

**GOBIERNO
FEDERAL**

SEP



**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
INGENIERÍA ELÉCTRICA**



REPORTE DE RESIDENCIA

**DIAGNÓSTICO Y OPTIMIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE
TRABAJO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN
REAL DEL BOSQUE CFE PERTENECIENTE A LA ZONA TUXTLA**

**ASESOR INTERNO:
ING. ABRAHAM OCAMPO SOLORZANO**

**ASESOR EXTERNO:
ALFONSO LOPEZ AGUILAR**

ALUMNO

MIGUEL ANGEL BONIFAZ GUTIERREZ

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas Diciembre de 2014

Índice	Pág.
1.Introducción	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Estado del Arte.....	6
1.3 Justificación	7
1.4 Objetivo	7
1.5 Metodología; Diagrama a Bloques	8
2. Fundamento Teórico	10
2.1 Factores que influyen en las perdidas de energía.....	10
2.2 Conductores Eléctricos	13
2.3 Tipos de conductores eléctricos.....	15
2.4 Cálculo de resistencia y caída de tensión en un conductor	18
2.5 Factor de potencia	22
3. Desarrollo	28
3.1 Selección del área de estudio	28
3.2 Alcance del proyecto.....	33
3.3 Desarrollo del proyecto	34
3.4 Desarrollo del proyecto en baja tensión	34
4. Propuestas para mejorar la red de baja tensión	49
4.1 Recalibración	49
4.2 Reubicación del transformador	57
4.3 Reducción de carga implementando un nuevo circuito.....	66
5. Resultados y conclusiones	81
BIBLIOGRAFIA Y APENDICE	87
ANEXOS	89

1. Introducción

1.1 Antecedentes

El papel de la planificación de las redes eléctricas es desarrollar métodos para procesar datos y cálculos que nos permiten llegar a avances en el desarrollo de las redes tomando en consideración el incremento en el consumo conservando al mismo tiempo una buena calidad del servicio suministrado al menor costo posible. La planificación debe ser capaz de responder a preguntas tales como:

*¿Qué tipo de materiales utilizar?

*¿Qué construcciones de conjunto conviene elaborar con estos elementos?

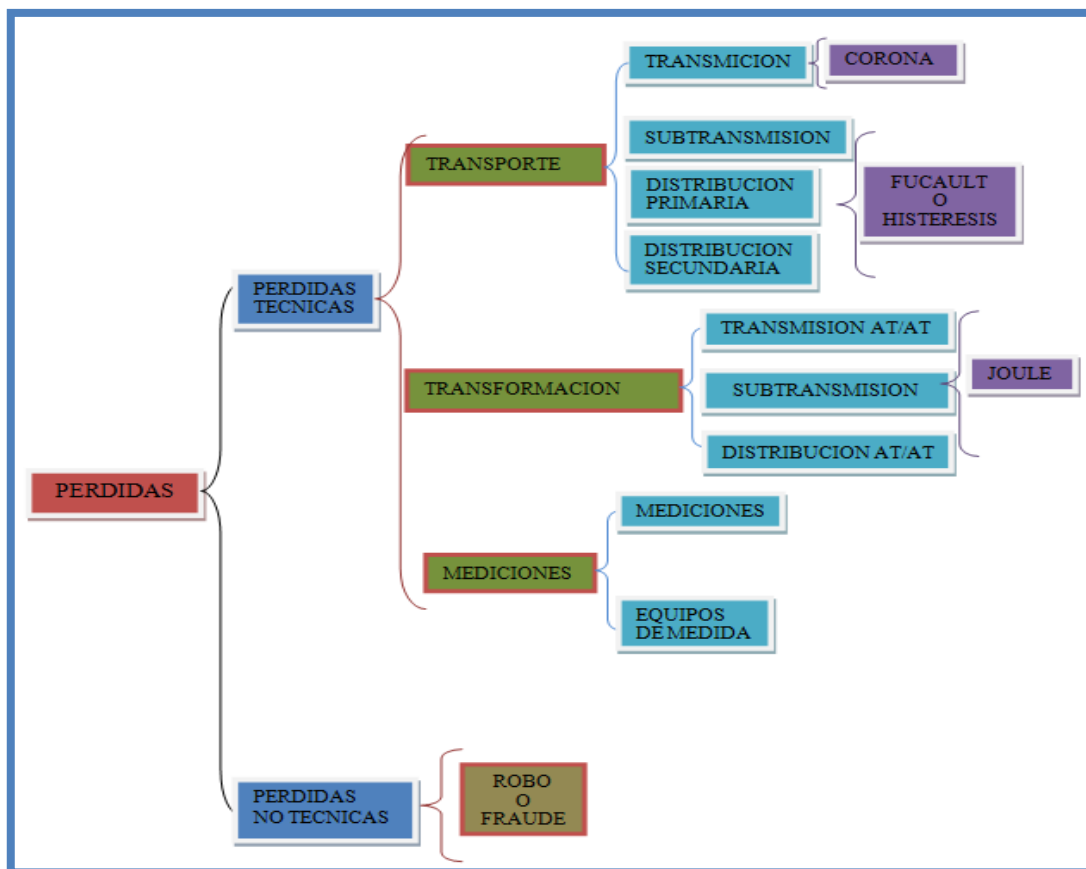


Fig. 1.1 Tipos de pérdidas, las condiciones en las que se presentan y los fenómenos que intervienen en ellas.

En los sistemas eléctricos de distribución se presentan dos tipos de pérdida de energía, las pérdidas técnicas debidas a todos los fenómenos físicos que se dan en la red, y las pérdidas no técnicas debido a la energía que no se factura y por la cual la empresa distribuidora no recibe ninguna retribución económica. Estas se visualizan en la figura anterior (Fig. 1.1).

En el caso de las pérdidas técnicas al tener un porcentaje bajo, siendo el nivel recomendado un valor inferior al 10%, se logra tener una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y minimizar los gastos operativos para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad. Por esta razón es de suma importancia conocer el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas que presenta la red de distribución, para implementar las medidas que permitan atenuar las pérdidas en el caso de tener altos porcentajes de pérdidas.

La CFE (Comisión Federal de Electricidad), cuenta con una metodología para la determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas para las redes de distribución en media y baja tensión, utilizando visitas a campo, herramientas computacionales, hojas de cálculo y programas para la determinación de los parámetros de pérdidas en el sector que se esté estudiando.

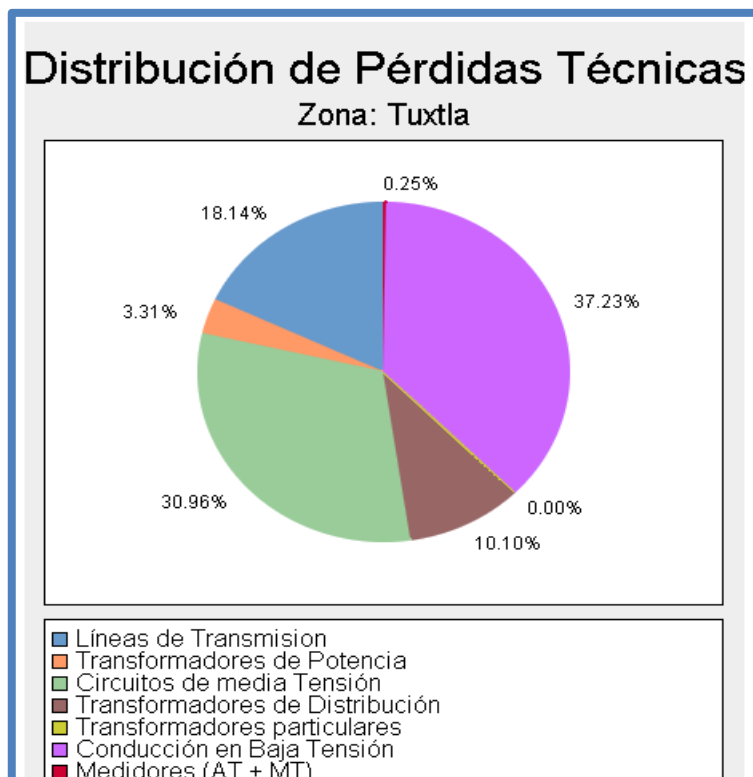
La manera con que se calculan y cuantifican las pérdidas depende de la cantidad de información con que se cuente para el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta que se instala un equipo especial en las líneas de baja tensión, llamado ION-8600, es un medidor de calidad de la energía que registra los parámetros diarios del comportamiento de la red para realizar un balance de energía y la determinación de las pérdidas reales y los estudios que requiere cada circuito en específico.

Así pues existen otros medidores para la Media y Alta Tensión que son más sofisticados de operar. Pero de igual manera sirven para hacer el estudio de pérdidas energéticas que afectan el insumo eléctrico. En la siguiente tabla 1.1 se puede apreciar el estudio de las pérdidas técnicas y no técnicas y su nivel de influencia que abarcan dentro de la Zona de Distribución Tuxtla; datos recabados de principios de este año.

PROCESOS	NIVEL			TOTAL	
	A. T.	M. T.	B. T.		
TÉCNICAS	DISTRIBUCIÓN				
	CONDUCCIÓN	33.07	56.42	67.86	157.35
	TRANSFORMACIÓN	0	6.04	18.41	24.44
	SUBTOTAL	33.07	62.45	86.26	181.79
	MEDICIÓN				
	MEDIDORES Y EQUIPOS	0.22	0.25	0	0.46
	TOTAL TECNICAS	33.29	62.70	86.73	182.25
NO TÉCNICAS	COMERCIAL - MEDICIÓN	0.00	0.00	129.48	129.48
PÉRDIDAS TOTALES		33.29	62.70	216.20	311.73
% PÉRDIDAS				11.47	

Tabla 1.1 Perdidas en GW/h por Proceso y Nivel de Tensión, a nivel Zona.

La siguiente grafica muestra el porcentaje de las pérdidas técnicas:



Grafica 1.1 Porcentaje de pérdidas técnicas en la Zona de Distribución Tuxtla.

El estudio en Media y Baja Tensión abarca pues todas y cada una de las subestaciones dentro de la Zona. Dentro de esta Zona, se encuentra nuestra Área Urbana Tuxtla, que cuenta con las subestaciones: TGU (Tuxtla Gutiérrez uno), TGD (Tuxtla Gutiérrez dos), TXS (Tuxtla sur), TXN (Tuxtla norte), RDB (Real del Bosque).

Es indispensable y necesario que se realicen estos estudios ya que son relevantes en cuanto al consumo y pérdida de energía nos referimos. Con base en estos es como se mejora la calidad del servicio y se garantiza el suministro eléctrico a todas las viviendas. Además de que las pérdidas no se eliminan en su totalidad, pero si una parte de ellas. Evolucionando a través de los años y mejorando en este aspecto.

Las consecuencias de no realizar estos estudios en tiempo y forma repercuten directamente en las retribuciones hacia la empresa. Influyen en la calidad del servicio, así como el rendimiento de la red. A lo que de realizarle los estudios estaríamos garantizando pues un servicio eléctrico bueno para todos y evitaríamos sobre todo perdidas económicas en la empresa.

1.2 Estado del arte

La empresa ETESA S.A. Encargada de la transmisión de energía eléctrica en Panamá, se encarga también de realizar los estudios de pérdidas en las líneas que administra. Utilizando software de última generación y simuladores para la cuantificación de las perdidas en sus redes de distribución de media y baja tensión.

MR CONSULTORES, empresa especializada en la distribución de energía eléctrica en Argentina, realiza los estudios de pérdidas antes y después de la puesta en servicio de las líneas de alimentación de Media y Baja Tensión. También realiza estudios en sus transformadores para cuantificar las pérdidas de una manera más rápida y eficiente. Utiliza el método de cargas puntuales distribuyendo las cargas en zonas estratégicas de la red para su pronto estudio.

Universidad Politécnica Salesiana, presenta “Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogue”. Muestra un análisis de pérdidas de energía de las líneas de Media y Baja Tensión del alimentador 124 de la subestación Azogues, perteneciente a la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas (UTE) presenta “Beneficios por la reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la Media Tensión”. Tiene como objeto exponer los beneficios que se logran por la reducción de pérdidas, al migrar la red de media tensión de distribución, a niveles superiores de tensión. Los resultados se presentan en dos sub-planes que integran el Plan Director.

Montevideo, Uruguay, La empresa encargada del suministro eléctrico de la ciudad, presenta “Plan para el cambio de Tensión de 6 KV a 22 KV en la Zona Sur-Este” y “Plan de Cambio de Tensión de 6 KV a 15 KV en las ciudades Cabeceras” de los departamentos del interior del país. Con tal de garantizar un mejor servicio y eliminar la caída de tensión en esos sectores que son de suma importancia en la capital.

Lo que aquí se propone como proyecto es realizar el diagnóstico de las condiciones de trabajo de la Red de Distribución de la subestación Real del Bosque CFE ubicada dentro del Área Urbana. Para optimizar el rendimiento de la Red de Media Tensión actual e implementar mejoras en los circuitos para maximizar el alcance de la subestación y la topología de la red.

1.3 Justificación

La CFE (Comisión Federal de Electricidad), empresa encargada de suministrar la energía eléctrica a toda la Zona Tuxtla. Tiene la obligación de mejorar los circuitos que alimentan a toda la población, considerando los estudios de pérdidas como su herramienta para formular proyectos para la optimización de las líneas. Esta necesidad surge para poder cuantificar las pérdidas de energía que se tienen en la red ya que solo de este modo se puede realizar un proyecto para mejorar las condiciones de la red de distribución y contar con un sistema eléctrico en condiciones óptimas para el desarrollo y crecimiento de la población.

1.4 Objetivo

Realizar el diagnóstico y evaluación de la operatividad de los circuitos de media tensión para mejorar la red existente mediante procedimientos de reingeniería de acuerdo a las nuevas necesidades de construcción, relocalización y retiro de líneas, con tal de contar con solo las instalaciones necesarias y una topología de red sencilla.

1.5 Metodología

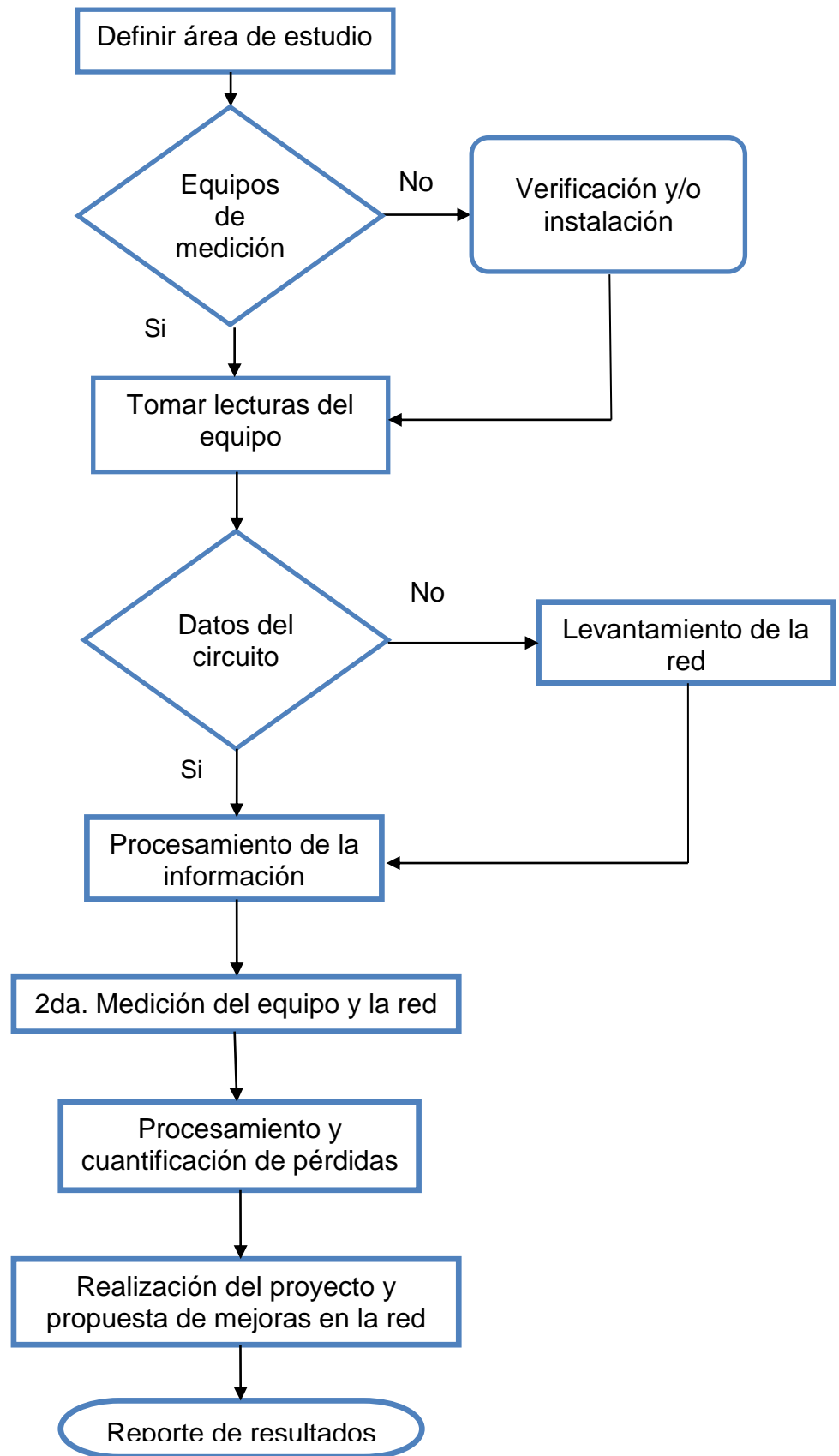


Fig. 1.2 Diagrama del Hardware.

1.- Definir el área de estudio. Previo análisis de los circuitos de la subestación y de las zonas que alimenta cada uno de ellos. Se determinara el circuito que va a ser causa de estudio, debido a que no todos tienen las mismas características.

2.- Equipos de medición. Aquí se tendrá que evaluar la situación de los equipos de medición actuales. Es decir, si ya están instalados se verificara que funcionen y monitoreen la red del circuito de manera debida. Si no están instalados pues, se harán los respectivos procedimientos para hacerlo o ver de qué manera se pueden obtener los parámetros requeridos de la red.

3. Tomar lecturas del equipo. En este rubro nos corresponde ver cuáles son las condiciones en la que se comporta la red, registrando datos de voltaje, corriente, factor de potencia, potencia reactiva, y kilo watts hora que se suministren a la red del circuito en un día respectivo.

4.- Datos del circuito. Puesto que es casi nulo que se tengan estos datos, en este bloque se realizará el levantamiento en media y baja tensión. Que comprenden las estructuras de postes y sus accesorios, características de los transformadores, calibre del conductor de las líneas de media y baja tensión. Numero de fases e hilos por acometida, cantidad de acometidas conectadas por poste, distancia de las acometidas al poste y el número total de servicios en la línea. También se registraran lecturas y características de los medidores en el día respectivo a la medición del equipo de media tensión.

Se tendrá que dejar el equipo conectado, para que registre los datos de los días que se requieran. Para posteriormente hacer la segunda medición de la red.

5.- Procesamiento de la información. Ya habiendo hecho el primer recorrido y el levantamiento en campo, la información recabada se concentra en tablas y se obtiene de la base de datos de CFE. Se descargan los consumos históricos de los clientes en media y baja tensión, con el objeto de determinar su factor de carga y la demanda máxima coincidente por tipo de servicio. De esta manera tendremos un consumo base en tanto a la red y a los usuarios nos referimos.

6.- 2da. Medición del equipo. Procedemos a descargar por segunda vez la información recabada por el medidor de calidad en los días requeridos (1 semana). También se volverán a obtener las lecturas de cada uno de los servicios anteriormente señalados en media y baja tensión.

7.- Procesamiento y cuantificación de pérdidas. Nuevamente procesamos la información recabada en la segunda medición, pero ahora comparando lecturas. Se cuantifican las pérdidas de acuerdo con los resultados de los comparativos. Primero es hacer la diferencia entre la lectura 1 con la 2 del medidor de calidad, lo mismo se hace con las lecturas de los servicios pero una a una. Ya teniendo los dos montos se comparan finalmente para tener así un estimado de consumo y de pérdidas en la red.

8.- Realización del proyecto y propuesta de mejoras en la red. Aquí es donde aportaremos al proyecto, puesto que de acuerdo al monto de pérdidas se hará el análisis del tramo de red seleccionado. Con el fin de determinar las posibles soluciones que se pueden hacer para solventar esas pérdidas o minimizarlas en su totalidad.

9.- Reporte de resultados. Se hace la comparación del antes y después de la situación de la red. Si se tienen pérdidas considerables de energía se tomara en cuenta una posible re calibración del circuito o en otro caso la valoración de los equipos que se tienen instalados para saber las condiciones operativas de estos, y cambiarlos de ser requerido.

2. Fundamento teórico

2.1 Factores que influyen en las pérdidas de energía

El manejo y la operación de la energía eléctrica conllevan factores que reducen el óptimo transporte y distribución. Existe un porcentaje de pérdidas que se hallan intrínsecamente vinculadas al proceso que empieza desde la generación hasta la entrega al consumidor.

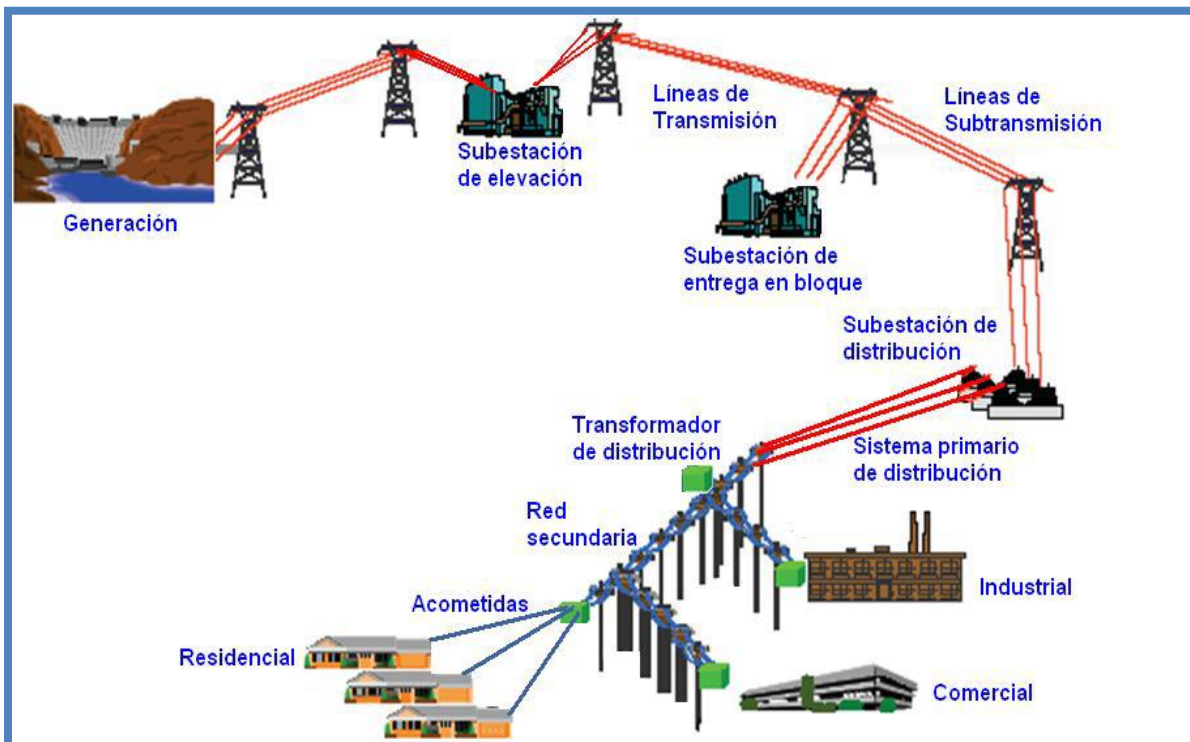


Fig. 2.1 Pérdidas en toda la línea eléctrica, desde la generación hasta la distribución residencial.

Cada proceso involucra pérdidas que se atribuyen al sistema y a otras causas. Las pérdidas se las clasifica en: técnicas y no técnicas.

➤ **Pérdidas técnicas**

Debido a fenómenos físicos que están relacionadas con las condiciones propias de manejo y conducción de la energía eléctrica, su origen se debe a dos efectos: variación de la demanda y presencia de corriente alterna.

➤ **Pérdidas no técnicas**

Es la energía consumida pero no facturada (pérdidas por fraude, robo y errores) o facturada erróneamente (pérdidas administrativas). Estas pérdidas se las puede evitar y están directamente relacionadas con la administración.

2.1.1 Origen de las pérdidas

Las pérdidas son la diferencia entre la producción y el consumo. Es decir, en el sistema de distribución equivale a la diferencia entre la energía que ingresa al mismo y la registrada por los equipos de medición. Este valor comprende a las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas de energía representan un costo económico, y su porcentaje refleja el grado de eficiencia en la administración de la empresa. Por lo tanto, es importante conocer su valor y las causas que lo producen.

2.1.2 Pérdidas técnicas de energía

Es la energía que se pierde (disipa) durante la distribución de energía eléctrica desde la subestación hasta el consumidor final. Las pérdidas técnicas son normales y no pueden ser eliminadas totalmente, sólo pueden reducirse a través del implementar mejoras en la red.

En el análisis de nuestro sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas. Como son el alimentador o red de media tensión, transformadores de distribución, red de baja tensión o red secundaria, acometidas, medidor de energía y alumbrado público. En el sistema de distribución las pérdidas técnicas se relacionan con las pérdidas resistivas y pérdidas en el núcleo del transformador.

Para la estimación de las pérdidas técnicas se consideran ciertas aproximaciones. Como los conductores utilizados son de diámetro pequeño, la resistencia por unidad de longitud es grande, de allí su nombre pérdidas resistivas. Las distancias entre conductores no son muy grandes; por tanto, el valor de la reactancia por unidad es pequeño. Los valores de susceptancia a tierra son muy pequeños, razón por la cual se desprecian. Debido a que las tensiones utilizadas en sistemas de distribución son relativamente bajas, las pérdidas por efecto corona se desprecian.

***Pérdidas en la red de media tensión**

Son pérdidas resistivas que dependen de la demanda, la longitud y la sección del conductor. Por lo general, los cables utilizados en redes subterráneas son de cobre, tienen los diámetros más grandes de la red y la longitud no es muy extensa. Debido a esto la resistividad es pequeña; sin embargo, por el alimentador circulan grandes cantidades de corriente, las cuales incrementan el valor de las pérdidas.

***Pérdidas en el transformador de distribución**

El transformador es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro magnéticamente, es decir, por inducción en lugar de conducción. Esta característica hace que en la estructura interna del transformador se produzcan fenómenos magnéticos que producen pérdidas de energía. El origen de las pérdidas radica en dos causas, pérdidas en el núcleo (en vacío) y en las bobinas del transformador (resistivas).

***Pérdidas en la red de baja tensión**

Al igual que los alimentadores, son pérdidas resistivas que dependen de la longitud, demanda y la sección del conductor. Las pérdidas son mayores, ya que la sección del conductor es menor. Debido a la gran cantidad de circuitos, se extrapolan los resultados calculados para muestras.

***Pérdidas en la acometida**

Son pérdidas resistivas, que dependen de la longitud, la carga y la sección del conductor. A pesar que las distancias son cortas, el gran número que existe en la red incrementa el valor de pérdidas; además, la resistencia por unidad de longitud es alta.

2.1.3 Pérdidas no técnicas de energía

Son el resto de pérdidas energéticas; es decir, la diferencia entre la energía entregada a los clientes y la energía que logra facturar la empresa. Como son auto consumos de la empresa, alumbrado público y otros registros, como otros muchos factores. Mientras que las pérdidas por registro, es la energía consumida pero no registrada y se halla relacionada con la instalación del contador de energía, las causas se lo atribuyen a la empresa y al cliente. Su valor se deduce en unidades de energía (kw/h).

2.1.4 Pérdidas financieras

Después del registro de energía se puede introducir otra pérdida que es de tipo financiera y se refiere al proceso de facturación y recaudo. Se producen en la administración de la empresa. Su valor se deduce en unidades monetarias (\$). La pérdida en la facturación se refiere a la manera incorrecta de cobrar. La pérdida en

el recaudo es cuando solo una parte de la energía facturada es recaudada, esto produce que la empresa tenga una cartera morosa elevada.

2.2 Conductores Eléctricos

Se puede definir como conductor eléctrico aquel componente de un sistema, capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a una diferencia de potencial entre dos puntos. En general toda forma de materia en estado sólido o líquido posee en algún grado propiedades de conductividad eléctrica. Pero determinados materiales son relativamente buenos conductores y otros están casi totalmente desprovistos de esta propiedad.

Como ejemplo los metales son los mejores conductores, mientras que otras sustancias tales como óxidos metálicos, sales, minerales, y materiales fibrosas presentan una conductividad relativamente baja. Algunas otras sustancias tienen una conductividad tan baja que se clasifican como no conductores denominándose como dieléctricos o aisladores eléctricos.

Los conductores eléctricos se utilizan para permitir el paso de una corriente eléctrica entre dos puntos con diferente potencial eléctrico (voltaje). Cuando se presenta este paso de corriente eléctrica se dice que se ha establecido un circuito. El cual se puede definir por medio de cuatro propiedades eléctricas fundamentales: Resistencia, Inductancia, Capacitancia Y resistencia de Aislamiento. Un conductor eléctrico es un elemento de un sistema constituido de un material de alta conductividad eléctrica que puede ser utilizado para el transporte de energía eléctrica.

En general y para nuestros fines, un conductor eléctrico consta de un filamento o alambre. O de una serie de alambres cableados y/o torcidos, de material conductor, que se utiliza desnudo, o bien cubierto con material aislante. En aplicaciones donde se requieren grandes tensiones mecánicas se utilizan bronce, acero y aleaciones especiales. En aplicaciones electrónicas ultra finas y en pequeñas cantidades, se utilizan el oro, la plata y el platino como conductores.

2.2.1 Materiales aislantes para conductores eléctricos

***Hule natural**

Necesita formularse especialmente para lograr compuestos resistentes a la humedad, al calor, a los aceites y de resistencia mecánica alta. Actualmente no puede competir con los hules sintéticos (elastómeros), que se han desarrollado.

***Hule SBR o GRS**

Fue el primer material que reemplazó al hule natural, se le conoce como hule estireno-butadieno, hule BUNA-S, hule SBR o GRS. Aunque su resistencia mecánica es inferior al hule natural, puede formularse para lograr un compuesto

de buenas cualidades eléctricas para cables de baja tensión, es más resistente al calor y humedad que el hule natural.

***Hule butilo**

Este material es un polímero del isobutileno-isopreno. Aunque este material fue desarrollado en 1940, tomó algunos años vencer algunos problemas técnicos de proceso para poder emplearlo como aislamiento de conductores eléctricos. Sin embargo, en 1947 se empezó a lograr una enorme producción de cables con este aislamiento para tensiones hasta de 35 KV.

***Policloropreno (neopreno)**

El neopreno, químicamente, es un polímero del cloropreno que solo tiene aplicación como aislamiento eléctrico en conductores de baja tensión, 600 V. Pueden prepararse compuestos de él con muy buena resistencia mecánica a la tensión y al rasgado. Por su estructura química es resistente al aceite, a los materiales químicos, al calor, la humedad y la flama. Es altamente resistente al ozono y al ataque de la intemperie.

El neopreno es capaz de operar un rango muy amplio de temperaturas. Es empleado como cubierta exterior para trabajar a temperaturas tan bajas como -65°C y especialmente formulado puede usarse como aislamiento de cables con temperatura de operación de 90°C.

***Polietileno clorosulfonado (CP), (HYPALON), (CSPE)**

Posee buenas cualidades eléctricas para usarse como un aislamiento eléctrico de baja tensión. Tiene una gran resistencia al ozono y al efecto corona. Es muy resistente al calor y a la humedad y pueden prepararse formulaciones especiales para muy bajas temperaturas. Su constante dieléctrica, su factor de potencia y sus otras características eléctricas no permiten aplicarlo como un aislamiento para altas tensiones.

***Polietileno clorado (CPE)**

Este polímero existe tanto en compuestos termoplásticos, como en termo fijos (elastoméricos). Por sus propiedades dieléctricas inherentes, el CPE se emplea únicamente como aislamiento en productos de baja tensión 600 V. Encuentra su principal aplicación en el área de la fabricación de cubiertas exteriores para alambres y cables. Hay CPE para 90 y para 105°C. Uno de sus recientes usos se encuentra como aislamiento de los cordones térmicos portátiles para plancha, tipo HPN.

***Policloruro de vinilo (PVC) o (PVC-RAD)**

El PVC se emplea en la fabricación de alambres y cables de los tipos T, TW, THW, THHN, THWN, THHW, THHW-LS. Por sus magníficas propiedades de resistencia mecánica, no propagación de la flama ni del incendio y de resistencia a los aceites, es ampliamente usado como cubierta exterior de cables con aislamiento de polietileno, polietileno vulcanizado o etileno propileno usada para alta tensión.

***Polietileno de cadena cruzada (XLPE o XLP)**

Los aislamientos de polietileno reticulado para altas tensiones tienen buenas cualidades mecánicas. Poseen buena resistencia a la compresión y deformación térmica y tienen una excelente resistencia al envejecimiento por altas y bajas temperaturas. Sus cualidades eléctricas como rigidez dieléctrica, factor de potencia, constantes dieléctricas y de aislamiento, así como su estabilidad eléctrica en agua son sobresalientes. Es altamente resistente al ozono, a la humedad y productos químicos.

El polietileno vulcanizado es un aislamiento para temperaturas de 90°C en operación normal, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito y se ha llegado a emplear en cable.

2.3 Tipos de conductores eléctricos

***Conductores desnudos de cobre**

Estos conductores se utilizan en instalaciones aéreas de distribución de energía eléctrica en alta o baja tensión, en barras colectoras de subestaciones y en sistemas de tierra. Los alambres de cobre ofrecen una gran resistencia mecánica, sobre todo en temple duro y semiduro. Dado que el cobre es un material resistente a la corrosión, se emplea en áreas salinas o de alta contaminación.

***Conductores desnudos de aluminio**

Los conductores de aluminio puro (1350), se utilizan en líneas aéreas de distribución a baja tensión con distancias interpostales cortas. Mientras que los de otras aleaciones de aluminio se usan en instalaciones con distancias interpostales más largas, aprovechando el incremento en la resistencia.

Conductores eléctricos de aluminio desnudo serie 8000, ofrecen ventajas significativas si se les compara con aquéllos elaborados con aluminio (1350). Destacan entre ellas, su mejor comportamiento mecánico, que los acercan al que pueden ofrecer los conductores de cobre del mismo calibre. Tiene mayor flexibilidad, mayor maleabilidad y mayor resistencia a la compresión.

***Conductores desnudos copperweld**

Los alambres y cables Copperweld hacen que las construcciones de líneas aéreas con claros interpostales largos sean seguras y económicas. Ya que se complementan la alta resistencia mecánica del acero y la conductividad del cobre en una sola unidad. Para aumentar la conductividad de los cables, se mezclan conductores Copperweld con conductores de cobre obteniéndose cables de alta conductividad y resistencia mecánica. Que llenan los requisitos para cualquier diseño de líneas aéreas. Las diferentes construcciones de cables formados con conductores de cobre y Copperweld son:

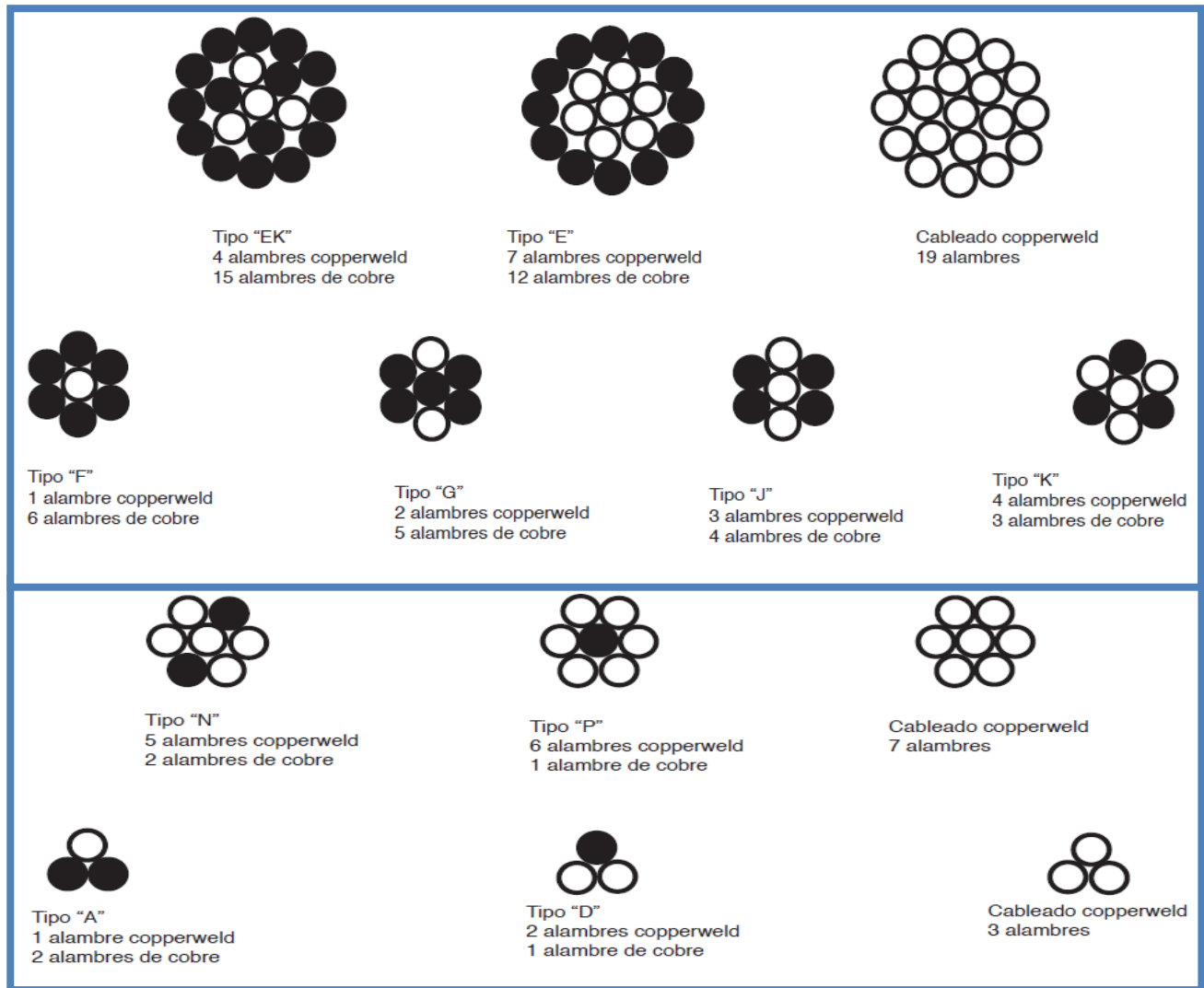


Fig. 2.2 Arreglos con conductores de cobre y Copperweld.

***Conductores de Alumoweld desnudos**

El Alumoweld está especialmente indicado para la construcción de líneas aéreas de aluminio reforzado. Además de reunir las propiedades eléctricas y mecánicas deseadas, ofrece las ventajas económicas inherentes a su bajo precio de adquisición. Presenta reducidos gastos de conservación y larga duración, en las aplicaciones siguientes:

-Líneas aéreas de puesta a tierra

Las líneas modernas de transmisión a altas tensiones precisan disponer de conductores aéreos de puesta a tierra para evitar interrupciones motivadas por perturbaciones atmosféricas. La elevada resistencia mecánica y reducido peso de los cables Alumoweld permite que sean tendidos con flechas que hacen posible en el centro del claro obtener distancias máximas en los conductores de transmisión de energía, a fin de asegurar el aislamiento requerido. La gruesa capa de aluminio ofrece la máxima protección contra la corrosión atmosférica y a la vez, excelente conductividad para el debido funcionamiento de los relevadores de protección.

-Alambres para núcleo de cables tipo ACSR/AW

El Alumoweld es de gran utilidad como elemento de refuerzo en los cables ACSR gracias a su alta resistencia mecánica, gran conductividad y compatibilidad con los alambres de aluminio. Su empleo permite coordinar la duración de los alambres reforzantes con la de los de conducción. Cuando el Alumoweld sustituye a elementos de refuerzo sin modificar la formación del cable, se consigue el aumento de su capacidad eléctrica de conducción.

Si se modifica el cable para conseguir que su conductividad sea la misma que anteriormente, entonces el empleo del Alumoweld permite obtener un cable de menor sección. Lo que contribuye a reducir las cargas por hielo y viento, con el aumento consiguiente del coeficiente de seguridad. El alambre de Alumoweld se suministra a los fabricantes de los cables ACSR para su empleo directo como alambre de refuerzo de dichos cables.

-Neutros

El cable Alumoweld es ideal para emplearse como conductor neutro y como mensajero o soporte de cables aéreos para transmisión de energía eléctrica. Proporciona buena conductividad, flechas mínimas en los claros largos, y permite conseguir elevados coeficientes de seguridad en el caso de sobrecarga por tormenta. Se fabrican cables formados por Alumoweld y aluminio para cumplir las necesidades requeridas, en casi la totalidad de los casos, en cuanto a resistencia mecánica y a conductividad eléctrica se refiere.

-Cables para retenida

Por sus características anti-corrosivas y de alta resistencia mecánica, tienen excelente aplicación como retenidas en las instalaciones de líneas aéreas para transporte de energía eléctrica, comunicaciones, señalización, etc. La elevada resistencia a la tracción de estos cables, de poco peso, está protegida permanentemente contra la corrosión por una gruesa capa de aluminio. Eliminando así los gastos de conservación por oxidación de los cables para retenida de otros tipos.

Por ser de fácil manejo, con los cables de Alumoweld para retenida se reducen los costos de instalación. Para anclajes se recomienda el empleo de grapas o mordazas terminales preformadas.

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/1000 m)	Kg/1000 m 3 Conductores + 5%	Carga de ruptura (Kg)	Capacidad (Amperes)	Equivalente en conductividad
2	Cu	7	33,62	8,14	305	931	1312	230	-
1/0	Cu	7	53,48	9,36	485	1479	2155	310	-
3/0	Cu	7	85,01	11,8	771	2352	3341	420	-
250	Cu	19	126,7	15,24	1149	3505	5048	540	-
3/0	AAC	7	85,01	12,75	234,4	715	1377	330	Cu 1/0
266,8	AAC	19	135,2	16,31	372,8	1137	2784	440	Cu 3/0
336,4	AAC	19	170,5	18,29	470,1	1434	2730	510	Cu 4/0
477	AAC	19	241,7	21,77	666,4	2033	3773	640	300
1/0	ACSR	6/1	62,4	10,11	216	659	1940	240	Cu 2
3/0	ACSR	6/1	99,23	12,75	343	1046	3030	315	Cu 1/0
266,8	ACSR	26/7	157,22	16,28	545	1662	5100	455	Cu 3/0
336,4	ACSR	26/7	198,3	18,31	689	2101	6375	530	Cu 4/0
477	ACSR	26/7	281,1	21,8	977	2980	8820	660	300

Tabla 2.1 Especificaciones de los conductores.

2.4 Cálculo de resistencia y caída de tensión en un conductor

La resistencia de un conductor comercial de cobre (un alambre de 1m de longitud y una sección transversal de 1mm^2), es usualmente de 0.017 a 0.018 ohms a una temperatura de 24°C. Para estos cálculos se tomará un valor promedio de 0.017 ohms por mm^2/m .

La resistencia eléctrica de cualquier conductor es:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad \text{ecuación 2.1}$$

$$R = 0.0175 \frac{L}{S} \qquad \text{ecuación 2.2}$$

Dónde:

R= resistencia eléctrica en ohms.

ρ = resistividad del cobre: 0.017 5 ohms mm^2/m a 24°C y 0.017 241 ohms mm^2/m a 20°C.

S= sección del conductor en mm^2 .

De la Ley de ohm:

$$I = \frac{E}{R} \qquad \text{ecuación 2.3}$$

Y la caída de tensión (e) en un conductor es:

$$e = RI \qquad \text{ecuación 2.4}$$

Substituyendo R en la ecuación anterior es:

$$(e) = \frac{0.175 L x I x 2}{S} \dots \dots \dots (A)$$

También:

$$I = \frac{eS}{0.175 L x 2} \dots \dots \dots (B)$$

Y

$$S = \frac{0.175 L x 2I}{e} \dots \dots \dots (C)$$

Dónde:

L = longitud del circuito en metros (se multiplica por dos para incluir la longitud total del conductor).

La fórmula (A) da la caída de tensión para un calibre determinado y circulando una corriente específica.

La fórmula (B) indica la corriente que produce una caída de tensión en un conductor de calibre dado.

La fórmula (C) indica la sección transversal o calibre exacto para una cierta caída de tensión y una corriente específica.

***Cálculo de conductores**

La corriente alterna de línea en un conductor para los diferentes sistemas de distribución, se puede determinar partiendo de las siguientes fórmulas.

-Una fase (2 hilos)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \Phi} \quad \text{ecuacion 2.5}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{2 E_n \cos \Phi} \quad (\text{hilo exterior}) \quad \text{ecuacion 2.6}$$

-Dos fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{2} E_f \cos \Phi} \quad (\text{hilo común}) \quad \text{ecuación 2.7}$$

-Tres fases (3 hilos)

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \Phi} \quad \text{ecuación 2.8}$$

-Tres fases (4 hilos)

$$I = \frac{W}{3 E_n \cos \Phi} = \frac{W}{\sqrt{3} E_f \cos \Phi} \quad \text{ecuacion 2.9}$$

***Para corriente directa**

Dos hilos

$$I = \frac{W}{E_f} \quad \text{ecuación 2.10}$$

Tres hilos

$$I = \frac{W}{2 E_n} \quad \text{ecuación 2.11}$$

Dónde:

I = corriente en el conductor.

W = potencia en watts.

$\cos \varphi$ = factor de potencia.

E_f = tensión entre fases.

E_n = tensión entre fase y neutro.

***Para corriente alterna**

El cálculo de la sección transversal o calibre de un conductor para los diferentes sistemas de distribución en corriente alterna, se hace partiendo de las siguientes fórmulas:

Una fase (dos hilos)

$$S = \frac{4 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.12}$$

Dos fases (tres hilos)

$$S = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.13}$$

Tres fases (cuatro hilos)

$$S = \frac{2 \sqrt{3} L I}{E_f e\%} = \frac{2 L I}{E_n e\%} \quad \text{ecuación 2.14}$$

Dónde:

I = corriente en el conductor.

E_f = tensión entre fases.

E_n = tensión entre fase y neutro.

e% = caída de tensión expresada en porcentaje.

S = sección del conductor en (mm²).

L = longitud del circuito en metros.

2.5 Factor de Potencia

La corriente requerida por los motores de inducción, lámparas fluorescentes, transformadores y otras cargas inductivas, puede considerarse constituida por la magnetizante y por la corriente de trabajo. La corriente de trabajo es aquella que es convertida por el equipo en trabajo útil. Por ejemplo hacer girar un torno, efectuar soldaduras o bombear agua. La unidad de medida de la potencia producida es el kilowatt (KW).

La corriente magnetizante es la necesaria para producir el flujo para la operación de los dispositivos de inducción. Sin corriente magnetizante, la energía no puede fluir a través del núcleo del transformador o a través del entrehierro de los motores de inducción. La unidad de medición de esta potencia magnetizante es el kilo volts reactivos (KVAR).

La potencia total denominada potencia aparente (KVA), será la suma geométrica de ambas potencias, esto es

$$KVA = ((KW)^2 + (KVAR)^2)^{\frac{1}{2}} \quad \text{ecuación 2.15}$$

El factor de potencia es un indicador de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica, para producir un trabajo útil. Es el porcentaje de la potencia entregada por la empresa eléctrica que se convierte en trabajo en el equipo conectado. En otras palabras, el factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa (KW) usada en un sistema y la potencia aparente (KVA) que se obtiene de la compañía eléctrica. El rango de los valores posibles del factor (fp) varía entre 0 y 1, y se expresa como la razón entre la potencia aparente.

$$\text{factor de potencia} = \frac{KW}{KVA} \quad \text{ecuación 2.16}$$

Un bajo factor de potencia significa pérdidas de energía, lo que afecta la eficiencia en la operación del sistema eléctrico. Se penaliza con un rango adicional en la factura eléctrica a las empresas que tengan un factor de potencia inferior a 0.9 o 0.95 según su potencia demandada.

Cuando se tiene un bajo factor de potencia, se tiene costos adicionales que repercuten negativamente en la facturación del cliente. Por lo que debe solucionarse el problema mediante la instalación de bancos de capacitores eléctricos. Corregir el bajo factor de potencia en una instalación es un buen negocio. No solo porque se evitarán las multas en las facturas eléctricas, sino porque los equipos operaran más eficientemente, reduciendo los costos por consumo de energía.

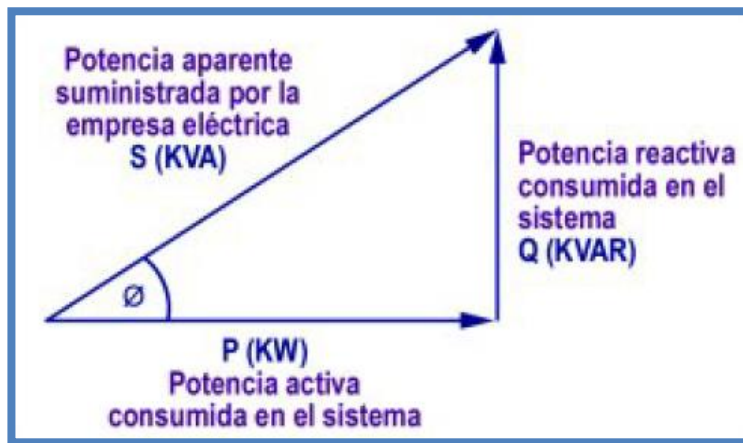


Fig. 2.3 Triángulo de potencia.

2.5.1 Cargas que provocan un bajo factor de potencia.

Las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia. Ya que en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje. En muchas instalaciones eléctricas de la industria, hay grandes consumos de corriente. Este consumo se agrava más cuando se trabaja con muchos motores (carga inductiva), que causan que exista un gran consumo de corriente reactiva. Normalmente es penalizada por las empresas que distribuyen energía, cuando esta situación se presenta, se dice que tenemos bajo factor de potencia.

En caso que el factor de potencia es inferior a 1.0, conlleva a que los equipos consuman energía reactiva. Por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor. También se incrementa la corriente que circula por la red en la medida que el factor de potencia disminuya; con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

Para una potencia constante (KW), la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el factor de potencia disminuya. Por ejemplo, con un factor de potencia igual a 0.5, la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil. En cambio para un factor de potencia igual a 0.9 la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil.

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento a los equipos. Elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros similares. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable, los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución exagerada del factor de potencia. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

Si se conecta una carga puramente resistiva tal como alumbrado incandescente, resistencias, etc., a una fuente de suministro eléctrico, la corriente y el voltaje cambiarán de polaridad en fase. Haciendo que el factor de potencia sea 1 y la energía eléctrica fluirá en una sola dirección a través de la red en cada ciclo.

Las cargas inductivas, tales como transformadores, motores de inducción y, en general, cualquier tipo de inductancia (tal como las que acompañan a las lámparas fluorescentes) generan potencia reactiva con la corriente retrasada respecto a la tensión. Las cargas capacitivas, tales como bancos de condensadores o cables enterrados, generan potencia reactiva con la corriente adelantada respecto a la tensión.

Ambos tipos de cargas absorberán energía durante parte del ciclo de corriente alterna y solamente devolverán energía a la fuente durante el resto del ciclo.

2.5.2 Corrección del factor de potencia

A menudo es posible ajustar el factor de potencia de un sistema a un valor muy próximo a la unidad. Esta práctica es conocida como corrección del factor de potencia y se realiza mediante la conexión a través de conmutadores, en general automáticos, de bancos de condensadores o de inductores. Por ejemplo, el efecto inductivo de las cargas de motores puede ser corregido localmente mediante la conexión de condensadores.

En determinadas ocasiones pueden instalarse motores síncronos con los que se puede inyectar potencia capacitiva o reactiva con tan solo variar la corriente de excitación del motor. Las pérdidas de energía en las líneas de transporte de energía eléctrica aumentan con el incremento de la corriente. Cuando una carga tiene un factor de potencia menor que 1, se requiere más corriente para conseguir la misma cantidad de energía útil.

Por tanto, las compañías suministradoras de electricidad necesitan hacer ciertas maniobras para conseguir una mayor eficiencia de su red. Requieren que los usuarios, especialmente aquellos que utilizan grandes potencias, mantengan los factores de potencia de sus respectivas cargas dentro de límites especificados. De lo contrario se atenderán a pagos adicionales por una mayor demanda de corriente.

El consumo de KW y KVAR (KVA) en una industria se mantienen inalterables antes y después de la compensación reactiva (instalación de los condensadores). La diferencia radica en que al principio los KVAR que esa planta estaba requiriendo, debían ser producidos, transportados y entregados por la empresa de distribución de energía eléctrica, lo cual le produce consecuencias negativas.

Pero esta potencia reactiva puede ser generada y entregada de forma económica, por cada una de las industrias que lo requieran. A través de los bancos de capacitores y/o motores síncronos, evitando a la empresa de distribución de energía eléctrica, el generarla, transportarla y distribuirla por sus redes. Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o utilizando motores síncronos disponibles en la industria (algo menos económico si no se dispone de ellos).

La corrección del factor de potencia debe ser realizada de una forma cuidadosa con objeto de mantenerlo lo más alto posible, pero sin llegar nunca a la unidad. Ya que en este caso se produce el fenómeno de la resonancia que puede dar lugar a la aparición de tensiones o corrientes peligrosas para la red. Es por ello que en los casos de grandes variaciones en la composición de la carga es preferible que la corrección se realice por medios automáticos.

El método más práctico para mejorar (corregir) el factor de potencia, es instalando capacitores o condensadores, en donde la corriente del condensador se encargará de suministrar la corriente magnetizante requerida por la carga. Como se observa en la figura 8. El efecto de los condensadores es opuesto al de las cargas inductivas, debido a esto la cantidad neta de potencia reactiva se reduce y por consecuencia se aumenta el factor de potencia. Esto permite conectar un equipo eléctrico adicional en el mismo circuito y reduce los costos por consumo de energía como consecuencia de mantener un bajo factor de potencia.

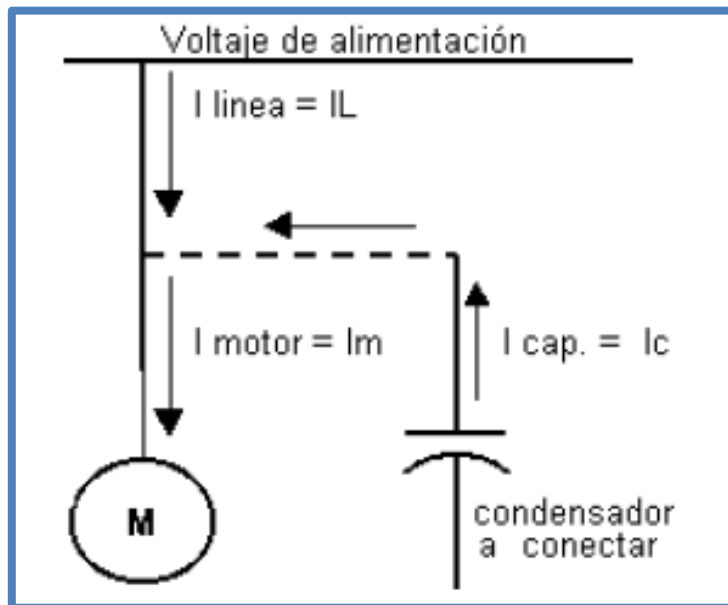


Fig. 2.4 Instalación de bancos de capacitores cerca de la carga.

2.5.3 Consecuencias del factor de potencia

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias en la medida que este disminuye. Además afecta a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión:

***Al usuario:**

-Incremento de las pérdidas por efecto Joule

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R . Donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule se manifestarán en: calentamiento de cables, calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución y disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortos circuitos.

-Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil. Debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

-Aumento de la caída de tensión

Es un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.). Estas cargas sufren una reducción en su potencia a la salida. Esta caída de voltaje afecta a: los bobinados de los transformadores de distribución, los cables de alimentación y a los sistemas de protección y control.

-Incremento de la potencia aparente

Con lo que se reduce la capacidad de carga instalada en kVA en los transformadores de distribución.

-Incremento en la facturación eléctrica

Ya que un bajo factor de potencia implica pérdidas que afectan al productor y distribuidor de energía eléctrica, por lo que se penaliza al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

***A la empresa distribuidora de energía:**

Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional. Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.

Elevadas caídas de tensión y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica. Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda. Cobrándole por capacidad suministrada en KVA, factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan a la industria.

2.5.4 Ventajas de la compensación del factor de potencia

La compensación del factor de potencia trae como consecuencia un incremento de la vida útil de las instalaciones, beneficios económicos como reducción de los costos por facturación eléctrica y eliminación del cargo por factor de potencia. Cabe recordar que la suministradora de energía penaliza a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia menor a 0.9. Se recibe una bonificación de hasta un 2.5% de la facturación cuando se tenga factor de potencia mayor a 0.9.

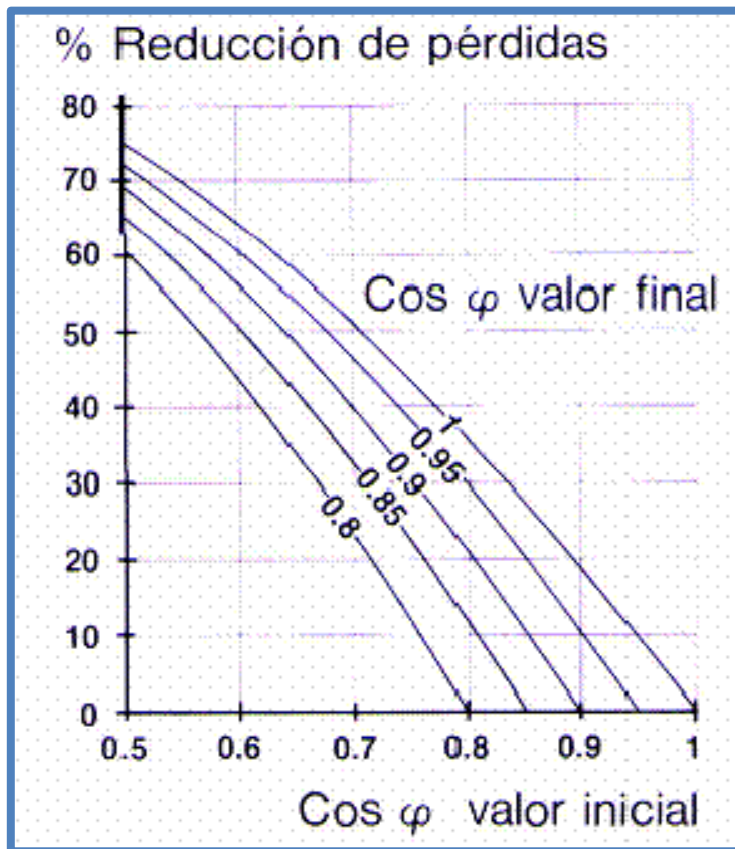


Fig. 2.5 Rendimiento energético proporcional al fp.

3. Desarrollo

3.1 Selección del área de estudio

En la república Mexicana, la empresa encargada de la generación y suministro de la energía eléctrica es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que reparte en 7 sectores. La zona a la que pertenecemos es la Sureste, la cual comprende 3 estados como son Oaxaca, Tabasco y Chiapas.



Fig. 3.1 Divisiones de distribución existentes en el País.

Dentro del estado de Chiapas, se ubican distintas áreas de distribución como son la zona Tuxtla, Tapachula, San Cristóbal y Los Ríos, como se ven en la siguiente figura.

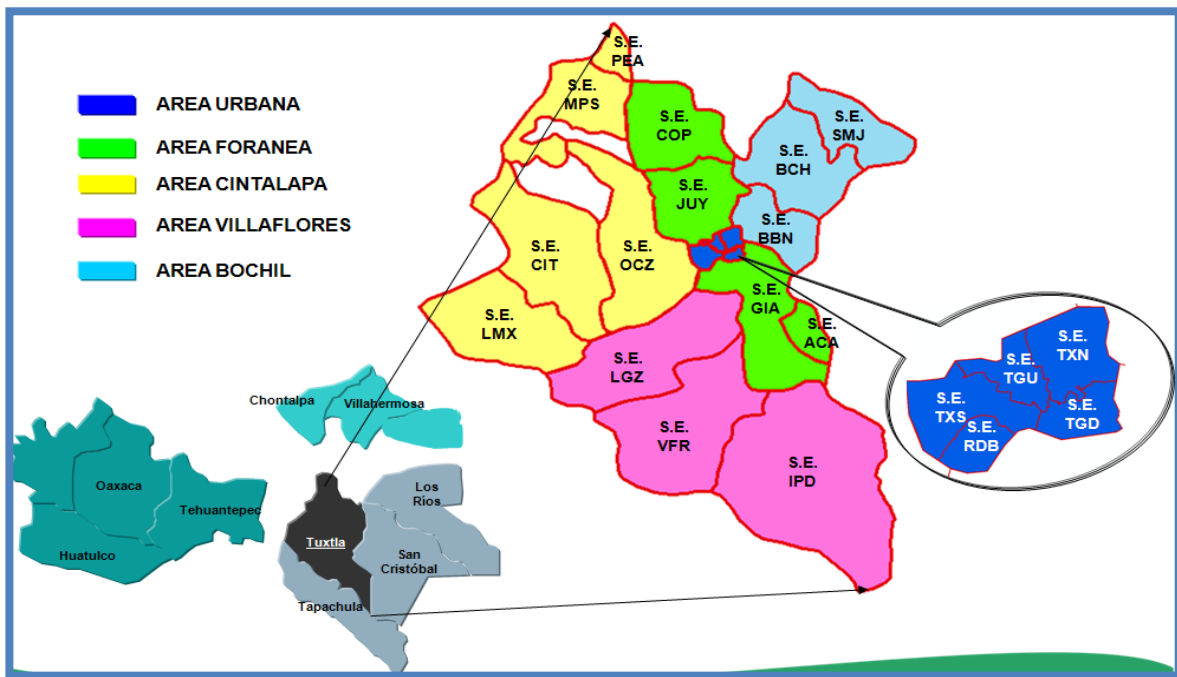


Fig. 3.2 Zonas de distribución dentro de Chiapas.

La zona Tuxtla comprende las áreas de distribución tal y como se muestran en la figura anterior. El área Urbana comprende lo que es el municipio de Tuxtla Gutiérrez y alrededores. Cuenta con cinco subestaciones; Tuxtla 1, Tuxtla 2, Tuxtla Norte, Tuxtla Sur y Real del Bosque. Para los fines de estudio de este trabajo se tomara en cuenta la subestación Real del Bosque.

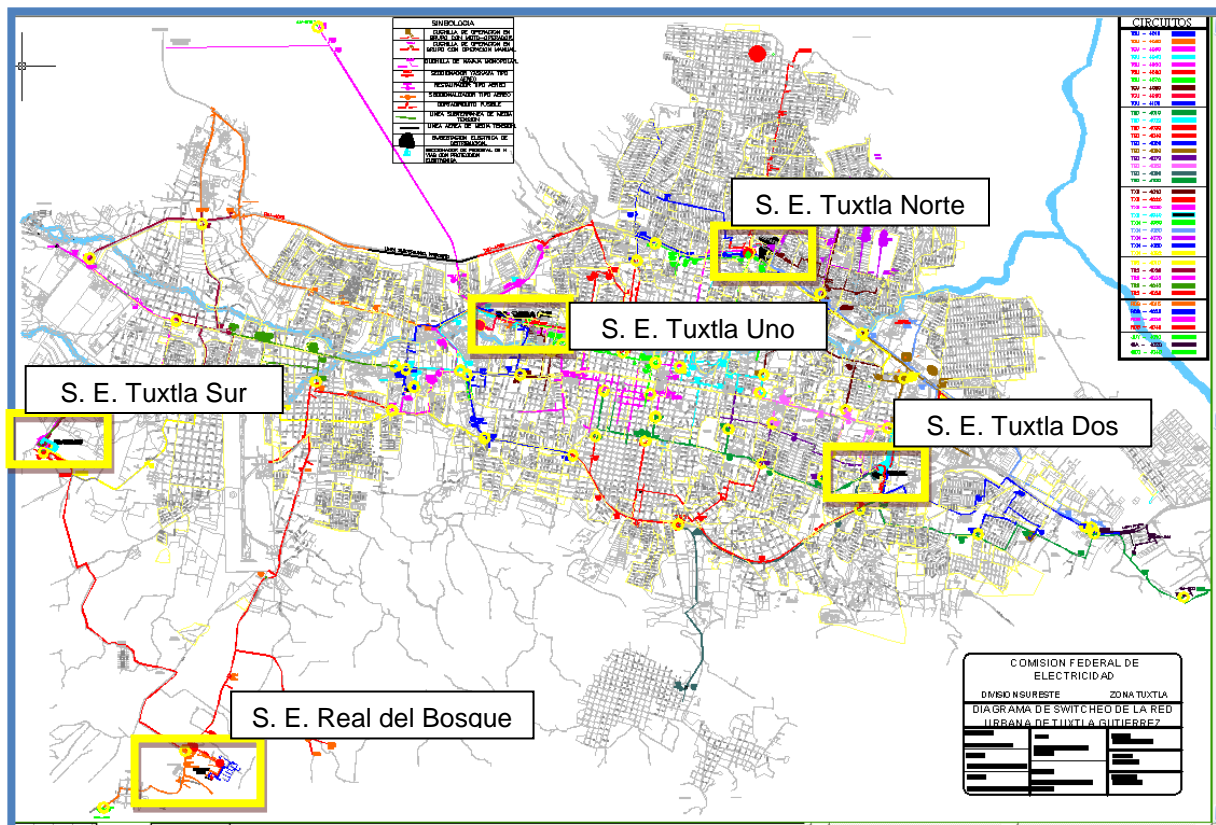


Fig. 3.3 Diagrama de Switcheo Tuxtla Gutiérrez; fuente: sistema DeproRED CFE.

En la figura anterior se puede notar el diagrama de Switchero de Tuxtla Gutiérrez con la ubicación marcada de cada una de las cinco subestaciones. Para los fines de estudio en este trabajo se toma en cuenta la Subestación Real del Bosque ubicada en el fraccionamiento mismo.



Fig. 3.4 Mapa geográfico de Tuxtla Gutiérrez (Google Maps).



Fig. 3.5 Vista satelital Fraccionamiento Real del Bosque (Google Maps).

La subestación RDB cuenta con una capacidad instalada de 20 MVA. Es abastecida en sus barras de alta tensión por dos circuitos, el 70R20 (Línea de Subtransmisión, Interruptor en 115 KV) proveniente de la S. E. Tuxtla 2 y un circuito emergente, el 73360 desde la S. E Tuxtla Sur.

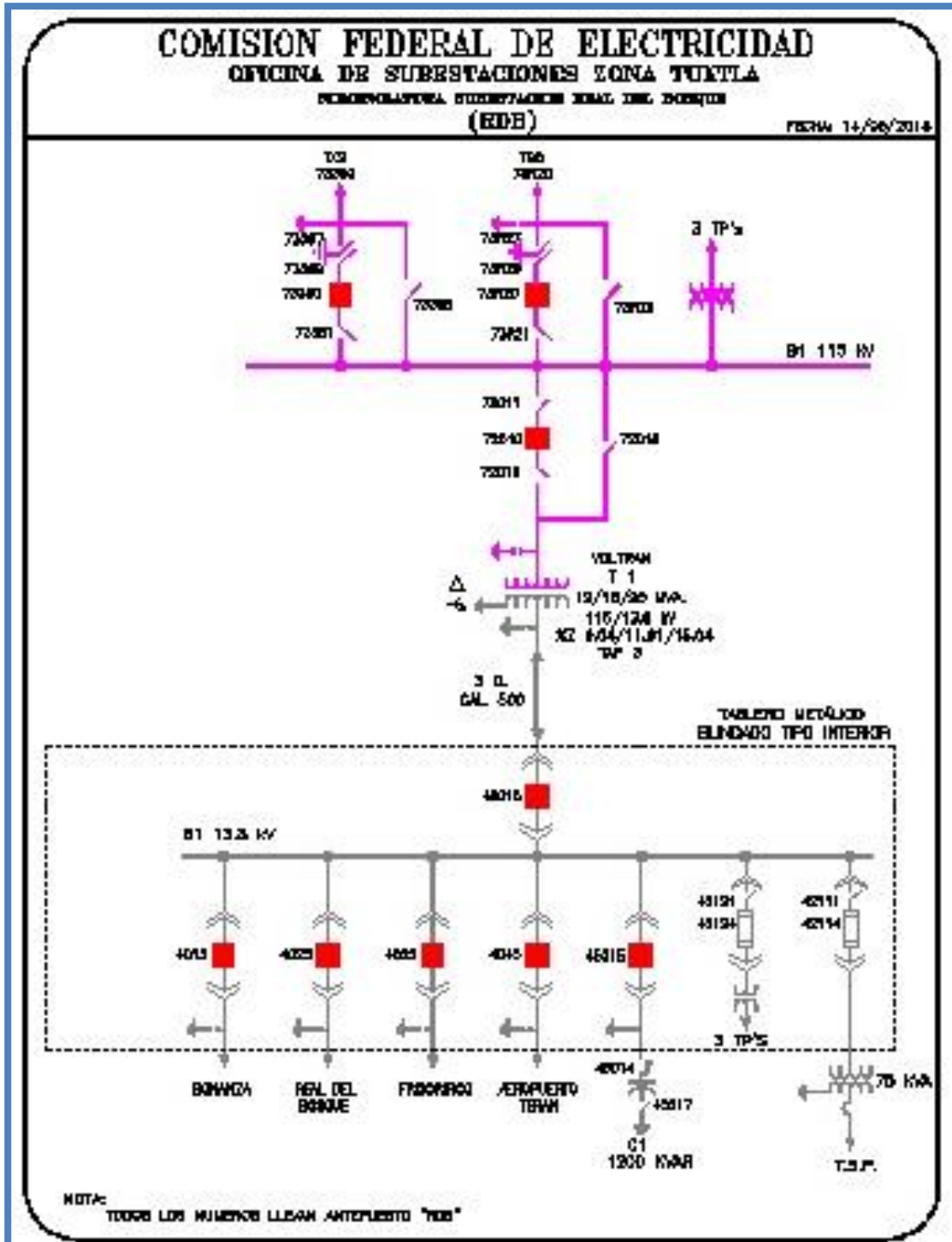


Fig. 3.6 Diagrama unifilar de la S. E. Real del Bosque.

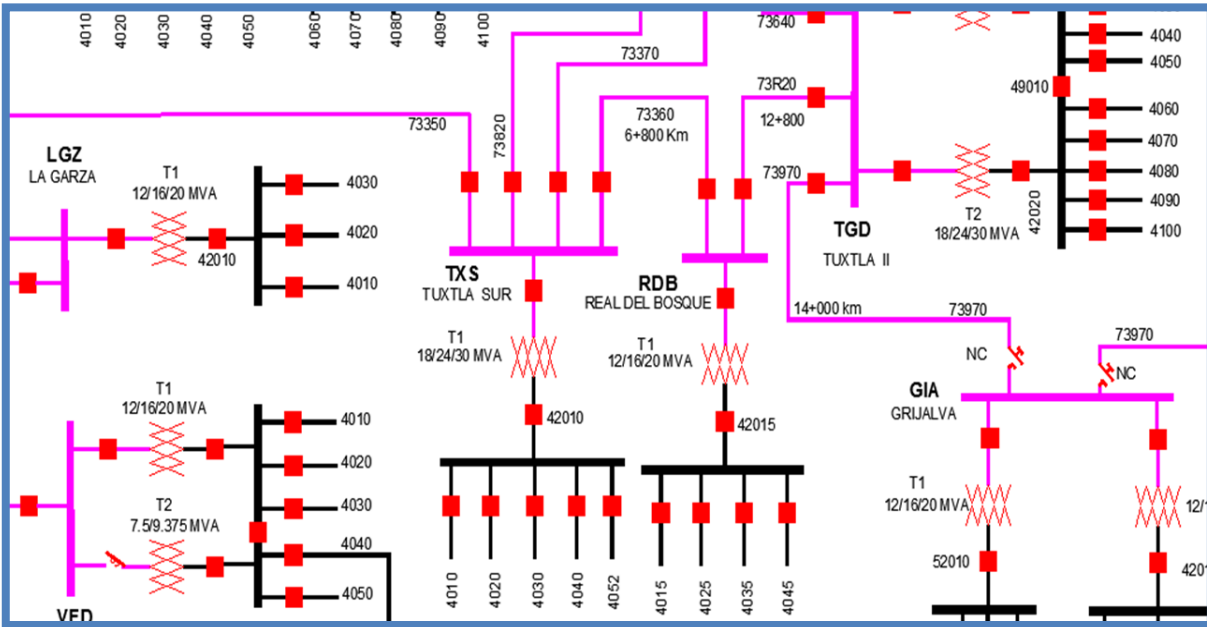


Fig. 3.7 Diagrama de Potencia Zona Tuxtla.

La S. E. cuenta con 4 circuitos en media tensión (13.8 KV); el RDB4015, el RDB4025, el RDB4035 y el RDB 4045. Los tres primeros en uso y el último en reserva.

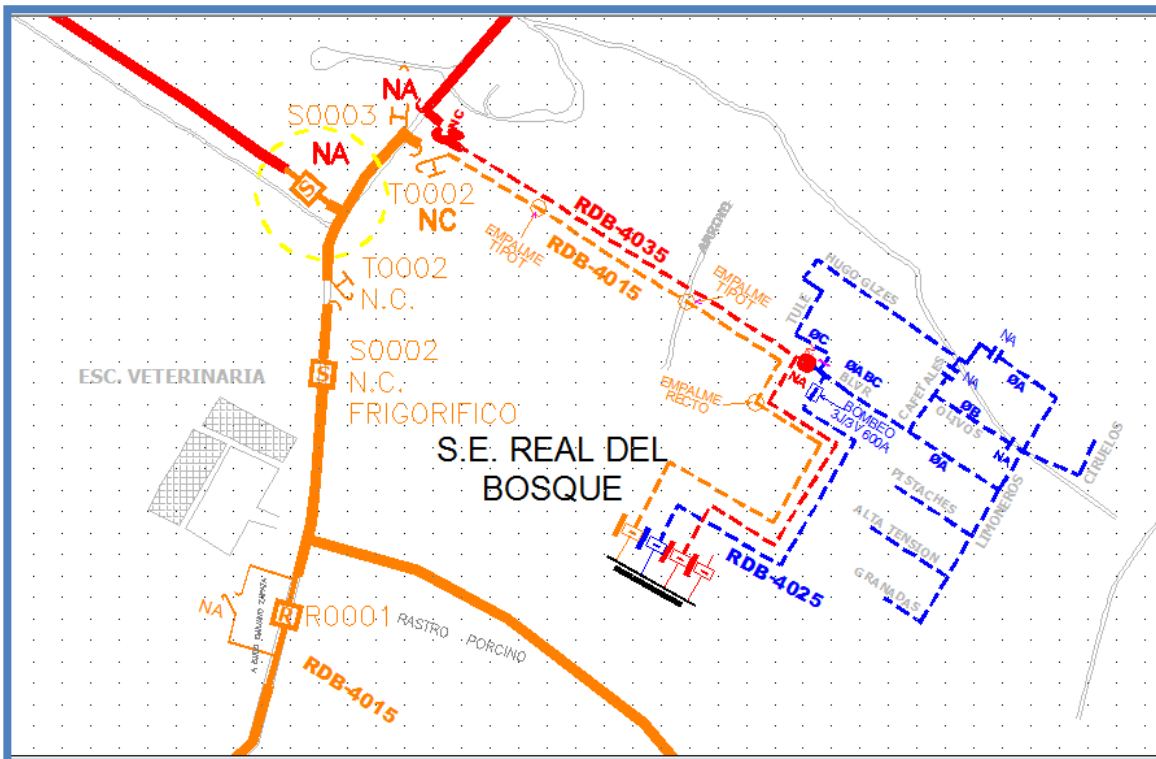


Fig. 3.8 Diagrama de Switcheo, S. E. Real del Bosque.

3.2 Alcance del proyecto

Como ya se mencionó anteriormente y con los fines requeridos de estudio, el proyecto abarca únicamente parte de un circuito de la subestación. En este caso hablamos del circuito RDB4025, el cual se queda alimentando a la mayor parte del fraccionamiento.

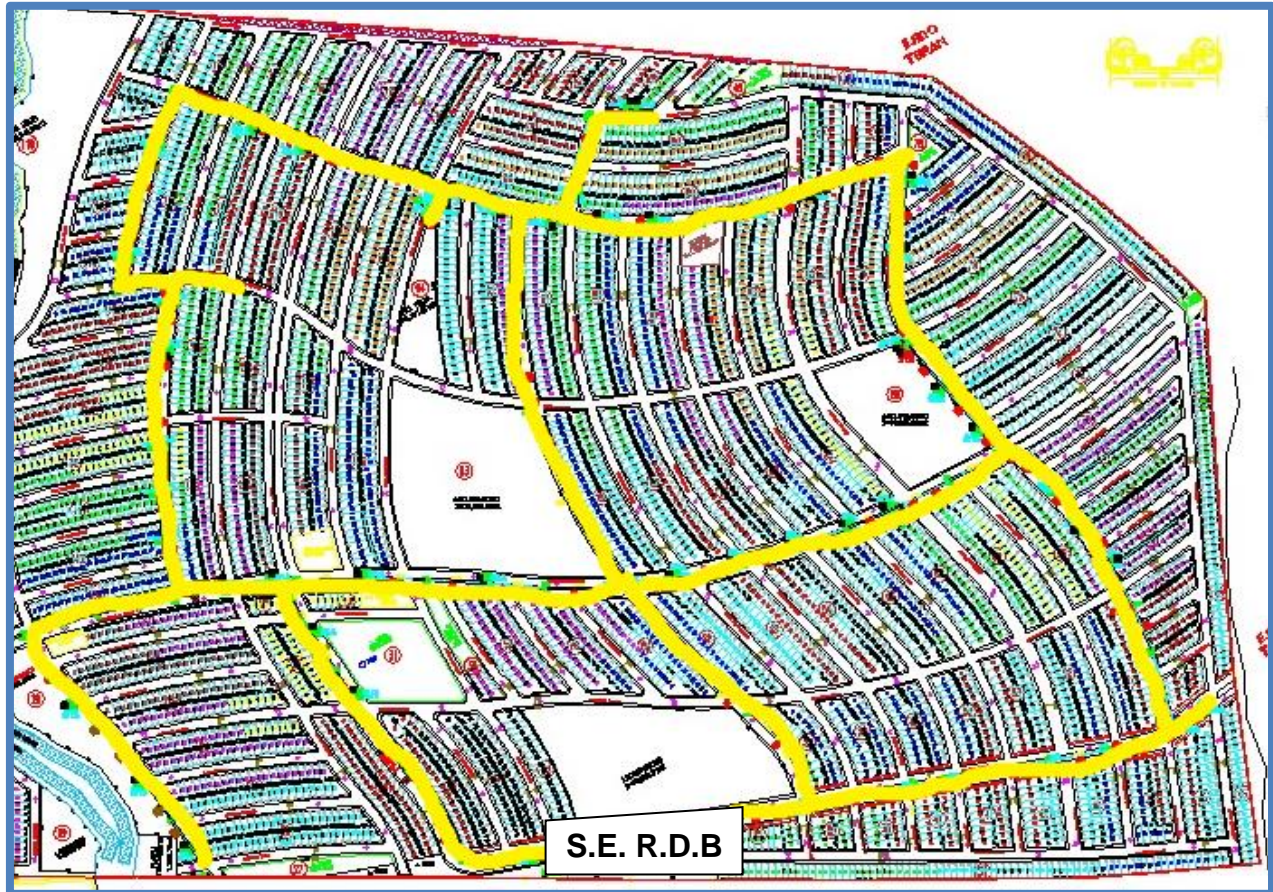


Fig. 3.9 Línea de Media Tensión (MT) existente en el fraccionamiento.

Se puede notar en la imagen anterior el circuito de MT existente en el fraccionamiento RDB. Parte desde la subestación y alimenta al fraccionamiento entero, comprendiendo el suministro de energía a alrededor de 7000 usuarios. El circuito alimenta también al fraccionamiento vecino que es Residencial Bonanza.

3.3 Desarrollo del proyecto

El estudio de pérdidas no se realizó debido a que no se pudieron instalar los equipos de medición debidos. Puesto que los existentes registraban las mediciones de todo el circuito troncal. A lo que se queda en el fraccionamiento es solo una parte. Por ende las mediciones del levantamiento del fraccionamiento y las de los equipos no serían similares para el desarrollo de los resultados.

Se optó por hacer el estudio de acuerdo a la red ya proyectada con base en los planos de diseño del fraccionamiento, los cuales fueron proporcionados por CFE. Sin tomar en cuenta la media tensión, puesto que aquí las pérdidas son mínimas y no tiene caso hacer ese análisis.

3.4 Desarrollo del proyecto en baja tensión

Se realizó un muestreo, tomando en cuenta 3 transformadores monofásicos de diferente capacidad (100, 75 y 50 KVA). Puesto que todos están en condiciones operativas similares. Se toma en cuenta que la zona es de interés bajo, teniendo una carga máxima coincidente de 1.2 KVA por lote. Cabe decir que actualmente toda la red, está proyectada con calibre 3/0.

*Transformador 1 (100 KVA)

Se inicia identificando la ubicación del transformador y hacia dónde se dirige su trayectoria. Véase en la figura 3.10.

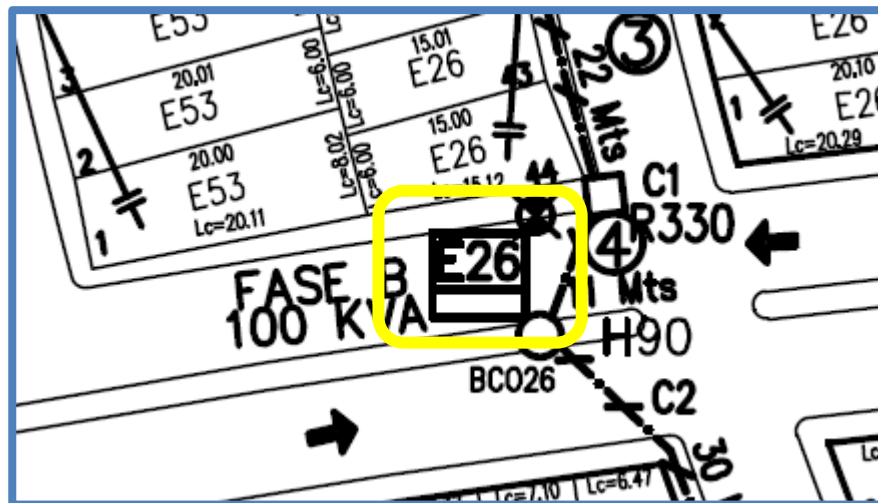


Fig. 3.10 Ubicación del transformador.

Posteriormente se identifica la ubicación de los registros de baja tensión, teniendo en cuenta que la distancia máxima permitida de tiro de la acometida según la especificación CFE DCMBT100 es de 35 metros en ambas direcciones. Véase en la figura 3.11.

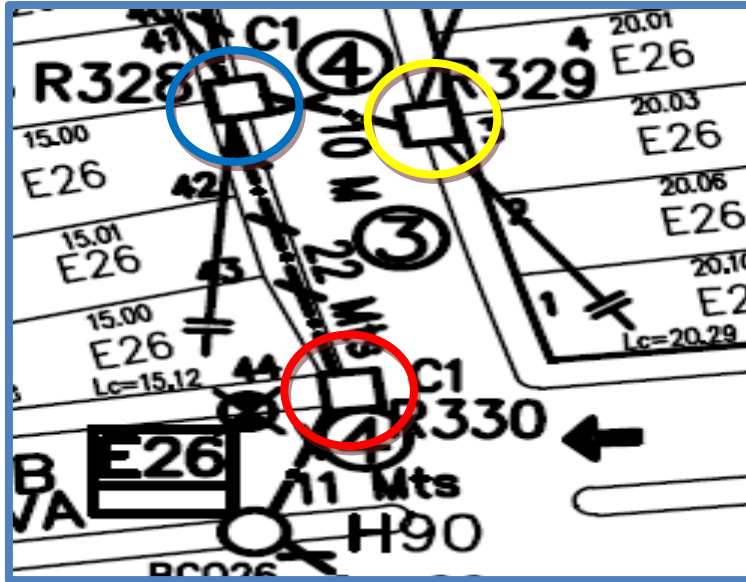


Fig. 3.11 Ubicación de registros en baja tension.

La capacidad del transformador es de 100 KVA, alimenta dos circuitos y a un total de 72 usuarios. Teniendo la ubicación de cada registro, se determina la demanda total en el transformador de acuerdo a las acometidas que se deban alimentar. Con esta información se realiza el diagrama esquemático del circuito de baja tensión para alimentar dicha carga. Como se muestra en la figura 3.12.

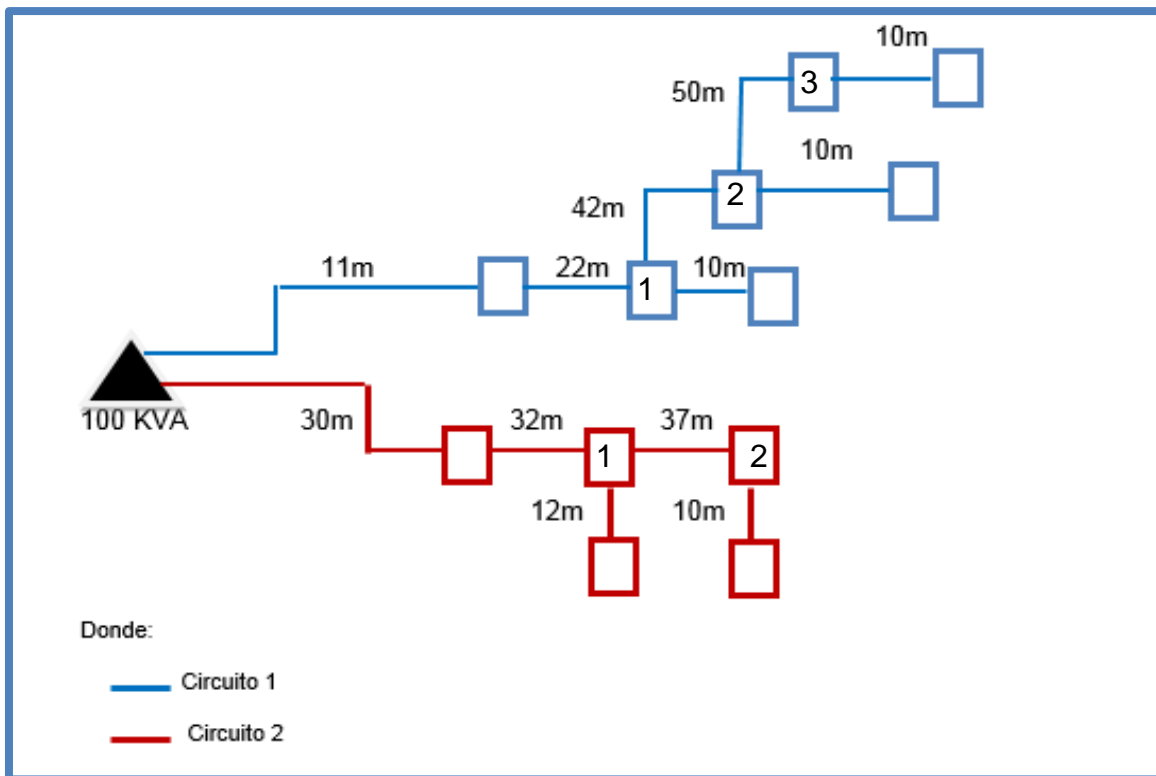


Fig. 3.12 Diagrama esquemático del transformador 1.

Teniendo la trayectoria, las distancias y la carga del transformador instalado, se procede a realizar los cálculos correspondientes.

Transformador 100 KVA

Configuración Y-Y

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

$$I = \text{KVA} / \text{KV}.$$

Ecuacion 3.1 Ecuacion para determinar la corriente.

Dónde:

I: Corriente por fase en amperes.

KVA: Potencia aparente en Kilo-volt-ampere.

KV: Tensión entre fases en Volts.

Por lo tanto se toma dos veces la tensión

$$I = \text{KVA} / 2 \text{ KV}.$$

Se toma en cuenta la carga demandada no así la instalada:

KVA: No. de lotes x carga máxima coincidente.

$$I = 86.4 \text{ KVA} / 0.240 \text{ KV} = 360 \text{ A}$$

CORRIENTE TOTAL DEMANDADA EN EL TRANSFORMADOR

$$I = \text{KVA} / 2\text{KV}$$

$$I = 52.8 / 0.240 = 220 \text{ A}$$

CORRIENTE DEMANDADA POR EL CIRCUITO 1

Tramo 1 $I_{R1} = 220 \text{ A}.$

Cabe decir aquí, que dicha corriente en ese punto sobrepasa la normalizada para un conductor 3/0, que es 175 A.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L)$$

Ecuacion 3.2 Ecuacion para determinar la caída de tensión.

Dónde:

V: Caída de tensión (V).

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto (A).

L: Distancia en Km.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(220)(0.033) = 3.23V.$$

$$V_{R1} = 3.23 \text{ V.}$$

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{38.4}{0.240} = 160A.$$

$$\text{Tramo 2 } I_{R2} = 160 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(160)(0.042) = 2.9919V.$$

$$V_{R2} = 2.9919 \text{ V.}$$

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{19.2}{0.240} = 80A.$$

$$\text{Tramo 3 } I_{R3} = 80 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(80)(0.050) = 1.78V.$$

$$V_{R3} = 1.78 \text{ V.}$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 3.23 \text{ V} + 2.9919 \text{ V} + 1.78 \text{ V} = 8.2 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 8.2 \text{ V} = 111.8 \text{ V}$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{8.2V}{120V} (100) = 6.83\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible propuesto por la norma subterránea 2008 CFE en sistemas monofásicos que corresponde al 3%. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P = \frac{I^2(R)(L)}{1000}$$

Ecuacion 3.3 Ecuacion para determinar las perdidas electricas.

Dónde:

P= Perdidas en el tramo (KW).

I= Corriente que pasa por el tramo (A).

R= Resistencia del conductor seleccionado (Ω).

L= Distancia en Km.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(220)^2(0.435)(0.033)}{1000} = 0.694 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(160)^2(0.435)(0.042)}{1000} = 0.467 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(80)^2(0.435)(0.050)}{1000} = 0.139 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.694 + 0.467 + 0.139 = 1.30 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{1.30}{0.9} = 1.44 \text{ KVA}$$

Ecuacion 3.4 Ecuacion de conversión de KW a KVA.

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{KVA}{KVAT} (100)$$

Ecuacion 3.5 Ecuacion para calcular el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{1.44 \text{ KVA}}{52.8 \text{ KVA}} (100) = 2.73 \%$$

El anterior resultado no queda comprendido dentro del rango del 2% de perdidas totales del circuito, como se establece la norma de construccion de redes subterranas de CFE.

Transformador 1

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{33.6}{0.240} = 140.83 \text{ A.}$$

$$I_{R1} = 140.83 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(140.83)(0.062) = 3.8872 \text{ V.}$$

$$V_{R1} = 3.8872 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R2} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.037) = 1.0707V.$$

$$V_{R2} = 1.0707 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 3.8872 + 1.0707 = 4.957906 V$$

$$120 V - 4.957906 V = 115.042 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{4.957906V}{120V} (100) = 4.1315\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible propuesto por la norma subterránea 2008 CFE en sistemas monofásicos que corresponde al 3%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(140.83)^2(0.435)(0.062)}{1000} = 0.53489 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.037)}{1000} = 0.068 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.60289}{0.9} = 0.66987 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.66987 \text{ KVA}}{33.6 \text{ KVA}} (100) = 1.9936 \%$$

El anterior resultado se observa que esta dentro del rango del 2% en perdidas totales del circuito que establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASE	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E26	C1	44	1.2	52.8	52.8	86.4	100	86.4	220
	C2	28		33.6	33.6				140.83

Tabla 3.1 Cuadro de cargas Transformador 1.

***Transformador 2 (75 KVA)**

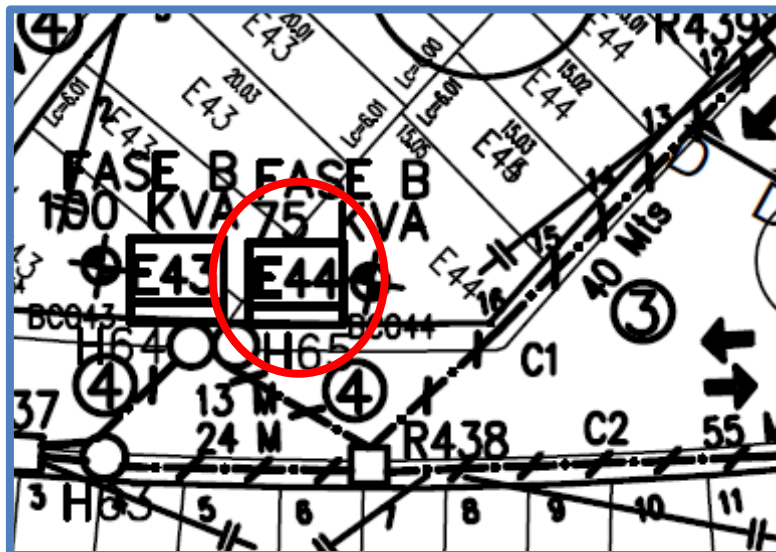


Fig. 3.13 Ubicación del transformador 2.

Se identifica la ubicación de los registros de baja tensión, de igual manera se toma en cuenta que la distancia máxima permitida de tiro de la acometida según la especificación CFE DCMBT100 es de 35 metros en ambas direcciones. Véase en la figura 3.14.



Fig. 3.14 Ubicación de registros de baja tensión.

La capacidad del transformador es de 75 KVA, distribuido en dos circuitos y alimentando a 53 usuarios. La siguiente imagen muestra la distribución y distancias de los registros.

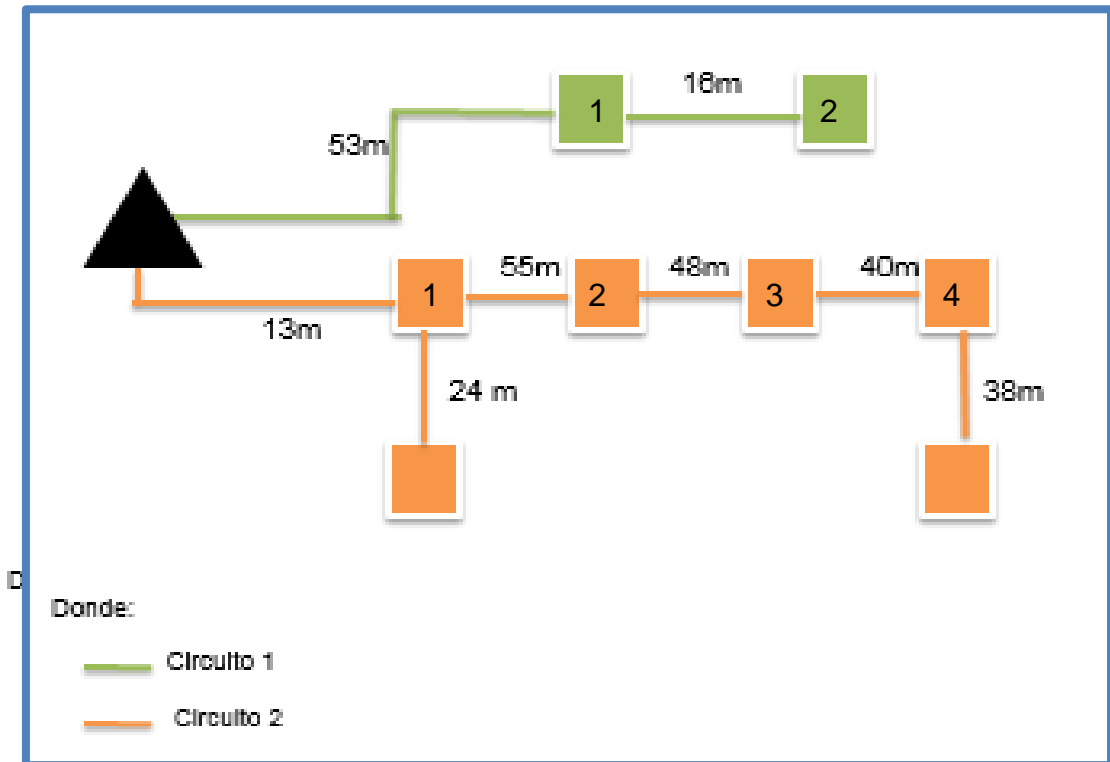


Fig. 3.15 Diagrama esquemático del transformador 2.

Configuración Y-Y

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{18}{0.240} = 75A.$$

$$I_{R1} = 75 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(75)(0.053) = 1.76967V.$$

$$V_{R1} = 1.76967 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.240} = 35A.$$

$$I_{R2} = 35 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(35)(0.016) = 0.2493V.$$

$$V_{R2} = 0.2493 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 1.76967 V + 0.2493 V = 2.018982 V$$

$$120 V - 2.018982 V = 215.95 V$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.018982V}{120V} (100) = 1.6824\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor igual al 3%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(75)^2(0.435)(0.053)}{1000} = 0.12968 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.435)(0.016)}{1000} = 0.008526 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 0.12968 + 0.008526 = 0.138206 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.138206}{0.9} = 0.15356 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.15356 \text{ KVA}}{18 \text{ KVA}} (100) = 0.8531 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de perdidas totales del circuito.

Transformador 2

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{45.6}{0.240} = 190A.$$

$$I_{R1} = 190 \text{ A.}$$

La corriente que circula por este circuito sobrepasa la capacidad que tiene el conductor, establecido por las especificaciones del mismo que serían 175 Amperes para el conductor 3/0.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(190)(0.013) = 1.099V.$$

$$V_{R1} = 1.099 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{32.4}{0.240} = 135A.$$

$$I_{R2} = 135 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(135)(0.055) = 3.305V.$$

$$V_{R2} = 3.305 \text{ V.}$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{22.8}{0.240} = 95A.$$

$$I_{R3} = 95 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(95)(0.048) = 2.030V.$$

$$V_{R3} = 2.030 \text{ V.}$$

TRAMO 4:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{13.2}{0.240} = 55A.$$

$$I_{R4} = 55 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(55)(0.040) = 0.9794V.$$

$$V_{R4} = 0.9794 \text{ V.}$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

$$V_T = 1.099 + 3.305 + 2.030 + 0.9794 = 7.41344 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 7.41344 \text{ V} = 112.58 \text{ V}$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{7.41344V}{120V} (100) = 6.17\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible ya que sobrepasa lo permitido por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(190)^2(0.435)(0.013)}{1000} = 0.2041 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(135)^2(0.435)(0.055)}{1000} = 0.4360 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(95)^2(0.435)(0.048)}{1000} = 0.1884 \text{ KW}$$

$$P_4 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.435)(0.040)}{1000} = 0.0213 \text{ KW}$$

$$PT = P1 + P2 + P3 + P4$$

$$PT = 0.2041 + 0.4360 + 0.1884 + 0.0213 = 0.8498 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.8498}{0.9} = 0.9442 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.9442 \text{ KVA}}{45.6 \text{ KVA}} (100) = 2.07 \%$$

El anterior resultado se observa que no esta dentro del rango del 2% en perdidas totales del circuito que establece la norma de redes subterranas de CFE.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASES	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					B				
E44	C1	15	1.2	18	18	63.6	75	84.8	75
	C2	38		45.6	45.6				190

Tabla 3.2 Cuadro de cargas Transformador 2.

***Transformador 3 (50 KVA)**



Fig. 3.16 Ubicación del transformador 3.

Se identifica la ubicación de los registros de baja tensión, teniendo en cuenta que la distancia máxima permitida de tiro de la acometida según la especificación CFE DCMBT100 es de 35 metros en ambas direcciones. Véase en la figura 3.17.

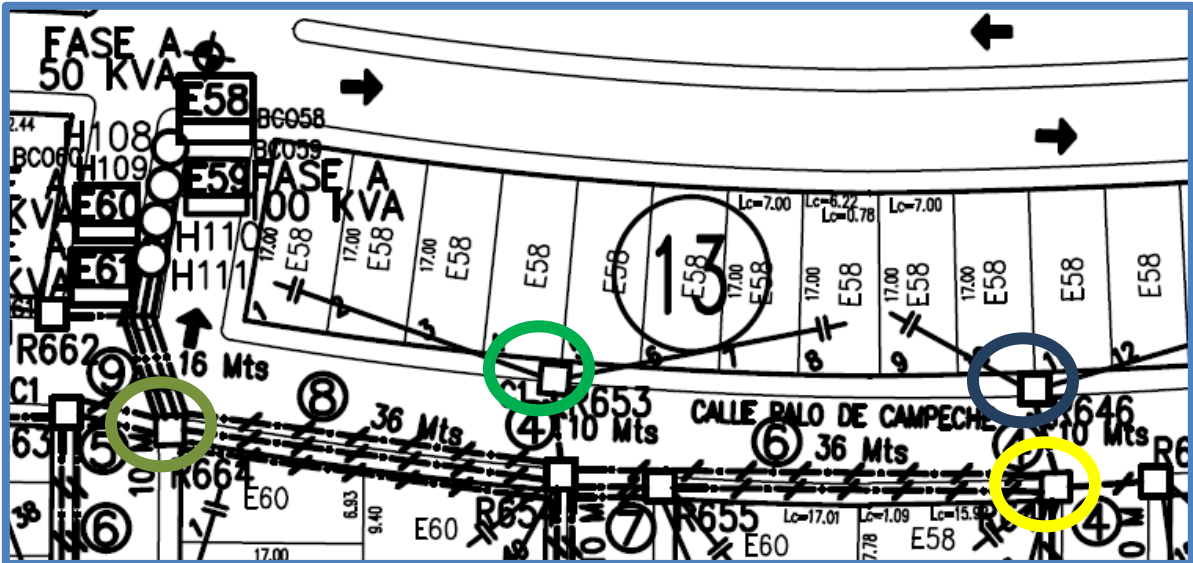


Fig. 3.17 Ubicación de los registros.

La capacidad del transformador es de 50 KVA, distribuido en un circuito y alimentando a 25 usuarios. La siguiente imagen muestra la distribución y distancias de los registros.

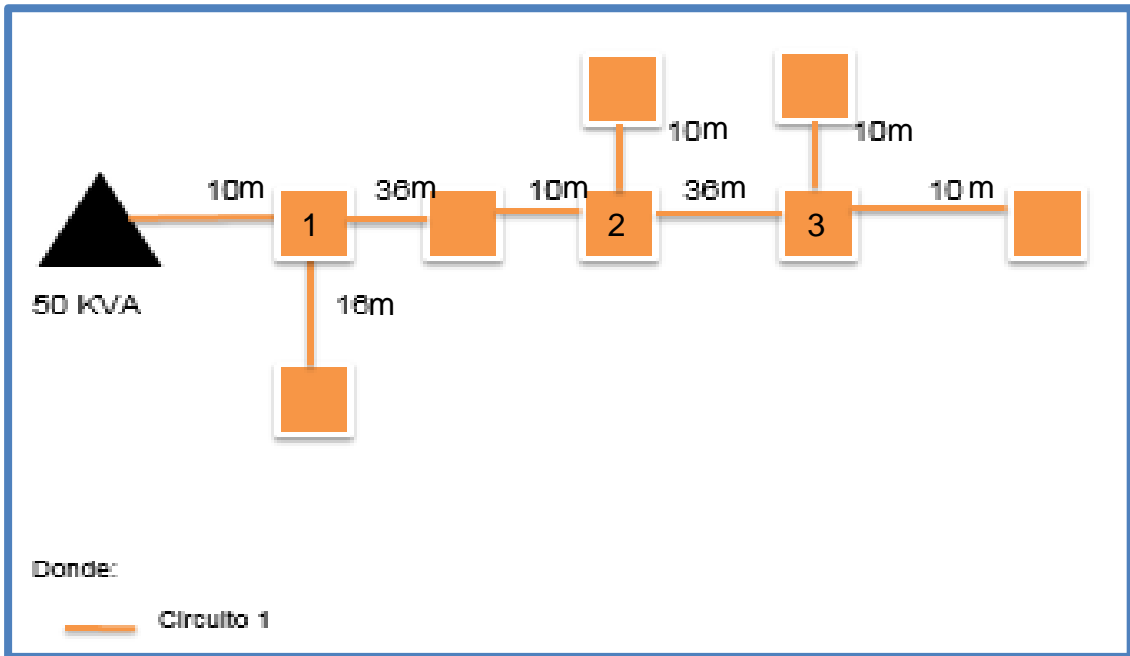


Fig. 3.18 Diagrama esquemático del transformador 3.

Configuración Y-Y

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{30}{0.240} = 125A.$$

$$I_{R1} = 125 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(125)(0.01) = 1.44V.$$

$$V_{R1} = 1.44 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{25.2}{0.240} = 105A.$$

$$I_{R2} = 105 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(105)(0.052) = 2.43V.$$

$$V_{R2} = 2.43 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R3} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.046) = 1.33V.$$

$$V_{R3} = 1.33 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 1.44 V + 2.43 V + 1.33 V = 5.2 V$$

$$120 V - 5.2 V = 114.8 V$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{\text{caída}}}{V_{\text{fuente}}} (100) = \frac{5.2V}{120V} (100) = 4.33\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible ya que sobrepasa lo permitido por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(125)^2(0.435)(0.026)}{1000} = 0.176 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(105)^2(0.435)(0.052)}{1000} = 0.249 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.046)}{1000} = 0.084 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.176 + 0.249 + 0.084 = 0.509 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.509}{0.9} = 0.565 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{Perdidas} = \frac{0.565 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} (100) = 1.88 \%$$

El anterior resultado si esta dentro de los parametros permitidos por CFE.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASES	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E	C1	25	1.2	30	30	30	50	60	125

Tabla 3.3 Cuadro de cargas transformador 3.

4. Propuestas para mejorar la red de baja tensión

4.1 Recalibración

En el análisis de la red de baja tensión del fraccionamiento Real del Bosque se trabajó con tres transformadores. Se analizaron sus circuitos y se encontraron errores de diseño. Esto quiere decir que de alguna manera la carga se encuentra mal distribuida y calibrada. A continuación se harán las propuestas para mejorar los circuitos de los tres transformadores analizados.

*Transformador 1 (100 KVA)

Primeramente se trabajó con un transformador de 100 KVA, en cual se distribuyó en 2 circuitos con un total de 12 registros, abasteciendo a 72 usuarios los cuales consumen 1.2 KVA por lote haciendo un total de 86.4 KVA en total.

El primer circuito tiene una carga total de 52.8 KVA. Haciendo los cálculos correspondientes se obtiene la corriente total que pasa por el circuito, conociendo esta podemos saber cuál es el calibre adecuado para ese circuito. La CFE maneja tres calibres normalizados para redes subterráneas que son:

$$1/0 - 2 = 125 \text{ A}$$

$$3/0 - 1/0 = 175 \text{ A}$$

$$350 - 3/0 = 300 \text{ A}$$

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \text{KVA} / 2\text{KV.}$$

$$I = 52.8 / 0.240 = 220 \text{ A.}$$

$$I_{R1} = 220 \text{ A.}$$

Con este resultado se seleccionó el conductor de aluminio calibre 350, por lo que el circuito requeriría una recalibración en su totalidad, debido a que el cable en uso es un 3/0.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L)$$

Dónde:

V: Caída de tensión (V).

Z: Impedancia del conductor.

I: Corriente en ese punto (A).

L: Distancia en Km.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(220)(0.033) = 1.65V.$$

$$V_{R1} = 1.65 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{38.4}{0.240} = 160A.$$

$$I_{R2} = 160 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(160)(0.042) = 1.5301V.$$

$$V_{R2} = 1.5301 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{19.2}{0.240} = 80A.$$

$$I_{R3} = 80 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(80)(0.050) = 0.9108V.$$

$$V_{R3} = 0.9108 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 1.65 V + 1.5301 V + 0.9108 V = 4.094 V$$

$$120 V - 4.094 V = 115.90 V$$

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{4.094V}{120V} (100) = 3.41\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor igual al 3%. Con la recalibración se ha hecho una mejora al circuito disminuyendo la caída de tensión de un 6.83% hasta 3.41%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(220)^2(0.209)(0.033)}{1000} = 0.333KW$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(160)^2(0.209)(0.042)}{1000} = 0.224 KW$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(80)^2(0.209)(0.050)}{1000} = 0.06688 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.333 + 0.224 + 0.06688 = 0.62388 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.62388}{0.9} = 0.6932 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{KVA}{KVAT} (100)$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.6932 \text{ KVA}}{52.8 \text{ KVA}} (100) = 1.31 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{33.6}{0.240} = 140.83 \text{ A.}$$

$$I_{R1} = 140.83 \text{ A.}$$

Para el circuito dos se propone recalibrar el primer tramo del circuito para tener una caída de tensión menor al 3 %. En cuanto a pérdidas el circuito cumple con el 2% establecido en la norma.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(140.83)(0.062) = 1.98 \text{ V.}$$

$$V_{R1} = 1.98 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65 \text{ A.}$$

$$I_{R2} = 65 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.037) = 1.0707V.$$

$$V_{R2} = 1.0707 V$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 1.98 + 1.0707 = 3.058 V$$

$$120 V - 3.058 V = 116.94 V$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.058V}{120V} (100) = 2.54\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor igual al 3%. Con la re calibración del primer tramo se logró disminuir la caída de tensión en un 61%.

Ahora, se procede a calcular las perdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(140.83)^2(0.209)(0.062)}{1000} = 0.2569 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.037)}{1000} = 0.068 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.3249}{0.9} = 0.3611 \text{ KVA}$$

$$\% \text{Perdidas} = \frac{0.3611 \text{ KVA}}{33.6 \text{ KVA}} (100) = 1.074 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de perdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

***Transformador 2 (75 KVA)**

El segundo transformador es de 75 KVA, el cual está distribuido en 2 circuitos con un total de 8 registros, abasteciendo a 53 usuarios los cuales consumen 1.2 KVA por lote haciendo un total de 63.6 KVA en total.

El primer circuito tiene una carga total de 18 KVA. Haciendo los cálculos correspondientes se obtiene la corriente total que pasa por el circuito y conociendo esta podemos saber cuál es el calibre adecuado para este circuito. En el circuito 1 las pérdidas y la caída de tensión cumplen con lo establecido en la norma por lo tanto no requiere una recalibración.

En el circuito dos se propone la recalibración para cumplir con los valores de caída de tensión y pérdidas establecidos en la norma.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{45.6}{0.240} = 190A.$$

$$I_{R1} = 190 A.$$

En este circuito está instalado el conductor calibre 3/0 que no es el adecuado para esta carga, por lo tanto se requiere recalibrar todo el circuito. Reemplazando el calibre actual por un conductor 350 que soporta la corriente que demanda este circuito.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(190)(0.013) = 0.5624V.$$

$$V_{R1} = 0.5624 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{32.4}{0.240} = 135A.$$

$$I_{R2} = 135 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(135)(0.055) = 1.6906V.$$

$$V_{R2} = 1.6906 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{22.8}{0.240} = 95A.$$

$$I_{R3} = 95 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(95)(0.048) = 1.03V.$$

$$V_{R3} = 1.03 V.$$

TRAMO 4:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{13.2}{0.240} = 55A.$$

$$I_{R4} = 55 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(55)(0.040) = 0.5009V.$$

$$V_{R4} = 0.5009 V.$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

$$V_T = 0.5624 + 1.6906 + 1.03 + 0.5009 = 3.7839 V$$

$$120 V - 3.7839 V = 116.21 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.7839V}{120V} (100) = 3.15\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible ya que sobrepasa lo permitido por la norma. Con la recalibración se mejoró el circuito disminuyendo la caída de tensión en un 50 %.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(190)^2(0.209)(0.013)}{1000} = 0.0980 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(135)^2(0.209)(0.055)}{1000} = 0.2094 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(95)^2(0.209)(0.048)}{1000} = 0.0905 \text{ KW}$$

$$P_4 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.209)(0.040)}{1000} = 0.0102 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + P_4$$

$$P_T = 0.4081$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.4081}{0.9} = 0.4534 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.4534 \text{ KVA}}{45.6 \text{ KVA}} (100) = 0.99 \%$$

El anterior resultado se observa que esta dentro del rango del 2% en pérdidas totales del circuito que establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

***Transformador 3 (50 KVA)**

El último transformador analizado tiene una capacidad de 50 KVA con un solo circuito que abastece a 25 usuarios que consumen 1.2 KVA por lote haciendo una demanda total de 30 KVA. El circuito está proyectado con un calibre 3/0 por lo que no cumple con la caída de tensión y las pérdidas.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{30}{0.240} = 125A.$$

$$I_{R1} = 125 A.$$

La corriente que circula por este circuito es bien soportada por el conductor existente, que es 3/0. Por lo que no existen pérdidas de corriente en el circuito, pero si existe una caída de tensión mayor a la especificada por la norma. Por lo que la recalibración en este caso es para solventar este problema. Se propone el calibre 350 para este análisis.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(125)(0.026) = 0.74V.$$

$$V_{R1} = 0.74V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{25.2}{0.240} = 105A.$$

$$I_{R2} = 157.5 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(105)(0.052) = 1.24V.$$

$$V_{R2} = 1.24 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R3} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(65)(0.046) = 0.68V.$$

$$V_{R3} = 0.68 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 2.66 V$$

$$120 V - 2.66 V = 117.34 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.66V}{120V} (100) = 2.21\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible ya que no se sobrepasó lo permitido por la norma. De esta manera se corrige la caída de tensión y mucho más las pérdidas, como se muestra a continuación.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(125)^2(0.209)(0.026)}{1000} = 0.084KW$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(105)^2(0.209)(0.052)}{1000} = 0.119 KW$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.209)(0.046)}{1000} = 0.040 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.243 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.243}{0.9} = 0.270 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.270 \text{ kVA}}{30 \text{ KVA}} (100) = 0.9 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de perdidas totales del circuito.

4.2 Reubicación del transformador

Una de las propuestas es la reubicación del transformador en la cual se tienen que analizar los espacios disponibles en el terreno. También si la media tensión puede tener acceso hasta donde estará la nueva ubicación.

*Transformador 1 (100kVA)

Los parámetros de trabajo para el transformador son los mismos, también los lotes y las distancias de algunos registros. Únicamente cambia su ubicación dentro del plano. Se propuso reubicar el transformador y quedo de la siguiente manera:

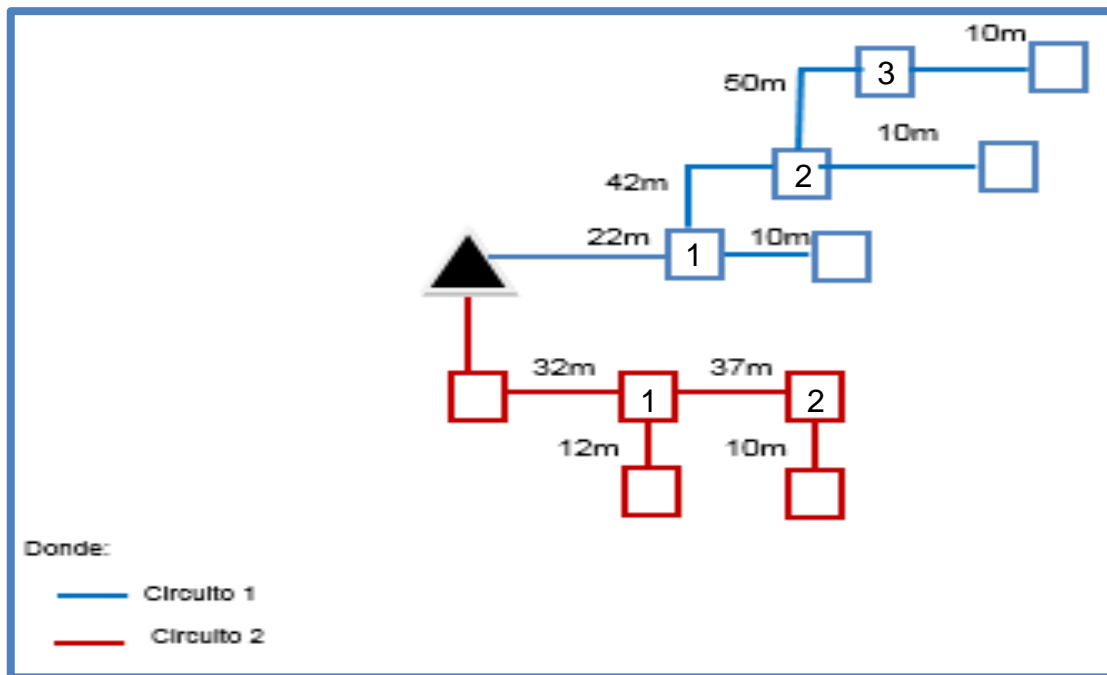


Fig. 4.1 Esquema de la reubicación del Transformador 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = KVA / 2KV.$$

$$I = 52.8 / 0.240 = 220 \text{ A}$$

$$I_{R1} = 220 \text{ A.}$$

Optando por hacer el análisis nuevamente con el calibre 350, por condiciones operacionales del circuito.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L)$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(220)(0.022) = 1.1020V.$$

$$V_{R1} = 1.1020 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{38.4}{0.240} = 160A.$$

$$I_{R2} = 160 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(160)(0.042) = 1.5301V.$$

$$V_{R2} = 1.5301 \text{ V.}$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{19.2}{0.240} = 80A.$$

$$I_{R3} = 80 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(80)(0.050) = 0.9108V.$$

$$V_{R3} = 0.9108 \text{ V.}$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 1.1020 \text{ V} + 1.5301 \text{ V} + 0.9108 \text{ V} = 3.5429 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 3.5429 \text{ V} = 116.4571 \text{ V}$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.5429 \text{ V}}{120 \text{ V}} (100) = 2.9524\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor o igual al 3%. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(220)^2(0.209)(0.022)}{1000} = 0.222 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(160)^2(0.209)(0.042)}{1000} = 0.224 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(80)^2(0.209)(0.050)}{1000} = 0.06688 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.222 + 0.224 + 0.06688 = 0.51288 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.51288}{0.9} = 0.5698 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{0.5698 \text{ KVA}}{52.8 \text{ KVA}} (100) = 1.079 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

Para el circuito dos, una vez reubicado el transformador se propone recalibrar el primer tramo del circuito para tener una caída de tensión menor al 3 %. Las pérdidas en el circuito cumplen con el 2 % establecido en la norma.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{33.6}{0.240} = 140.83A.$$

$$I_{R1} = 140.83 A.$$

Se realiza el cálculo para este tramo con calibre 350.

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(140.83)(0.042) = 1.3468V.$$

$$V_{R1} = 1.3468 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R2} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.037) = 1.0707V.$$

$$V_{R2} = 1.0707 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 1.3468 + 1.0707 = 2.4175 V$$

$$120 V - 2.4175 V = 117.58 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.4175V}{120V} (100) = 2.01\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor igual al 3%. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(140.83)^2(0.209)(0.042)}{1000} = 0.1740 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.037)}{1000} = 0.068 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.2420}{0.9} = 0.2689 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.2689 \text{ KVA}}{33.6 \text{ KVA}} (100) = 0.8002 \%$$

El anterior resultado se observa que esta dentro del rango del 2% en perdidas totales del circuito que establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

Con estas propuestas se puede asegurar que el circuito podrá operar a su máxima carga sin presentar algún problema. Debido a que está comprobado que la caída de tensión y las pérdidas en los circuitos están por debajo de los estándares.

***Transformador 2 (75 KVA)**

Los parámetros de trabajo para el transformador son los mismos, también los lotes y las distancias de algunos registros. Únicamente cambia su ubicación dentro del plano. Se propuso trabajar con calibre 350 y se reubica el transformador quedando de la siguiente manera:

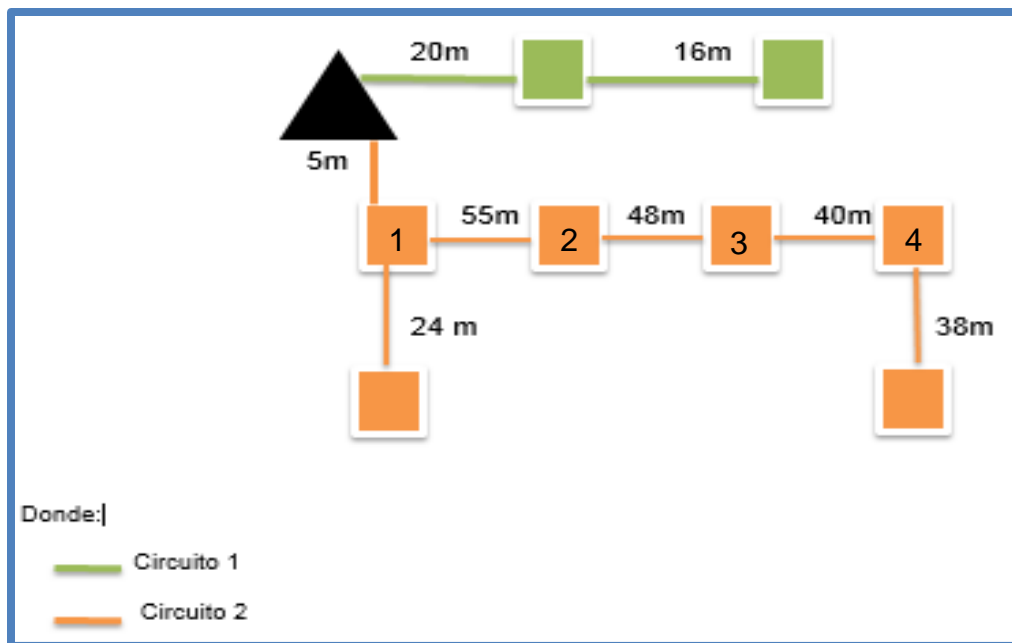


Fig. 4.2 Esquema de la reubicación del Transformador 2.

En el circuito 1 no es necesaria una recalibración con el calibre 350 puesto que cumple con los parámetros establecidos con la norma, en cuanto a pérdidas y caída de tensión nos referimos.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{45.6}{0.240} = 190A.$$

$$I_{R1} = 190 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(190)(0.005) = 0.2163V.$$

$$V_{R1} = 0.2163 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{32.4}{0.240} = 135A.$$

$$I_{R2} = 135 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(135)(0.055) = 1.6906V.$$

$$V_{R2} = 1.6906 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{22.8}{0.240} = 95A.$$

$$I_{R3} = 95 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(95)(0.048) = 1.03V.$$

$$V_{R3} = 1.03 V.$$

TRAMO 4:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{13.2}{0.240} = 55A.$$

$$I_{R4} = 55 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(55)(0.040) = 0.5009 \text{ V.}$$

$$V_{R4} = 0.5009 \text{ V.}$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

$$V_T = 0.2163 + 1.6906 + 1.03 + 0.5009 = 3.7839 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 3.4378 \text{ V} = 116.56 \text{ V}$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{ Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.4378 \text{ V}}{120 \text{ V}} (100) = 2.86\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible ya que no sobrepasa el máximo permitido por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(190)^2(0.209)(0.005)}{1000} = 0.0372 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(135)^2(0.209)(0.055)}{1000} = 0.2094 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(95)^2(0.209)(0.048)}{1000} = 0.0905 \text{ KW}$$

$$P_4 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.209)(0.040)}{1000} = 0.0102 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + P_4$$

$$P_T = 0.3473$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.3473}{0.9} = 0.3858 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.3858 \text{ KVA}}{45.6 \text{ KVA}} (100) = 0.84 \%$$

El anterior resultado se observa que esta dentro del rango del 2% en perdidas totales del circuito que establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

*Transformador 3 (50 KVA)

El ultimo transformador analizado tiene una capacidad de 50 KVA, con un solo circuito que abastece a 25 usuarios que consumen 1.2 KVA por lote. Haciendo una demanda total de 30 KVA. El circuito está construido con un calibre 3/0 por lo que no cumple con la caída de tensión y las perdidas. Se propone trabajar con el calibre 350. El diagrama queda de la siguiente manera.

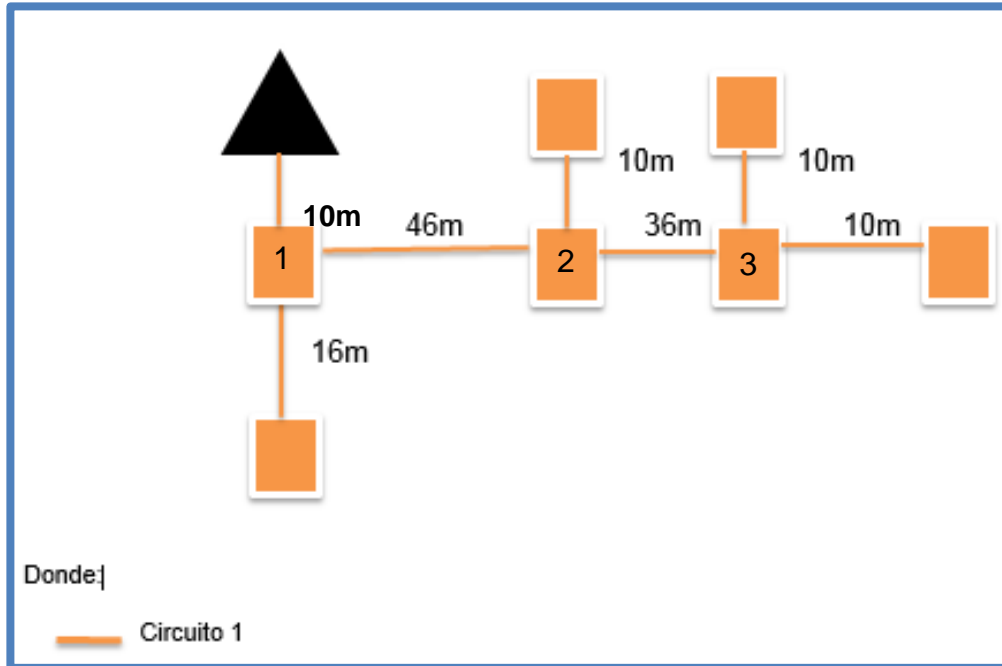


Fig. 4.3 Esquema de la reubicación del Transformador 3.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{30}{0.240} = 125A.$$

$$I_{R1} = 125 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(125)(0.010) = 0.28V.$$

$$V_{R1} = 0.28 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{25.2}{0.240} = 105A.$$

$$I_{R2} = 157.5 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(105)(0.052) = 1.24V.$$

$$V_{R2} = 1.24 V.$$

TRAMO 3:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R3} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.2277)(65)(0.046) = 0.68V.$$

$$V_{R3} = 0.68 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2} + V_{R3}$$

$$V_T = 2.2 V$$

$$120 V - 2.2 V = 117.8 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.2V}{120V} (100) = 1.8\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible ya que no se sobrepasó lo permitido por la norma. De esta manera se corrige la caída de tensión y mucho más las pérdidas, como se muestra a continuación.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(125)^2(0.209)(0.01)}{1000} = 0.032KW$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(105)^2(0.209)(0.052)}{1000} = 0.119 \text{ KW}$$

$$P_3 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.209)(0.046)}{1000} = 0.040 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 0.191 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.191}{0.9} = 0.212 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{0.212 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} (100) = 0.7 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de pérdidas totales del circuito.

4.3 Reducción de carga implementando un nuevo circuito

La siguiente propuesta para mejorar la red de baja tensión se hace tomando en cuenta que existen los ductos para poder llevar un circuito más. Así disminuir la carga en los circuitos que sobrepasan la caída de tensión y pérdidas establecidas por la norma de construcción subterránea de CFE.

*Transformador 1 (100 KVA)

Con esta propuesta se trata de balancear los circuitos de modo que la caída de tensión y las pérdidas disminuyan. Para ello se tomó el circuito más cargado que originalmente tiene 52.8 KVA dejándolo con 33.6 KVA. La carga restante se colocó en el tercer circuito quedando con 19.2 KVA. Los circuitos quedan proyectados de la siguiente manera:

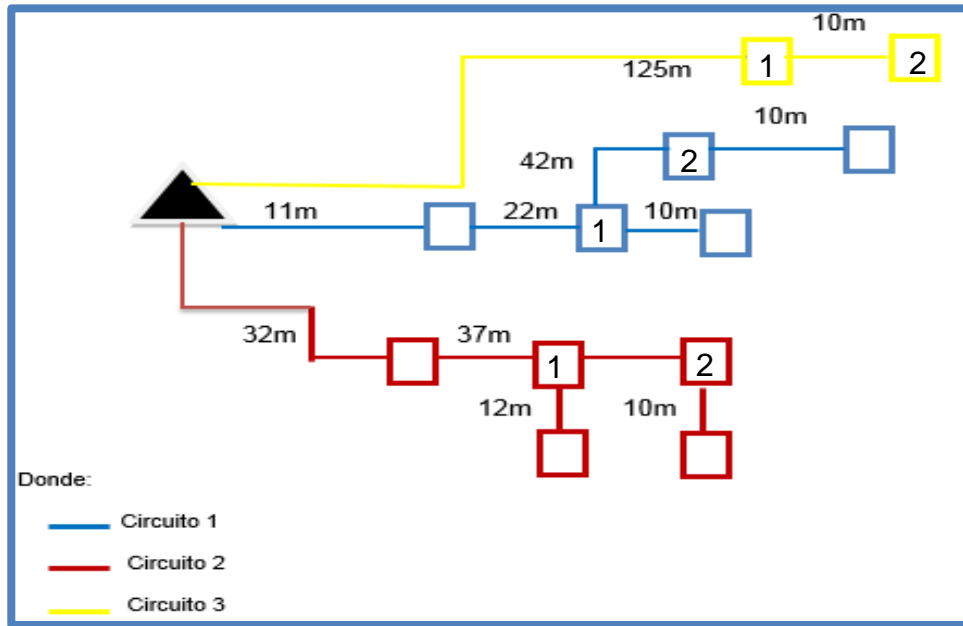


Fig. 4.4 Circuitos proyectados Transformador 1.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \text{KVA} / 2\text{KV}.$$

$$I = 33.6 / 0.240 = 140 \text{ A}.$$

$$I_{R1} = 140 \text{ A}.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(140)(0.033) = 2.05\text{V}.$$

$$V_{R1} = 2.05 \text{ V}.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{\text{KVA}}{\text{KV}} = \frac{19.2}{0.240} = 80\text{A}.$$

$$I_{R2} = 80 \text{ A}.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(80)(0.042) = 1.49V.$$

$$V_{R2} = 1.49 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 2.05 V + 1.49 V = 3.54 V$$

$$120 V - 3.54 V = 116.46 V$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{3.54V}{120V} (100) = 2.95\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible al 3%. Ahora, se procede a calcular las pérdidas por tramo, así como la suma total de éstas en todo el circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(140)^2(0.435)(0.033)}{1000} = 0.281KW$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(80)^2(0.435)(0.042)}{1000} = 0.116 KW$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 0.281 + 0.116 = 0.3979 KW$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.3979}{0.9} = 0.4421 KVA$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de pérdidas.

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{KVA}{KVAT} (100)$$

$$\% \text{Pérdidas} = \frac{0.4421 KVA}{33.6 KVA} (100) = 1.31 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de pérdidas totales del circuito, como se establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE. Con la reducción de carga en el circuito fácilmente se cumple con la caída de tensión menor al 3% y las pérdidas menores al 2%.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{33.6}{0.240} = 140.83A.$$

$$I_{R1} = 140.83 A.$$

Caída de tensión

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(140.83)(0.062) = 3.8872V.$$

$$V_{R1} = 3.8872 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R2} = 65 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.037) = 1.0707V.$$

$$V_{R2} = 1.0707 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 3.8872 + 1.0707 = 4.9579 V$$

$$120 V - 4.957906 V = 115.042 V$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{4.957906V}{120V} (100) = 4.1315\%$$

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(140.83)^2(0.435)(0.062)}{1000} = 0.53489 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.037)}{1000} = 0.068 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.60289}{0.9} = 0.66987 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.66987 \text{ KVA}}{33.6 \text{ KVA}} (100) = 1.9936 \%$$

El anterior resultado se observa que esta dentro del rango del 2% en perdidas totales del circuito que establece la norma de construcción de redes subterráneas de CFE.

Circuito 3.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{19.2}{0.240} = 80A.$$

$$I_{R1} = 80 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(80)(0.125) = 4.452V.$$

$$V_{R1} = 4.452 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{9.6}{0.240} = 40A.$$

$$I_{R2} = 40 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(40)(0.010) = 0.1780V.$$

$$V_{R2} = 0.1780 \text{ V.}$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 4.452 + 0.1780 = 4.63 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 4.63 \text{ V} = 115.37 \text{ V}$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{\text{caída}}}{V_{\text{fuente}}} (100) = \frac{4.63V}{120V} (100) = 3.85\%$$

El resultado anterior no está dentro de los límites permitidos por la norma. Pero aun así, se mejoró de manera considerable la caída de tensión en los demás circuitos.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(80)^2(0.435)(0.125)}{1000} = 0.348 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(40)^2(0.435)(0.010)}{1000} = 0.006 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.354}{0.9} = 0.393 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.393 \text{ KVA}}{19.2 \text{ KVA}} (100) = 2.04 \%$$

Creando un tercer circuito mejoramos el circuito uno dejandolo en optimas condiciones para operar al 100%. Por otra parte el tercer circuito queda por encima de lo establecido en la norma de construccion pero queda balanceado de mejor manera ya que anteriormente la caída de tensión alcanzaba el 6.8 %.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASE	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E26	C1	28	1.2	33.6	33.6	86.4	100	86.4	140
	C2	28		33.6	33.6				140.83
	C3	16		19.2	19.2				80

Tabla 4.1 Cuadro de cargas proyectado para Transformador 1.

*Transformador 2 (75 KVA)

De igual manera se trata de balancear los circuitos de modo que la caída de tensión y las pérdidas disminuyan. Para ello se tomó el circuito más cargado que originalmente tiene 45.6 KVA dejándolo con 22.8 KVA. La carga restante se colocó en el tercer circuito quedando con 22.8 KVA. Los circuitos quedan proyectados de la siguiente manera:

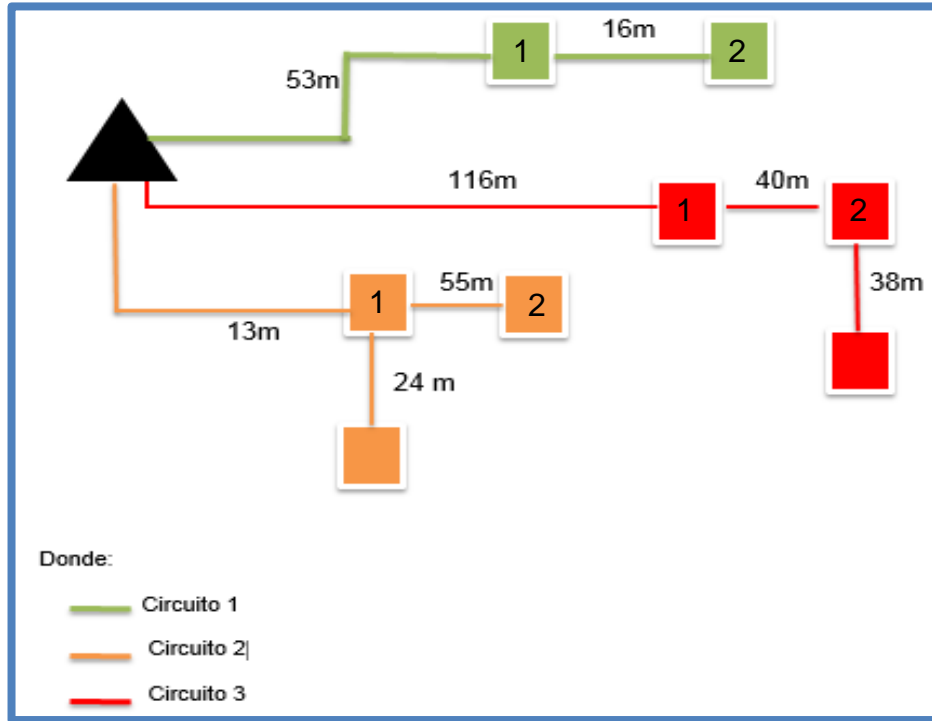


Fig. 4.5 Circuitos proyectados transformador 2.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{18}{0.240} = 75A.$$

$$I_{R1} = 75 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(75)(0.053) = 1.76967V.$$

$$V_{R1} = 1.76967 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{8.4}{0.240} = 35A.$$

$$I_{R2} = 35 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(35)(0.016) = 0.2493V.$$

$$V_{R2} = 0.2493 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 1.76967 V + 0.2493 V = 2.018982 V$$

$$120 V - 2.018982 V = 215.95 V$$

$$\% \text{Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.018982V}{120V} (100) = 1.6824\%$$

El resultado anterior está dentro del rango admisible descrito anteriormente menor igual al 3%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(75)^2(0.435)(0.053)}{1000} = 0.12968 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(35)^2(0.435)(0.016)}{1000} = 0.008526 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 0.12968 + 0.008526 = 0.138206 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.138206}{0.9} = 0.15356 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{Perdidas} = \frac{0.15356 \text{ KVA}}{18 \text{ KVA}} (100) = 0.8531 \%$$

El anterior resultado queda comprendido dentro del rango del 2% de perdidas totales del circuito.

Circuito 2.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{22.8}{0.240} = 95A.$$

$$I_{R1} = 95 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(95)(0.013) = 0.5498V$$

$$V_{R1} = 0.5498 V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{9.6}{0.240} = 40A.$$

$$I_{R2} = 40 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(40)(0.055) = 0.9794V$$

$$V_{R2} = 0.9794 V.$$

$$V_T = V_1 + V_2$$

$$V_T = 0.5498 + 0.9794 = 1.5292 V$$

$$120 V - 1.5292 V = 118.47 V$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{1.5292V}{120V} (100) = 1.27\%$$

El resultado anterior si está dentro de los parámetros permitidos por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(95)^2(0.435)(0.013)}{1000} = 0.051 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(40)^2(0.435)(0.055)}{1000} = 0.038 \text{ KW}$$

$$PT = P1 + P2$$

$$PT = 0.051 + 0.038 = 0.0892 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.0892}{0.9} = 0.0992 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.0992 \text{ KVA}}{22.8 \text{ KVA}} (100) = 0.43 \%$$

Claramente podemos apreciar que el resultado anterior esta muy por debajo del rango admisible de perdidas, por lo que el circuito funcionara en optimas condiciones.

Circuito 3.

Cálculo de Corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{22.8}{0.240} = 95A.$$

$$I_{R1} = 95 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(95)(0.116) = 4.90V$$

$$V_{R1} = 4.90 \text{ V.}$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{9.6}{0.240} = 40A.$$

$$I_{R2} = 40 \text{ A.}$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(40)(0.055) = 0.9794V$$

$$V_{R2} = 0.9794 \text{ V.}$$

$$V_T = V_1 + V_2$$

$$V_T = 4.90 + 0.9794 = 5.87 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 5.87 \text{ V} = 114.12 \text{ V}$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{ Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{5.87 \text{ V}}{120 \text{ V}} (100) = 4.3\%$$

El resultado anterior no está dentro del rango admisible, ya que sobrepasa lo permitido por la norma.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(95)^2(0.435)(0.116)}{1000} = 0.455 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(40)^2(0.435)(0.055)}{1000} = 0.038 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2$$

$$P_T = 0.455 + 0.038 = 0.493 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.493}{0.9} = 0.548$$

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.548 \text{ KVA}}{22.8 \text{ KVA}} (100) = 2.4 \%$$

Con la creación del tercer circuito se puede notar una disminución en la caída de tensión y las pérdidas en el circuito dos. Aun que no queda dentro del rango permitido, el circuito tres mejora las condiciones de operación de la red ya proyectada. Puesto que no se emplea una recalibración, se hacen los cálculos con el mismo calibre.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASES	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					B				
E44	C1	15	1.2	18	18	63.6	75	84.8	75
	C2	19		22.8	22.8				95
	C3	19		22.8	22.8				95

Tabla 4.2 Nuevo cuadro de cargas para Transformador 2.

***Transformador 3 (50 KVA)**

De igual manera se trata de balancear el circuito de modo que la caída de tensión y las pérdidas disminuyan, para ello al circuito uno se le dividió la carga, originalmente tiene 30 KVA dejándolo con 14.4 KVA. La carga restante se colocó en el tercer circuito quedando con 15.6 KVA. Los circuitos quedan proyectados de la siguiente manera.

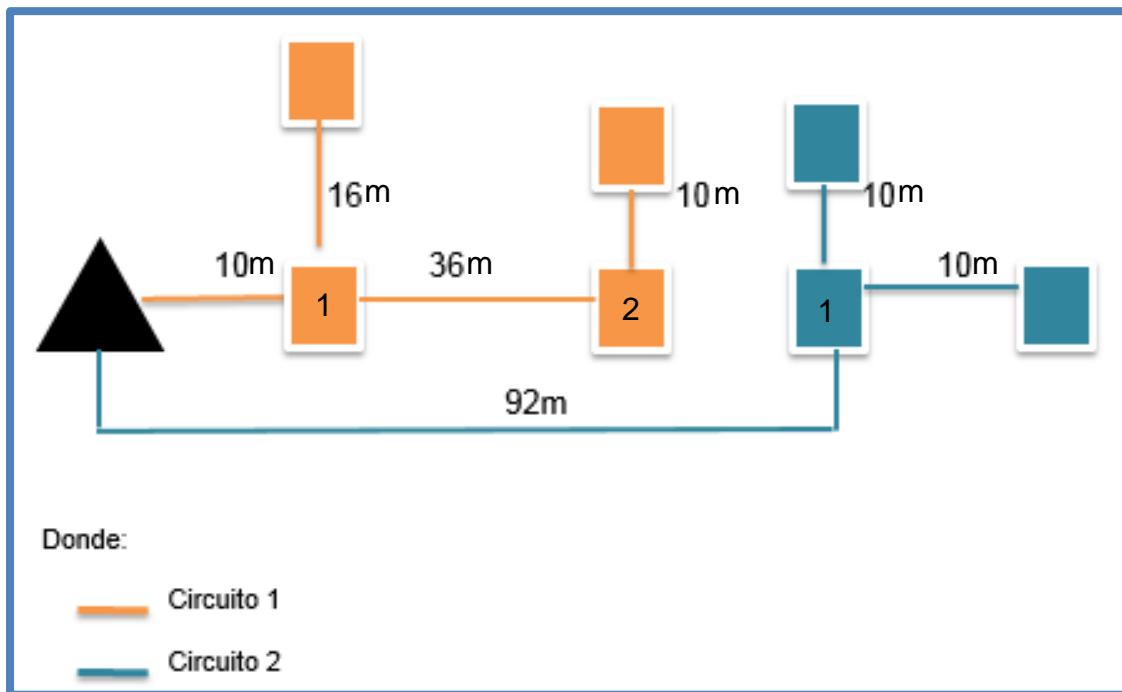


Fig. 4.6 Circuitos proyectados transformador 3.

Circuito 1.

Cálculo de corriente.

TRAMO 1:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{14.4}{0.240} = 60A.$$

$$I_{R1} = 60 A.$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(60)(0.026) = 0.69V.$$

$$V_{R1} = 0.69V.$$

TRAMO 2:

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{10.8}{0.240} = 45A.$$

$$I_{R2} = 45 A.$$

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(45)(0.036) = 0.72V.$$

$$V_{R2} = 0.72 V.$$

$$V_T = V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_T = 0.69 V + 0.72 V = 1.41 V$$

$$120 V - 1.41 V = 118.59 V$$

Con éste valor se calcula el porcentaje de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{Caída de tensión} = \frac{V_{caída}}{V_{fuente}} (100) = \frac{1.41V}{120V} (100) = 1.17\%$$

Este valor es óptimo pues, en el rendimiento del circuito.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(60)^2(0.435)(0.026)}{1000} = 0.040 \text{ KW}$$

$$P_2 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(45)^2(0.435)(0.036)}{1000} = 0.031 \text{ KW}$$

$$P_T = P_1 + P_2 = 0.040 + 0.031 = 0.071 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.071}{0.9} = 0.078 \text{ kVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas en el circuito.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.078 \text{ kVA}}{14.2 \text{ KVA}} (100) = 0.55 \%$$

Con la creacion del segundo circuito se puede notar una disminucion en la caida de tension y perdidas en el circuito uno original. Quedando dentro del rango permitido de operatividad en baja tension subterranea CFE.

Circuito 2.

Cálculo de corriente.

$$I = \frac{KVA}{KV} = \frac{15.6}{0.240} = 65A.$$

$$I_{R1} = 65 \text{ A.}$$

Caída de tensión.

$$V = (Z)(I)(L) = (0.4452)(65)(0.092) = 2.66V.$$

$$V_{R1} = 2.66 \text{ V.}$$

$$V_T = V_{R1}$$

$$V_T = 2.66 \text{ V}$$

$$120 \text{ V} - 2.66 \text{ V} = 117.33 \text{ V}$$

Con éste valor se calcula el por ciento de caída de tensión como se indica a continuación:

$$\% \text{ Caidatension} = \frac{V_{caida}}{V_{fuente}} (100) = \frac{2.66V}{120V} (100) = 2.21\%$$

Con este resultado se minimiza la caída de tensión en el circuito original, quedando por debajo del 3%.

Cálculo de pérdidas eléctricas.

$$P_1 = \frac{I^2(R)(L)}{1000} = \frac{(65)^2(0.435)(0.096)}{1000} = 0.176 \text{ KW}$$

$$P_T = 0.176 \text{ KW}$$

$$KVA = \frac{KW}{F.P.} = \frac{0.176}{0.9} = 0.196 \text{ KVA}$$

Con el resultado obtenido, se calcula el porcentaje de perdidas.

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{0.196 \text{ KVA}}{15.6 \text{ KVA}} (100) = 1.25 \%$$

El dato anterior es factible en cuanto al porcentaje de perdidas permitidas por la norma.

Cuadro de cargas.

CUADRO DE CARGAS									
NO. DE ESTACION	NO. DE CIRCUITO	NO. DE SERVICIOS	KVA POR SERVICIO	KVA	FASES	TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	% DE UTILIZACION	CORRIENTE MAXIMA (A)
					A				
E58	C1	12	1.2	14.4	14.4	30	50	60	60
	C2	13		15.6	15.6				65

Tabla 4.3 Nuevo cuadro de cargas para el Transformador 3.

5. Resultados y Conclusiones

5.1 Resultados

A continuación se presentaran los resultados de acuerdo a cada transformador analizado. Se muestran los resultados de la red ya proyectada y también los de las propuestas. Esto con el fin de evaluar, cuales son las mejores y más accesibles opciones. Cabe decir de antemano que toda la red está diseñada con calibre 3/0.

Red Actual			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (100 KVA)	Circuito 1	No cumple 6.83%	No cumple 2.73%
	Circuito 2	No cumple 4.13%	Si cumple 1.99%
Transformador 2 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.68%	Si cumple 0.85%
	Circuito 2	No cumple 6.17%	No cumple 2.07%
Transformador 3 (50 KVA)	Circuito 1	No cumple 4.33%	Si cumple 1.88%
	*****	*****	*****

Tabla 5.1 Resultados: Red Actual.

Como vemos en la tabla anterior, la red de baja tensión diseñada para el fraccionamiento Real del Bosque es deficiente en cuanto a su diseño. Puesto que a base de su estudio y análisis se pudieron obtener estos resultados. Cuales nos indican de manera teórica y analítica que la red proyectada no es un diseño de obra eléctrica óptimo para brindar un servicio eléctrico de calidad.

Dichos estudios están basados en la demanda generada a través del número de usuarios que alimenta cada transformador. De esta manera decimos que el mal diseño de los circuitos, causa demasiadas perdidas eléctricas, en este caso técnicas. Que por lo general, deberían ser pocas, debido a que ya existen estándares para no perder más de lo debido.

A continuación se presentan los resultados de las propuestas realizadas a base de cálculos, proponiendo recalibraciones, reubicación de los transformadores e implementando circuitos alternos. Todo esto con el propósito de disminuir las pérdidas eléctricas y la caída de tensión, presentes en la red actual.

Red propuesta: Recalibración			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (100 KVA)	Circuito 1	No cumple 3.41%	Si cumple 1.31%
	Circuito 2	Si cumple 2.54%	Si cumple 1.07%
Transformador 2 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple	Si cumple
	Circuito 2	No cumple 3.15%	Si cumple 0.99%
Transformador 3 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.21%	Si cumple 0.9%
	*****	*****	*****

Tabla 5.2 Resultados: Recalibración.

Se aprecia de la tabla anterior que algunos parámetros cambiaron considerablemente, cumpliendo con lo establecido en la norma. Por otro lado, aunque algunos aun así con la recalibración no cumplieron, se redujo a casi la mitad cada valor correspondiente. Eso ya es bastante, si nos referimos a las condiciones en las que opera actualmente la red.

Aquí se propone cambiar el calibre instalado en la red que es un 3/0, por un calibre 350. Que por su mayor ampacidad, además de conducir favorablemente más corriente, con dicho conductor se presenta menor caída de tensión y menos pérdidas eléctricas.

Red propuesta: Reubicación del Transformador			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (100 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.95%	Si cumple 1.07%
	Circuito 2	Si cumple 2.01%	Si cumple 0.8%
Transformador 2 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple	Si cumple
	Circuito 2	Si cumple 2.86%	Si cumple 0.84%
Transformador 3 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.8%	Si cumple 0.7%
	*****	*****	*****

Tabla 5.3 Resultados: Reubicación del Transformador.

Claramente podemos apreciar de los resultados anteriores, que esta es una muy buena opción para mejorar el desempeño de la red de baja tensión. Todos los estándares se cumplen de acuerdo a la norma y no existe ningún sobrepaso. Se mejoraron más algunos de los resultados anteriores, que habíamos obtenido con la recalibración.

Cabe decir que también se optó por recalibrar al mismo tiempo que se reubico el transformador, pero siempre procurando cubrir el servicio de energía para todos los usuarios. Es decir, para obtener mejores resultados, el análisis lo realizamos implementando nuevamente el calibre 350 para algunos tramos y circuitos. Con esto nos evitamos posibles fallos en el rendimiento de la red a futuro.

Red propuesta: Implementación de un Circuito Alterno			
		<u>Caída de tensión</u> < ó = 3%	<u>Perdidas eléctricas</u> < 2%
Transformador 1 (100 KVA)	Circuito 1	Si cumple 2.95%	Si cumple 1.31%
	Circuito 2	No cumple 4.13%	Si cumple 1.99%
	Circuito 3	No cumple 3.85%	No cumple 2.04%
Transformador 2 (75 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.68%	Si cumple 0.85%
	Circuito 2	Si cumple 1.27%	Si cumple 0.43%
	Circuito 3	No cumple 4.3%	No cumple 2.4%
Transformador 3 (50 KVA)	Circuito 1	Si cumple 1.17%	Si cumple 0.55%
	Circuito 2	Si cumple 2.21%	Si cumple 1.25%

Tabla 5.4 Resultados: Implementación de un Circuito Alterno.

De los anteriores resultados, podemos decir que esta solución no es muy favorable, como la de reubicar el transformador. Pero sí que a comparación de la red actual, se tienen mejoras considerables. Puesto que en comparación con ella, la mayoría de los parámetros cumplen, y los que no, solamente lo hacen por un margen muy pequeño. A lo que ese margen es bastante considerable en la primera tabla.

Cabe decir también que la ventaja que tiene este diseño, es que no hizo falta recalibrar. Es decir, los cálculos se hicieron con el calibre original, o sea el 3/0.

5.2 Conclusiones

En la elaboración de cualquier proyecto eléctrico siempre se plantea la solución técnica más económica. Diseñando una red de distribución subterránea de media y baja tensión que permitan lograr instalaciones eficientes que requieran un mínimo de mantenimiento. Es por eso que antes de poner en marcha cualquier proyecto, este tiene que pasar por ciertos criterios de aprobación de la empresa suministradora de energía, en este caso CFE.

Los resultados obtenidos del estudio de la red actual, nos dicen que analíticamente la red proyectada está mal calculada y sobre todo las cargas están mal distribuidas. Puesto que la Norma Subterránea 2008 CFE, permite colocar de hasta 4 o 5 circuitos para un solo transformador. Esto con el fin de equilibrar las cargas, procurando reducir al mínimo la caída de tensión y las pérdidas eléctricas.

Claro es que la mayoría de los transformadores en el fraccionamiento, cuentan con dos circuitos y algunos con solo uno. Esto es por el problema de las distancias y las ubicaciones de los lotes. Pero aun así no se justifica el problema que hay detrás, puesto que para eso existen los métodos ingenieriles. Están para dar soluciones técnicas y accesibles, evaluando cual es la propuesta o solución más factible y económica.

Haciendo énfasis en lo antes mencionado, exhibiremos las ventajas y desventajas de cada una de las propuestas sugeridas.

El recalibrar la red y migrar de un calibre 3/0 a un conductor de aluminio 350, es una opción muy factible. Puesto que además de que es el calibre que por norma debería estar instalado; mejora bastante las condiciones de operación actuales de la red. Apoyándonos en los estudios que se hicieron, basándonos en la operación de la red a plena carga demandada; o sea el total de usuarios.

Con esto podemos decir que aunque no todos los parámetros se cumplieron conforme a la norma; si en su mayoría. Por lo que se garantiza un buen suministro eléctrico, a la vez que se repercute directamente en las pérdidas técnicas. Lo único a tener en cuenta acá es el directamente el costo de inversión para realizar la recalibración, como lo son los materiales y equipos de instalación permanentes, mano de obra y la supervisión.

Con la reubicación del transformador fue donde se obtuvieron los mejores resultados. Se cumplieron satisfactoriamente todos los parámetros requeridos por la norma, sin dejar de lado el suministro energético para todos los usuarios. Aquí también se optó por recalibrar algunos circuitos para obtener mejores resultados, y sobre todo por el problema de las distancias.

Esta solución no es la más accesible puesto que el gasto de inversión sería demasiado, con respecto al anterior. Puesto que habría que tener en cuenta la ubicación del transformador, el costo de la bóveda, si hay que ubicar nuevos registros, la ductería, entre otros. Además el costo de la recalibración y todo lo que conlleva; así como la realización de la obra como tal, tanto la civil, como la electromecánica.

El implementar un nuevo circuito en la red, fue con el propósito de balancear más las cargas y con esto disminuir las pérdidas y las caídas. Aunque no se cumplieron todos los parámetros; si su mayoría, por lo que esta opción también es buena. Además de que tiene la ventaja de que en esta ocasión no hubo necesidad de recalibrar, todos los cálculos se realizaron con el conductor original (3/0).

Lo único que si realmente afecto los resultados, fue el tema de las distancias de las acometidas hasta el transformador. Es por ello que principalmente se vieron afectados algunos parámetros de caída de tensión. Puesto que es inevitable perder voltaje, cuando se suministra energía a una carga muy lejana. Claro esto no sucedería se hubiésemos optado por recalibrar, pero aun así los resultados son satisfactorios y con los mínimos excesos.

Esta propuesta es realmente práctica, ya que al igual que la primera no necesita una inversión considerable y cumple de igual manera con la mayoría de lo requerido en la norma. Lo único a tener en cuenta para dar pie a esta solución es ver si existe la ductería correspondiente para albergar el circuito nuevo. Que por norma deberían de existir, ya que siempre se dejan ductos extras para operaciones futuras en la red. También el costo directo del cable para el nuevo circuito; así como todos los componentes que se necesitan, derivadores, codos, protecciones, la instalación, etc.

A nuestro criterio, las propuestas más factibles son recalibrar y crear un nuevo circuito. Puesto que las dos son soluciones accesibles y económicas, no necesitan mucha mano de obra y mucho gasto de inversión comparado con el reubicar los transformadores. Claro está, que estas cifras serian elevadas si las aplicamos a todo el fraccionamiento, pero los beneficios serian grandes debido a que de acuerdo al estudio las pérdidas son demasiadas.

La solución más sensata pues sería recalibrar toda la red de baja tensión, puesto que la norma así lo establece ahora. "Todos los diseños subterráneos proyectados en baja tensión, deberán llevar el conductor de aluminio 350 para evitar todas las posibles pérdidas y caídas referentes a la norma". Por lo que desde un principio la red debió ser proyectada con este conductor, para evitar posibles inconvenientes en el futuro, en tanto por lo menos unos 10 a 15 años más.

Bibliografía y Apéndice

Bibliografía

1. http://www.driwisa.com/catalog/es/Manuales/LDTP_2010.pdf
2. <http://www.prolecge.mx>
3. <http://www.viakon.com>
4. MV Engel et al., Editores tutorial sobre Planificación de la distribución, Texto IEEE Curso EHO 361-6-PWR, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Hoes Lane, NJ, 1992.
5. AC Monteith y CF Wagner, Transmisión y Distribución Eléctrica, compañía eléctrica Westinghouse, Pittsburgh, PA, 1964.
6. Norma de construcción de redes subterráneas de Comisión Federal de Electricidad, versión 2008.
7. Norma de distribución, construcción, instalaciones aéreas de media y baja tensión, versión 2006.
8. Memoria técnica descriptiva de la unidad habitacional militar Cintalapa, Chiapas.
9. Tutorial de planeación y distribución, IEEE Texto 92 OMS 361-6 PWR. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Nueva York, 1992.

Apéndice

Banco de ductos: Conjunto formado por dos o más ductos.

Bóveda: Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde se colocan cables y sus accesorios y equipo, generalmente de transformación y donde se ejecutan maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

Sistema de canalización: Es la combinación de ductos, bancos de ductos, registros, pozos, bóvedas y cimentación de subestaciones que forman la obra civil para instalaciones subterráneas.

Ducto: Conducto individual para conductores eléctricos.

Equipo subterráneo: El diseñado y construido para quedar instalado dentro de pozos o bóvedas y el cual debe ser capaz de soportar las condiciones a que estará sometido durante su operación.

Equipo sumergible: Aquel equipo hermético que por características de diseño, puede estar inmerso en cualquier tipo de agua en forma intermitente.

Equipo tipo pedestal: Aquel que está instalado sobre el nivel del terreno, en una base plataforma con cimentación adecuada y que forma parte de un sistema eléctrico subterráneo.

Estructura de transición: Conjunto formado por cables, accesorios, herrajes y soportes que estando conectados o formando parte de un sistema de líneas subterráneas, quedan arriba del nivel del suelo, generalmente conectadas a líneas aéreas y que se soportan en postes o estructuras.

Línea subterránea: Aquella que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o en cualquier otro tipo de canalización.

Pozo de visita: Recinto subterráneo accesible desde el exterior, donde se colocan equipos, cables y sus accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

Registro: Recinto subterráneo de dimensiones reducidas, donde se coloca algún equipo, cables y accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

Conductor: Parte de un cable que tiene la función específica de transportar corriente eléctrica.

Electrodo de tierra: Conductor o grupo de conductores en contacto íntimo con tierra y que provee una conexión eléctrica a ella.

Tapón aislante: Dispositivo aislante para terminar un extremo no conectado de un cable energizado.

DeproRED: Software que te permite observar todos los circuitos de nuestro país, como están interconectados y su configuración (diagramas de switcheo).

Anexo 1

Capacidad de conducción de corriente en cables de baja y media tensión

Las tablas que a continuación se muestran fueron calculadas con los siguientes parámetros:

- Temperatura de interfase ducto terreno = 50 °C.
- Temperatura ambiente del terreno = 25 °C.
- Resistividad térmica del terreno = 120 °C-cm / W.
- Pantalla puesta a tierra en 2 o más puntos.
- Ductos en arroyo.

Factor de carga 50% Cables AI – XLP - 15 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	187	154	134	123	113
3/0	85		237	195	170	155	143
250	127		291	240	208	190	174
300	152		319	263	228	208	191
350	177		347	284	246	225	206
500	253	60	414	340	294	269	246
750	380		509	417	360	328	307
1000	507		75	593	484	416	379

Factor de carga 75%. Cables AI – XLP - 15 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	171	135	114	103	93
3/0	85		216	171	144	129	117
250	127		263	208	175	157	142
300	152		288	227	191	172	155
350	177		313	245	206	185	167
500	253	60	371	292	245	220	198
750	380		453	355	297	266	240
1000	507		75	523	409	341	305

Factor de carga 100%. Cables AI – XLP - 15 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW kcmil	ó mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	155	119	98	87	78
3/0	85		195	149	123	109	98
250	127		237	181	149	132	118
300	152		259	197	162	144	129
350	177		280	212	175	155	139
500	253	60	331	252	207	184	164
750	380		401	305	250	222	198
1000	507		75	461	349	285	253

Factor de carga 50% Cables AI – XLP - 25 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de corriente (A)				
			No. De circuitos (No.)				
AGW kcmil	ó mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	186	153	133	122	112
3/0	85		236	194	168	154	141
250	127		290	238	206	188	172
300	152	60	320	262	226	207	189
350	177		348	283	244	223	203
500	253		415	339	292	266	248
750	380		507	413	354	322	293
1000	507	75	590	479	409	371	337

Factor de carga 75% Cables AI – XLP - 25 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	170	135	113	102	92
3/0	85		215	170	142	128	115
250	127		262	207	173	155	140
300	152	60	288	227	190	170	153
350	177		313	244	204	183	164
500	253		371	291	243	217	198
750	380		450	352	293	261	234
1000	507	75	520	404	335	299	267

Factor de carga 100% Cables AI – XLP - 25 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	154	118	97	86	77
3/0	85		194	148	122	108	96
250	127		236	180	148	131	116
300	152	60	259	197	161	153	127
350	177		280	211	173	153	137
500	253		331	251	205	181	163
750	380		399	302	246	218	193
1000	507	75	458	345	281	248	220

Factor de carga 50%. Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW ó kcmil	mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	186	152	132	120	110
3/0	85	60	237	194	167	152	138
250	127		290	237	204	185	168
300	152		318	260	223	202	184
350	177	75	350	283	242	220	199
500	253		417	339	289	261	236
750	380		509	411	358	315	284
1000	507		594	478	403	362	325

Factor de carga 75% Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW kcmil	ó mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	170	134	112	100	90
3/0	85	60	215	169	141	126	113
250	127		262	206	171	153	137
300	152		287	225	187	167	149
350	177	75	314	243	202	180	161
500	253		372	289	240	213	190
750	380		451	349	292	255	226
1000	507	100	522	401	329	290	257

Factor de carga 100% Cables AI – XLP - 35 – 100.

Calibre conductor	Área transversal	Diámetro del ducto	Capacidad de conducción de corriente (A)				
			No. de circuitos (No.)				
AGW kcmil	ó mm ²	mm	1	2	3	4	5
1/0	53.5	50	154	117	96	85	76
3/0	85	60	194	148	121	107	95
250	127		236	179	146	129	114
300	152		257	195	159	140	124
350	177	75	281	210	171	151	133
500	253		331	249	202	178	157
750	380		399	299	244	212	186
1000	507	100	459	342	275	240	211

Baja Tensión.

SECCIÓN MÍNIMA DE DUCTOS A EMPLEAR EN CABLES DE BAJA TENSIÓN (mm)								
Configuración	Calibre	Diam. en mm	1 Circuito AMP.	2 Circuitos AMP.	3 Circuitos AMP.	4 Circuitos AMP.	5 Circuitos AMP.	6 Circuitos AMP.
Cable Triplex	2C/1N (4-4)	38	89	84	80	78	75	72
	2C/1N (2-4)	38	118	111	105	101	97	94
	2C/1N (1/0-2)	50	160	151	143	138	132	126
	2C/1N (3/0-1/0)	75	219	206	195	187	178	171
Cable Cadruplex	3C/1N (4-4)	38	79	75	71	69	66	63
	3C/1N (2-4)	50	106	100	94	91	86	83
	3C/1N (1/0-2)	50	142	133	125	120	114	109
	3C/1N (3/0-1/0)	75	194	181	170	162	153	146
	3C/1N (350-4/0)	100	306	283	264	251	236	224

El factor de carga está dado por la relación de la demanda media a la demanda máxima durante un período determinado.

De cambiar estas consideraciones, se deben recalculan las capacidades de conducción conforme a lo siguiente:

1. Temperaturas ambientes distintas a las de las tablas. Las capacidades de conducción de corriente a temperatura ambiente del terreno distinta a la de las tablas, se deben calcular mediante la siguiente fórmula:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{TC - TA_2 - \Delta TD}{TC - TA_1 - \Delta TD}}$$

Dónde:

I1 = capacidad de conducción de corriente que dan las tablas para una temperatura ambiente del terreno TA1.

I2 = capacidad de conducción de corriente para una temperatura ambiente del terreno TA2.

TC = temperatura del conductor en °C.

TA1 = temperatura ambiente del terreno de las tablas en °C.

TA2 = temperatura ambiente del terreno deseada en °C.

Nota: Esta fórmula simplificada, sólo aplica para cables de baja y media tensión.

2. Profundidad de enterramiento de los circuitos subterráneos. Cuando la profundidad de los bancos de ductos directamente enterrados sea distinta a la de los valores de la tabla o figura, se pueden modificar las capacidades de conducción de corriente de acuerdo con los siguientes apartados:

a) Si aumenta la profundidad de una parte o partes de un ducto eléctrico no es necesario reducir la capacidad de conducción de corriente de los conductores, siempre que la longitud total de las partes cuya profundidad es mayor para evitar obstáculos, sea menor de 25% de la longitud total del recorrido.

b) Si la profundidad es mayor que la de una tabla o figura, se debe aplicar un factor de corrección de 6% por cada 0,30 m de aumento de profundidad, para cualquier valor de resistencia térmica del terreno (RHO). No es necesario aplicar el factor de corrección cuando la profundidad sea menor.

Anexo 2

Transformadores

A) Capacidades normalizadas

Las capacidades de transformadores para Redes de Distribución Subterráneas que se tienen normalizadas son las siguientes:

A.1 Transformadores monofásicos.

A.1

TIPOS Y CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	
CAPACIDAD DE KVA	TIPO
25	Pedestal y Sumergible
37.5	Pedestal y Sumergible
50	Pedestal y Sumergible
75	Pedestal y Sumergible
100	Pedestal y Sumergible

A.2 Transformadores trifásicos.

A.2

TIPOS Y CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	
CAPACIDAD DE KVA	TIPO
75	Pedestal y Sumergible
112.5	Pedestal y Sumergible
150	Pedestal y Sumergible
225	Pedestal y Sumergible
300	Pedestal y Sumergible
500	Pedestal y Sumergible

B) Utilización de transformadores monofásicos

Se utilizan en los siguientes casos:

B.1 Formando parte integral de un anillo monofásico.

B.2 Formando parte integral de un ramal radial monofásico.

B.3 Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo monofásico o trifásico.

C) Utilización de transformadores trifásicos

Se instalan preferentemente del tipo pedestal, dejando el tipo sumergible para los casos en que por razones de espacio, estética, etc. sea más recomendable su uso. Se utilizan en los siguientes casos:

C.1 Formando parte integral de un anillo trifásico.

C.2 Formando parte integral de un ramal radial trifásico.

C.3 Para servicio particular, conectados en forma radial a un anillo trifásico.

D) Recomendaciones generales

D.1 Se deben utilizar capacidades de transformadores que optimicen el proyecto.

D.2 El factor de utilización para transformadores en Sistemas Subterráneos será lo más cercano a la unidad.

D.3 Se evitará dejar transformadores con poca carga.

D.4 Tomar en cuenta la temperatura ambiente del lugar para determinar si el transformador tipo pedestal a instalar será del tipo cálido o normal.

Caída de tensión y pérdidas

A) Circuito equivalente

Los circuitos de media tensión subterráneos con longitudes menores de 15 km, se consideran como líneas de transmisión cortas, utilizando para los cálculos de caída de tensión un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, despreciándose la reactancia capacitiva.

En el caso de que un circuito exceda los 15 km de longitud, se utiliza para el cálculo un circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, considerándose la reactancia capacitiva en paralelo.

B) Valores máximos permitidos

B.1 Circuitos de media tensión.

En condiciones normales de operación, el valor máximo de la caída de tensión no debe exceder del 1 % desde el punto de conexión, tomando en cuenta demandas máximas. El cálculo debe realizarse tanto para la troncal como para los subanillos, involucrando todas las cargas conectadas desde el inicio del circuito hasta el punto de apertura correspondiente. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2 %.

B.2 Circuitos de baja tensión.

El valor máximo de caída de tensión para los circuitos de baja tensión no debe exceder del 3 % para sistemas monofásicos y del 5 % para trifásicos, desde el transformador hasta el registro más lejano. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2 %.

B.3 Acometidas de baja tensión.

El valor máximo de caída de tensión para las acometidas no debe exceder del 1 % desde el registro de acometida hasta el equipo de medición. La longitud máxima de las acometidas debe ser de 35 m.

C) Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva

Para realizar los cálculos de caída de tensión se tomarán los valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva mostrados en las siguientes tablas:

C.1 Resistencia y reactancia inductiva para cables desnudos, cables con conductor de aluminio.

SECCION TRANSVERSAL mm ²	RESISTENCIA 90° EN C.A. Ω/KM	REACTANCIA INDUCTIVA EN Ω/KM		
		15000 V	25000 V	35000 V
33,6 (2 AWG)	1,100	0,347	-	0,3262
53,5 (1/0 AWG)	0,691	0,3267	0,3263	0,3176
67,5 (2/0 AWG)	0,548	0,3181	0,3178	0,3090
85,0 (3/0 AWG)	0,434	0,3095	0,3093	0,3000
107,2 (4/0 AWG)	0,345	0,3005	0,3002	0,2920
126,7 (250 kcmil)	0,292	0,2925	0,2922	0,2849
152,6 (300 kcmil)	0,244	0,2854	0,2853	0,2794
177,3 (350 kcmil)	0,209	0,2798	0,2796	0,2741
202,8 (400 kcmil)	0,183	0,2746	0,2743	0,2693
228,0 (450 kcmil)	0,163	0,2697	0,2695	0,2656
253,4 (500 kcmil)	0,147	0,2660	0,2658	0,2576
304,0 (600 kcmil)	0,123	0,2579	0,2577	0,2545
329,4 (650 kcmil)	0,113	0,2549	0,2547	0,2528
352,7 (700 kcmil)	0,105	0,2522	0,2519	0,2491
380,0 (750 kcmil)	0,098	0,2494	0,2492	0,2468
405,0 (800 kcmil)	0,092	0,2472	0,2470	0,2419
456,0 (900 kcmil)	0,083	0,2422	0,2420	0,2375
506,7(1000 kcmil)	0,075	0,2377	0,2376	-

C.2 Capacitancia y reactancia capacitiva para cables desnudos, cables con conductor de aluminio.

Sección Transversal del Conductor mm ²	CAPACITANCIA (μF/Km)			REACTANCIA INDUCTIVA EN Ω/KM		
	15000 V	25000 V	35000 V	15000 V	25000 V	35000 V
33,6 (2 AWG)	0,1736	-	-	15291,0		
53,5 (1/0 AWG)	0,2018	0,1606	0,1373	13155,0	16527,5	19336,6
67,5 (2/0 AWG)	0,2148	0,1727	0,1469	12159,2	15373,5	18073,6
85,0 (3/0 AWG)	0,2369	0,1862	0,1476	11207,9	14262,4	16849,5
107,2 (4/0 AWG)	0,2593	0,2024	0,1704	10239,1	13119,3	15580,9
126,7 (250 kcmil)	0,2718	0,2100	0,1765	9771,4	12646,0	15043,0
152,6 (300 kcmil)	0,2919	0,2244	0,1879	9096,8	11,834,8	14134,0
177,3 (350 kcmil)	0,3089	0,2365	0,1974	8596,8	11228,3	13450,7
202,8 (400 kcmil)	0,3259	0,2486	0,2069	8149,1	10683,1	12833,6
228,0 (450 kcmil)	0,3428	0,2606	0,2163	7746,9	10190,0	12273,2
253,4 (650 kcmil)	0,3566	0,2704	0,2240	7446,9	9820,0	11851,3
304,0 (600 kcmil)	0,3800	0,2884	0,2389	6988,2	9208,1	11115,5
329,4 (650 kcmil)	0,3920	0,2970	0,2456	6774,9	8943,5	10812,0
352,7 (700 kcmil)	0,4039	0,3054	0,2523	6574,4	8694,0	10525,0
380,0 (750 kcmil)	0,4158	0,3140	0,2590	6385,6	8458,3	10253,3
405,0 (800 kcmil)	0,4263	0,3214	0,2648	6229,1	8262,5	10027,3
456,0 (900 kcmil)	0,4501	0,3383	0,2781	5899,1	7848,0	9547,1
506,7 (1000 kcmil)	0,4725	0,3542	0,2906	5620,1	7496,1	9138,0

C.3 Resistencia y reactancia inductiva para cables de 600 v, cables con conductor de aluminio.

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR mm ²	RESISTENCIA A 90° EN LA C.A. Ω/KM	REACTANCIA INDUCTIVA (CUADRUPLEZ O TRIPLEX) Ω/KM
21,15 (4 AWG)	1,747	0,1087
33,6 (2 AWG)	1,100	0,1029
53,5 (1/0 AWG)	0,691	0,0995
67,5 (2/0 AWG)	0,548	0,0970
85,0 (3/0 AWG)	0,435	0,0949
107,2 (4/0 AWG)	0,345	0,0926
126,7 (250 kcmil)	0,292	0,0934
152,6 (300 kcmil)	0,244	0,0917
177,3 (350 kcmil)	0,209	0,0904
202,8 (400 kcmil)	0,183	0,0893
228,0 (450 kcmil)	0,163	0,0885
253,4 (500 kcmil)	0,147	0,0876
304,0 (600 kcmil)	0,123	0,0880
354,7 (700 kcmil)	0,106	0,0870
405,0 (800 kcmil)	0,094	0,0861
456,0 (900 kcmil)	0,084	0,0853
506,7 (1000 kcmil)	0,076	0,0846