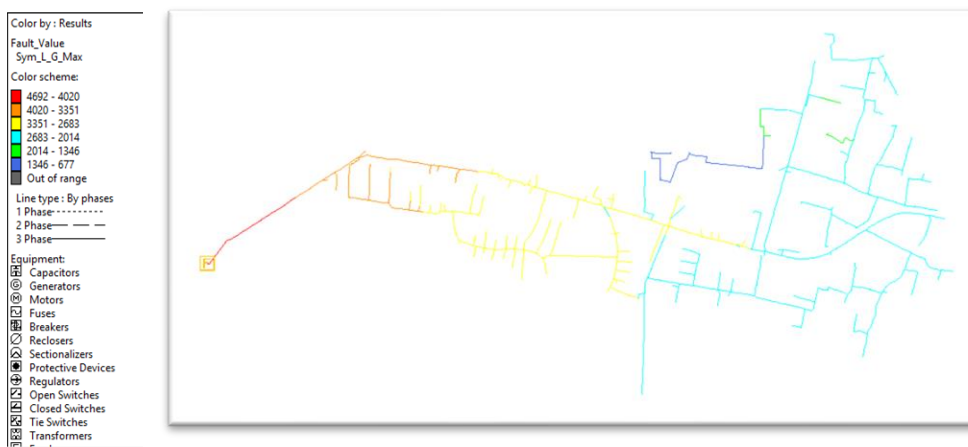


Ilustración 28 Corto Circuito Monofásico (Zonas).

Station Id	Src Symm Amps		Min Symm Amps			Max Symm Amps	
	3Ph	LG	3Ph	LG-Min	LG-Max	3Ph	LG
Feeders for TAX II							
TAX53040 EDUCACION	5276	4706	724	681	681	5276	4706

Tabla 13 Corto Circuito Monofásico.

Posteriormente se analiza el corto circuito del circuito de distribución con corto circuito trifásico, el cual nos muestra los valores de corto circuito en el interruptor, así como los niveles de cortocircuito durante la trayectoria del mismo, definida por colores como se muestra en la Figura 29.



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

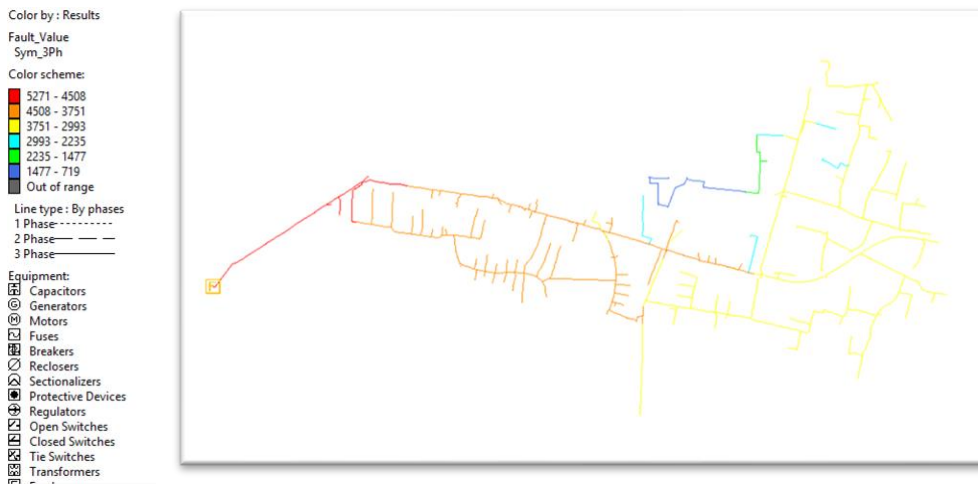


Ilustración 29 Corto Circuito Trifásico (Zonas).

Station Id	Src Symm Amps		Min Symm Amps			Max Symm Amps	
	3Ph	LG	3Ph	LG-Min	LG-Max	3Ph	LG
Feeders for TAX II							
TAX53040 EDUCACION	5276	4706	724	681	681	5276	4706

Tabla 14 Corto Circuito Trifásico.

Con proyecto al primer restaurador.

Sin Proyecto		Con Proyecto	
RESTAURADOR 1		RESTAURADOR 1	
Section	OH_799956	Section	OH_799956
Z0	0.690 +j 5.056 Ohms	Z0	0.633 +j 4.851 Ohms
Z1	0.381 +j 2.880 Ohms	Z1	0.298 +j 2.852 Ohms
PhG Min	3637.4 A	PhG Min	3739.0 A
PhG Max	3637 A	PhG Max	3739 A
Ph-Ph	3945 A	Ph-Ph	3999 A
Ph-Ph-G	4225 A	Ph-Ph-G	4297 A
3Ph	4555 A	3Ph	4618 A

Tabla 15 Corto circuito con proyecto

Derivado de que se reconfiguro y la distancia es la misma, y se cambió conductor AAC 266 por AAC 366 la impedancia característica del conductor se cambia en el



sistema, por lo que los niveles esperados de corriente de corto circuito difieren respecto a los valores anteriores para la misma longitud.

Reordenamiento de la red

Contar solo con las instalaciones necesarias y una topología de la red de media tensión sencilla de operar.

La topología de una red es la lógica de enrutamiento que se da al transporte de la electricidad, incluyendo las garantías de suministro que se logran con sus formas de conexión y desconexión.

La cual deberá de contar con lo siguiente:

- a) Debe proponerse la ruta más corta
- b) Con las pérdidas mínimas que la economía aconseje
- c) Con una caída de tensión que cumpla los requisitos
- d) Con respaldos ante incumplimientos que garanticen la continuidad esperada
- e) Ordenar las Instalaciones
- f) Eliminar cruces de líneas de diferentes circuitos en la red de media tensión.

Definir las trayectorias para el crecimiento de la MT

Donde aplique, utilizar preferentemente el esquema de multitruncal para los nuevos circuitos, y reordenar a los circuitos existentes a este tipo de trazos.

Retirar las instalaciones que sobran

En la actualidad existen redes de media tensión con un alto porcentaje de instalaciones de más de lo que se requiere.

Por lo que se debe de retirar toda instalación que sobra, de acuerdo al análisis realizado anteriormente.



Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kV

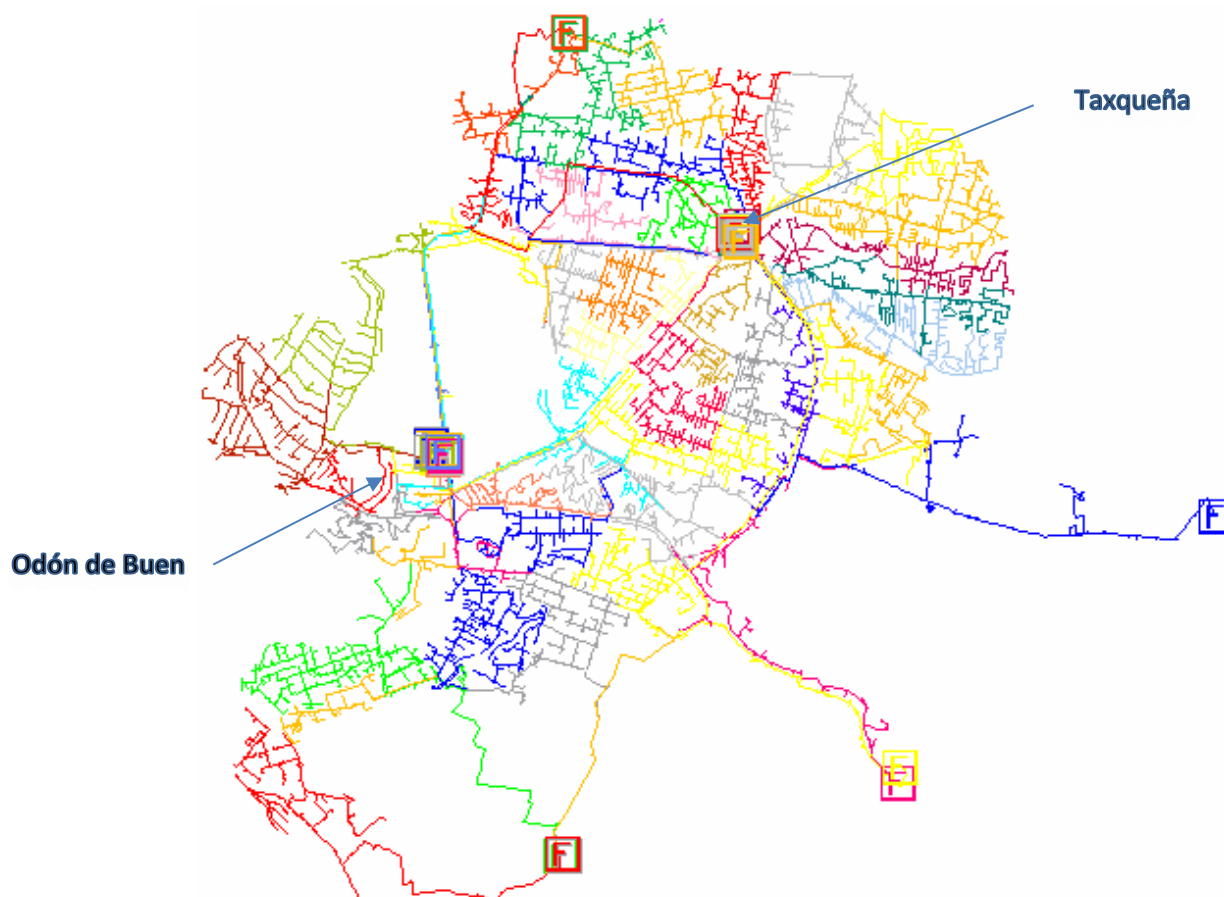


Ilustración 30 Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kV



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kV

Source Id	Demand				Loss	
	kW	kvar	kVA	pf	kW	%
Feeders for 27-1						
COA53020 COA-23	6843	1715	7055	97	50	0.74
COA53070 COA-26	7701	1931	7940	97	95	1.23
27-1 Totals	14545	3646	14995	97	145	1.00
Feeders for COY						
COY53005 COY-21	8874	2588	9244	96	83	0.94
COY53035 SR. VIVEROS	2791	399	2820	99	12	0.45
COY53045 COY-22	11054	3224	11515	96	55	0.49
COY53085 COY-21X	3930	560	3970	99	13	0.33
COY53115 SR. COYOACAN	2838	576	2896	98	12	0.41
COY Totals	29488	7347	30389	97	175	0.59
Feeders for ODB I						
ODB53015 UNAM	5468	1282	5616	97	20	0.36
ODB53025-INSURGENTES	5696	1989	6033	94	64	1.13
ODB53035 SR COPILCO	5465	756	5517	99	15	0.27
ODB53045-ODB27	5383	1195	5514	98	31	0.58
ODB53055 AV. DEL IMAN	7801	2077	8073	97	123	1.57
ODB53065 CENAPRED	5445	1176	5571	98	39	0.72
ODB53145	3943	988	4065	97	50	1.26
ODB I Totals	39201	9463	40327	97	341	0.87
Feeders for ODB II						
ODB53075 SR MIGUEL ANGEL DE_TR	5740	770	5791	99	15	0.26
ODB53085 UNAM 2	4933	749	4990	99	23	0.46
ODB53095 TORIELLO GUERRA	7100	2942	7685	92	38	0.53
ODB53105 PERISUR	7296	2248	7635	96	40	0.55
ODB53115-ODB22X	4458	976	4564	98	17	0.39
ODB53125 CATARATAS	4350	1612	4639	94	31	0.71
ODB53155	3009	872	3132	96	11	0.35
ODB53165	3139	786	3236	97	30	0.96
ODB II Totals	40026	10954	41498	96	204	0.51
Feeders for Unknown						
ODB53135 NVO	3222	613	3280	98	78	2.44
Feeders for RSL						
RSL53080 AJUSCO	4018	1009	4142	97	38	0.95
RSL53100_TLALPAN	3788	770	3866	98	20	0.53
RSL53110 HOSPITALES II	3344	976	3484	96	18	0.54
RSL53130 MIGUEL HIDALGO.	5519	785	5574	99	64	1.17
RSL53140 FUENTES BROTANTES	853	121	862	99	1	0.15
RSL53150 CORREGIDORA	6073	1235	6197	98	89	1.47
RSL53160 AMPLIACION MIGUEL H_TR	1596	227	1612	99	5	0.34
RSL Totals	25190	5122	25706	98	237	0.94
Feeders for TAX VII						
TAX53010 URSULA	4784	1049	4897	98	20	0.43
TAX53015 CAMPESTRE CHURUBUSCO	3700	1276	3914	95	15	0.39
TAX53020 LA CANDELARIA	4144	618	4189	99	22	0.54
TAX53025 EL RELOJ	4277	1125	4423	97	21	0.49
TAX53035 SANTO DOMINGO	4772	1495	5001	95	16	0.34
TAX53045 OASIS	5380	1141	5499	98	42	0.79
TAX53100 SAN LUCAS	4690	1615	4961	95	28	0.59
TAX_NVO_UNO	4458	1117	4596	97	59	1.33
TAX VII Totals	36206	9436	37415	97	223	0.62
Feeders for TAX II						
TAX53030 ESTUDIOS	5806	500	5827	100	42	0.72
TAX53040 EDUCACION	5472	1165	5595	98	28	0.51
TAX53050 TENORIO BLANCA	5980	1276	6115	98	55	0.91
TAX II Totals	17258	2941	17507	99	125	0.72
Feeders for TAX VI						
TAX53055 HOSPITALES	2393	628	2474	97	14	0.56
TAX53065 XOTEPINGO	6288	2492	6764	93	64	1.01
TAX53075 AZTECAS	5390	1150	5512	98	29	0.54
TAX53085 EJE 10 SUR	5581	1292	5729	97	25	0.45
TAX53090 TENORIO NEGRA	5628	789	5683	99	42	0.74
TAX53110 SAN FCO CULHUACAN	4475	1914	4867	92	35	0.78
TAX53120 PARQUE SAN ANDRES	5949	2054	6293	95	23	0.39
TAX_NVO_DOS	3519	882	3628	97	61	1.72
TAX VI Totals	39223	11202	40791	96	293	0.75
Feeders for TAX III						
TAX53060 EL ROSEDAL	4692	1001	4797	98	10	0.22
TAX53070 JARDINES	4429	1848	4799	92	30	0.67
TAX53080 DIVISION DEL NORTE	9209	3178	9742	95	145	1.57
TAX III Totals	18330	6027	19295	95	185	1.01
Feeders for 128-1						
XOC53020 XOC-23	7445	1868	7676	97	96	1.30

Source Id	Three-phase		
	Min Volts	Max Volts	MI
Substation: 27-1			
COA53020 COA-23	117.90	119.90	9.4
COA53070 COA-26	116.90	119.90	9.0
Substation: COY			
COY53005 COY-21	118.80	120.00	5.5
COY53035 SR. VIVEROS	119.40	120.00	3.8
COY53045 COY-22	119.30	120.10	10.4
COY53085 COY-21X	120.80	121.10	8.3
COY53115 SR. COYOACAN	119.40	120.00	3.2
Substation: ODB I			
ODB53015 UNAM	119.30	120.00	1.9
ODB53025-INSURGENTES	117.50	120.00	4.1
ODB53035 SR COPILCO	119.50	120.00	5.8
ODB53045-ODB27	118.40	120.00	11.9
ODB53055 AV. DEL IMAN	115.30	120.00	17.1
ODB53065 CENAPRED	117.90	120.00	10.0
ODB53145	117.30	119.80	8.3
Substation: ODB II			
ODB53075 SR MIGUEL ANGEL DE_TR	119.50	120.00	4.8
ODB53085 UNAM 2	119.50	120.20	5.8
ODB53095 TORIELLO GUERRA	118.40	120.00	6.8
ODB53105 PERISUR	118.60	119.80	7.8
ODB53115-ODB22X	118.90	120.00	14.3
ODB53125 CATARATAS	118.30	120.00	12.7
ODB53155	119.40	119.40	0.6
ODB53165	118.10	118.70	4.3
Substation: Unknown			
ODB53135 NVO	120.50	124.00	4.2
Substation: RSL			
RSL53080 AJUSCO	118.00	120.00	11.2
RSL53100_TLALPAN	119.00	120.00	9.2
RSL53110 HOSPITALES II	119.10	120.00	2.9
RSL53130 MIGUEL HIDALGO.	118.10	120.00	16.1
RSL53140 FUENTES BROTANTES	119.70	119.90	3.9
RSL53150 CORREGIDORA	117.10	119.00	14.6
RSL53160 AMPLIACION MIGUEL H_TR	119.40	119.70	6.6
Substation: TAX VII			
TAX53010 URSULA	118.90	119.90	7.4
TAX53015 CAMPESTRE CHURUBUSCO	119.20	120.00	8.4
TAX53020 LA CANDELARIA	118.90	120.00	6.3
TAX53025 EL RELOJ	118.90	119.60	7.5
TAX53035 SANTO DOMINGO	119.20	119.90	7.2
TAX53045 OASIS	118.40	120.00	5.5
TAX53100 SAN LUCAS	118.60	120.00	8.3
TAX_NVO_UNO	117.50	119.70	7.1
Substation: TAX II			
TAX53030 ESTUDIOS	117.20	120.00	9.9
TAX53040 EDUCACION	118.20	120.00	14.6
TAX53050 TENORIO BLANCA	117.00	119.90	10.2
Substation: TAX VI			
TAX53055 HOSPITALES	118.90	120.00	7.2
TAX53065 XOTEPINGO	117.30	120.00	11.9
TAX53075 AZTECAS	118.70	119.80	10.4
TAX53085 EJE 10 SUR	118.80	120.00	8.3
TAX53090 TENORIO NEGRA	118.10	119.90	9.8
TAX53110 SAN FCO CULHUACAN	117.80	119.90	9.9
TAX53120 PARQUE SAN ANDRES	119.00	119.90	7.3
TAX_NVO_DOS	114.50	119.10	8.3
Substation: TAX III			
TAX53060 EL ROSEDAL	119.50	120.00	6.4
TAX53070 JARDINES	118.10	119.90	9.1
TAX53080 DIVISION DEL NORTE	116.10	119.90	8.0
Substation: 128-1			
XOC53020 XOC-23	117.40	119.90	8.2

Tabla 16 Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kv



Condición sin proyecto

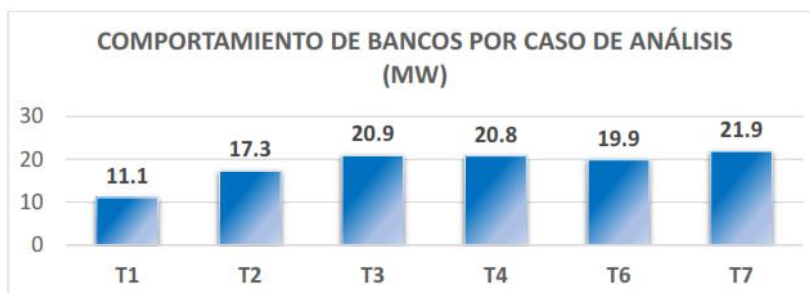


Tabla 17 Comportamiento de Bancos sin Proyecto

Condición con proyecto retiro del T1 y T4 de 85 kV

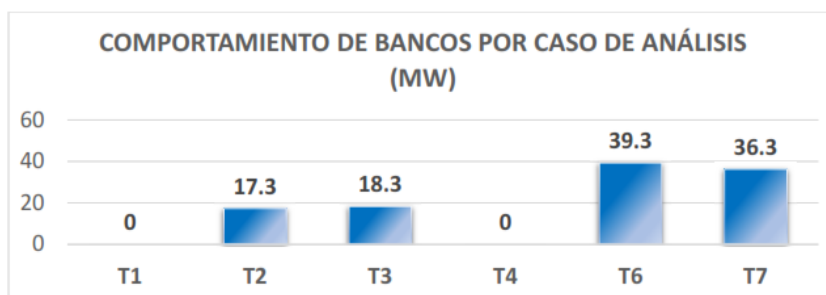


Tabla 18 Comportamiento de Bancos con Proyecto

Con lo anterior, se observa una viabilidad por capacidad, para realizar una reubicación de la demanda que atienden los bancos T1 y T4 85/23 kV a los bancos T6 y T7 de 230/23 kV.

En la siguiente tabla del pronóstico de la demanda, se observa que la suma de demandas máximas no coincidentes de los bancos T1 y T4 de 85/23 kV da un valor de 32.2 MW, la suma de demandas máximas no coincidentes de los bancos T6 y T7 de 230/23 kV da un valor de 42.8 MW con una capacidad total de 120 MVA entre los dos bancos, por lo que los bancos T6 y T7 podrán tomar sin dificultad la carga de los bancos T1 y T4.



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”

ZONA	ZONA	NOMBRE	NODO	V1/V2 ^{1/2}	UNIDAD	CAPACIDAD ³	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T6	230/23	MWh/h	1	600	11.4	12.6	12.4	19.4	19.7	20.0	16.4	16.7	17.0	17.3	17.6	17.9	18.2	18.5	18.8	19.1	19.4	19.7	20.0
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T7	230/23	MWh/h	2	600	15.4	17.1	15.1	19.4	23.1	23.4	23.7	24.0	24.3	24.6	24.9	25.2	25.5	25.8	26.1	26.4	26.7	27.0	27.3
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T1	85/23	MWh/h	1	300	11.6	11.7	12.4	11.6	11.7	11.9	12.0	12.2	12.3	12.5	12.6	12.8	12.9	13.1	13.2	13.4	13.5	13.7	13.9
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T2	85/23	MWh/h	2	300	16.6	14.5	15.1	13.6	17.9	18.1	18.3	18.5	18.7	18.9	19.1	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T3	85/23	MWh/h	3	300	20.6	21.1	22.9	21.4	21.7	22.0	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	16.9	17.2	17.5	17.8	18.1	18.4	18.7
UNIVERSIDAD	TAXQUEÑA	T4	85/23	MWh/h	4	300	15.6	17.4	17.5	20.2	20.5	20.7	21.0	21.2	21.5	21.7	22.0	22.2	22.5	22.8	23.1	23.3	23.6	23.9	24.2
TOTAL ZONA							91	95	95	106	115	116	106	108	109	111	112	114	115	117	118	120	122	123	125

Tabla 19 Pronostico de la Demanda

Propuesta subestación Taxqueña.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se hace necesario revertir los riesgos que se tienen actualmente en la infraestructura de la S.E. Taxqueña en el nivel de media tensión incluyendo la transformación, se presenta la siguiente solución:

Modernización de tableros PCYM y equipos de MT de bancos T1 y T4 de 85/23 kV a bancos de transformación de 230/23 kV:

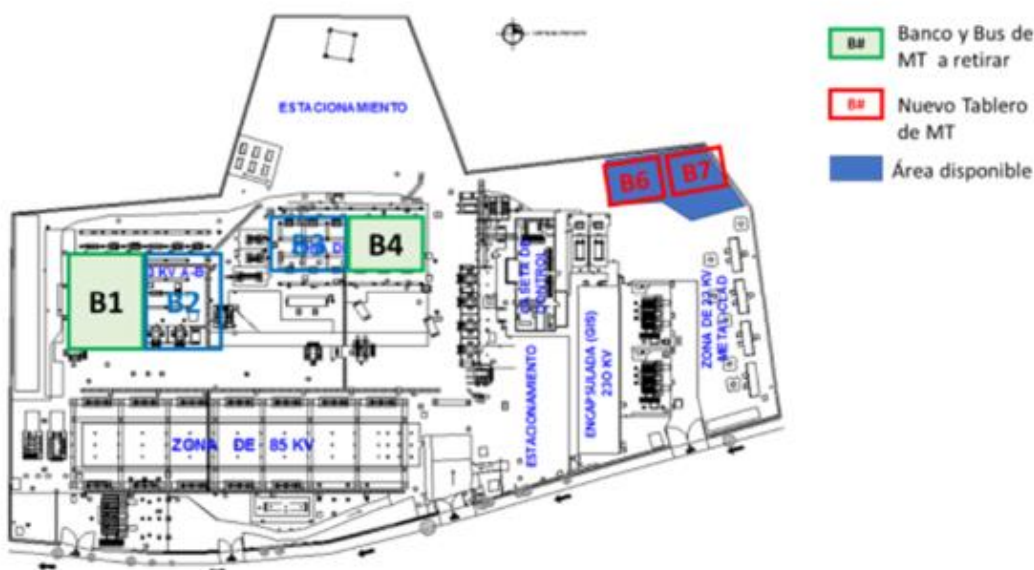


Ilustración 31 Subestación Taxqueña

De acuerdo con las necesidades actuales de los tableros tipo intemperie existentes, se construirá una caseta para para alojar en una sala las secciones de tableros SF6



correspondientes al incremento de alimentadores, y en otra sección todos los equipos de servicios propios, control, comunicaciones y protecciones, y obra civil necesaria para los nuevos alimentadores

Se suministrarán 4 módulos de 5 secciones de tableros SF6 (dependiendo de la ingeniería del proveedor), 4 tableros PCYM tipo LT-5-51-IM-ID con alojamiento de equipo para dos alimentadores cada uno, 2 tableros para servicios propios VCA y 2 tableros para servicios propios VCD.

Para la alimentación del transformador de potencia hacia los tableros SF6 se utilizarán dos cables por fase CU (1000)-XLP-25-133-B, siguiendo una trayectoria a través de trinchera hasta la caseta nueva; para la salida de circuitos se utilizarán un cable por fase (3 por circuito) AL-(500)-XLP-25-133-B, a través de ductos hacia la puerta de acceso.

Propuesta subestación Odón de Buen

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se hace necesario revertir los riesgos que se tienen actualmente con el estado actual de la infraestructura de la S.E. Odón de Buen en el nivel de media tensión.

El alcance de esta propuesta es modificar el arreglo de doble barra doble interruptor en 23 kV a un arreglo de barra sencilla con amarre de barras, realizando las siguientes modificaciones:

Modificación del arreglo de doble barra doble interruptor en 23 kV por arreglo de barra sencilla en 23 kV para 2 bancos de transformación con interruptor de amarre de barras. Con este arreglo se pretende optimizar y simplificar el arreglo actual de los 36 interruptores de potencia a únicamente 23 interruptores teniendo 2 interruptores de baja de banco, 16 interruptores para 16 alimentadores, 2 interruptores para 2 capacitores, 1 interruptor de amarre de bancos y 2 interruptores de servicios propios. Al ser toda una sección metalclad los interruptores existentes y al haber llegado al término de su vida útil se requiere la adquisición de una nueva sección metalclad con los 23 interruptores.

Con esta opción se tendrían 16 alimentadores para 2 bancos de transformación, es decir, 8 alimentadores por banco y se realizaría el retiro del banco T2 para su



enajenación correspondiente por el término de vida útil y por falla en el cambiador de derivaciones.

- a) Modernización y adquisición de bancos de baterías.
- b) Modernización y adquisición de transformadores y tableros de servicios propios.
- c) Adquisición de tableros de protección, medición y control (PCYM) para 2 bancos de potencia de 230/23 kV de 60 MVA, 16 alimentadores de 23 kV, 2 bancos de capacitores de 23 kV, 1 del interruptor de amarre.
- d) Adquisición de tablero SCADA, cargador de baterías de 48 vcd y Cargador de baterías de 125 vcd.

Presupuesto Total del proyecto en subestaciones Odón de Buen y Taxqueña.

Monto Total	
Total	560 MU

Tabla 20 Costo Total del Proyecto



Conclusiones

El desarrollo del presente trabajo se centralizó en el retiro de dos bancos de 30 MVA y su modernización, en la subestación Taxqueña, lo implica realizar un reordenamiento de la red general de distribución que proporciona energía a veinte alimentadores, por otra parte, la modernización de la subestación Odón de Buen y la creación de cuatro nuevos alimentadores.

Derivado de la obsolescencia del equipamiento instalado actualmente en servicio; se requiere la modernización del equipamiento de 23 kV de S.E. Taxqueña para incrementar la confiabilidad y así garantizar la seguridad del personal operativo y la continuidad del servicio eléctrico y la satisfacción a los clientes.

El resultado del estudio nos muestra que se pueden pasar alimentadores a la subestación de 230/23 kv, que es lo más conveniente para lograr los máximos beneficios para este proyecto, al requerir una inversión menor y reducir los riesgos de operación al reubicar alimentadores hacia una infraestructura con mayor confiabilidad como lo es la transformación de 230/23 kV.

El crecimiento que se va a tener en las subestaciones Taxqueña con dos Alimentadores nuevos, dando una mayor flexibilidad a la red general de distribución y dejando con un menor número de usuarios por circuitos, lo que lleva a tener mejores indicadores de confiabilidad.

El crecimiento de cuatro alimentadores en la subestación Odón de Buen, nos lleva a disminuir demanda en los circuitos mas cargados, y por lo tanto en la disminución de los indicadores de confiabilidad, teniendo una red de general de distribución más confiable.

En ambos casos las pérdidas técnicas disminuyen, derivado del fortalecimiento a la red existente y mejorar el calibre de conductor en las líneas troncales del sistema de distribución, que abarca la subestación Taxqueña y Odón de Buen, así mismo el mejoramiento en el equipo de seccionamiento y su futura automatización.

Esto permite cumplir con el objetivo de garantizar el desarrollo y la seguridad de las instalaciones, con tecnología de vanguardia y sentido de pertenencia hacia la empresa.



Bibliografía

- [1]. S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, S. S. H. Lee, “Distribution Reconfiguration For Loss Reduction”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, May 1988.
- [2]. W.H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, Libro, CRC Press, Estados Unidos.
- [3]. OLADE, Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas Volumen I,
- [4]. Procedimientos para la realización de los estudios de planeación a corto plazo de un sistema de distribución - Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad.
- [5]. Guía para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución – Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad.
- [6]. Enrique Luis Cervantes Jaramillo, Una nueva metodología para la selección económica del tipo de líneas para el diseño de líneas de distribución eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad, Universidad Autónoma de Nuevo León, Marzo 2006.
- [7]. H. Lee Willis, Power Distribution Planning Referente Book, 2nd. Edition, New Cork, N.Y., U. S. A., Marcel Dekker, Inc. 2004.
- [8]. Samuel Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Tercera Edición, Manizales Enero de 2004, Tercera Edición.
- [9]. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, PRODESEN 2019 – 2033, CENACE, 2019.



Glosario de términos.

CFE: La Comisión Federal de Electricidad

Convenio: Cada uno de los Convenios que se suscriban entre el Suministrador y el Permisionario para la regulación específica de cada uno de los actos jurídicos que realicen entre ellos, relacionados con la generación y la transmisión de energía eléctrica.

CRE: Comisión Reguladora de Energía

Distribución: La conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los usuarios.

Factibilidad: Estudio preliminar para determinar la viabilidad de incorporar a la red del servicio público un proyecto de generación particular.

Generación: La producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, utilizando los sistemas y equipos correspondientes.

Interconexión: Conexión eléctrica entre dos áreas de control o entre la instalación de un Permisionario y un área de control.

Licencia: Permiso para realizar trabajos en equipo eléctrico, ya sea energizado o sin potencial.

Oficio Resolutivo: Documento a través del cual el Suministrador notifica el presupuesto por las obras necesarias para la interconexión de un generador a la red del servicio público.

Permisionario: El titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica.

Punto de interconexión: El sitio en donde el Permisionario entrega al SEN la energía producida por su central de generación.

RGD: Red General de Distribución.

SCADA: Sistema para la supervisión, control y adquisición remota de datos del sistema eléctrico.



Servicio Público: La prestación del servicio público de energía eléctrica que puede comprender la planeación del sistema eléctrico nacional; la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica; y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

Sistema Eléctrico Nacional: El conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, transformación, subtransmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Solicitante: La persona física o moral que por sí misma o a través de su legítimo representante, formule o presente una solicitud de acceso a la red del servicio público de energía eléctrica.

Suministrador: La Comisión Federal de Electricidad, y en lo conducente las entidades mencionadas en el artículo cuarto transitorio de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Transmisión: La conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución.



“Optimización y Modernización de las S.E. Taxqueña, Odón de Buen, así como los Circuitos de Distribución Eléctrica en Media Tensión 23 kv”
