



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**REINGENIERÍA DE ALIMENTADORES DE  
DISTRIBUCIÓN PERTENECIENTES A  
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N :

DANTE GUTIÉRREZ LANDA

RAÚL OCTAVIANO LOAIZA NEVÁREZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ



2009

A nuestros padres por el apoyo brindado durante toda la carrera.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por la experiencia adquiridas a lo largo de este ciclo. En especial a la Facultad de Ingeniería por enseñarnos a entender el funcionamiento del mundo que habitamos.

A nuestros profesores que siempre nos inspiraron a realizarnos como estudiantes.

A la Gerencia de Operación de Redes de Distribución, especialmente al Ing. Carlos Guerrero Gómez, Gerente de Operación de Redes de Distribución por las facilidades brindadas para la realización de este trabajo. Al Ing. Juan Arturo Rivera Valenzuela y al Ing. Silverio Castillo Saucedo por la información y el apoyo otorgado respecto a la red de distribución aérea.

Al Centro de Operación de Redes de Distribución Pedregal y de manera particular al Ing. José Antonio García Salazar, Subgerente del C.O.R.D.P. por la información referente a la situación de los alimentadores en la zona crítica.

El presente trabajo contiene información relacionada a la reingeniería de alimentadores de distribución pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro, más específicamente a una transferencia de carga, para poder otorgar el servicio de energía eléctrica al Hospital General de Tláhuac.

Se presentan los estudios realizados por parte de los ingenieros proyectistas y analistas de Luz y Fuerza del Centro, quienes utilizando herramientas de cómputo, mantienen operante la red eléctrica de distribución.

Para llegar a la culminación del proyecto, que es otorgar la factibilidad al Hospital General de Tláhuac, se mencionan en el primer capítulo tanto los inicios de los sistemas de distribución eléctrica como los de la distribución eléctrica en México, con un interés particular en la zona central del país la cual está alimentada por la empresa Luz y Fuerza del Centro. Con la finalidad de tener un panorama general de lo que implica la distribución eléctrica en el país.

Finalmente se presenta información sobre la situación actual de las subestaciones y los alimentadores de las regiones pertenecientes al área metropolitana, esto con la finalidad de dar un panorama general al problema que enfrentan día a día los ingenieros analistas y proyectistas que trabajan con la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro.

La realización de proyectos eléctricos relacionados con la red de distribución requiere un orden, una gran cantidad de cálculos y una visualización de la red eléctrica en un plano. Estas características están contenidas en un programa llamado *CYMDIST*. Está hecho específicamente para trabajar con redes de distribución, de manera que en el capítulo dos se mencionan sus características y las funciones principales del programa.

Habiendo revisado la utilización del programa *CYMDIST* y con base en la información contenida en la base de datos de Luz y Fuerza del Centro, se realiza un análisis preliminar de las condiciones de los alimentadores contiguos

al alimentador correspondiente al Hospital General de Tláhuac. Se revisan las condiciones de carga y de caída de tensión en dichos alimentadores.

Con esta información se toman decisiones para la reingeniería de alimentadores, que puede consistir en instalar un banco de condensadores, la recalibración de un tramo para evitar pérdidas por efecto Joule, la transferencia de carga que se utiliza para balancear alimentadores o la realización de obras de ampliación de la red eléctrica de distribución. Para otorgar la factibilidad del servicio en el Hospital General de Tláhuac se utilizó la transferencia de carga, misma que se encuentra documentada y analizada en el capítulo cuatro y capítulo cinco.

Finalmente se exponen las conclusiones del estudio desarrollado en el capítulo sexto.

Resumen.	III
Introducción	VI
Capítulo 1. Luz y Fuerza del Centro.	
Introducción	1
1.1 Antecedentes.	2
1.2 Situación actual de la empresa.	21
1.3 Zonas críticas para el suministro de energía.	49
Capítulo 2. El programa CYMDIST.	
Introducción	56
2.1 CYME.	57
2.2 Sistema de bases de datos para la administración de la distribución de Luz y Fuerza del Centro.	72
2.3 Características de la carga.	76
2.4 Análisis de flujos de carga.	87
Capítulo 3. Caso de Estudio.	
Introducción	100
3.1 El Hospital General de Tláhuac.	100
3.2 Parámetros de la zona crítica.	102
3.3 Recursos de la zona crítica.	105
3.4 Situación actual de la zona crítica mediante el uso del programa CYMDIST.	108
Capítulo 4. Transferencia de cargas en alimentadores de distribución.	
Introducción	115
4.1 Ventajas y desventajas de la transferencia de carga en alimentadores.	116
4.2 Condiciones iniciales de carga de los alimentadores vecinos.	122
4.3 Propuesta de reingeniería de alimentadores.	135
Capítulo 5. Resultados.	
Introducción	137
5.1 Resultados del estudio.	138
5.2 Instalación de bancos de capacitores.	139
5.3 Transferencia de carga en alimentadores de la S.E. Xochimilco.	142
5.4 Simulación de la solución utilizando el programa CYMDIST.	143
Capítulo 6. Conclusiones	
6.1 Capítulo 1.	147
6.2 Capítulo 2.	149
6.3 Capítulo 3.	150
6.4 Caso de estudio.	151
Glosario.	153
Nomenclatura	166
Bibliografía.	170
Índice de figuras.	174
Índice de tablas.	176
Índice de gráficas.	177
Índice de ecuaciones.	178

### **1. Antecedentes.**

Los sistemas de distribución eléctrica nacieron en 1879 con la invención de los mismos por parte de Thomas Alva Edison desarrollando la transmisión de energía por corriente directa.

Años más tarde, Nikola Tesla y George Westinghouse, dedicaron sus esfuerzos a la difusión de máquinas generadoras de corriente alterna, superando en distancia y flexibilidad al sistema propuesto por Edison.

Poco a poco la electricidad comenzó a ser un bien necesario en la vida de la sociedad. Al inicio las empresas suministradoras carecían de una regulación de manera que los usuarios podían sufrir abusos por parte de las mismas. Aún así el energético comenzó a ser útil para el desarrollo de la sociedad. Después de los años cincuenta (en el siglo XX) era imposible imaginar la vida sin electricidad.

En México se nacionaliza la industria eléctrica con la finalidad de hacer público el servicio. Este hecho provoca el nacimiento de la empresa: Comisión Federal de Electricidad. Luz y Fuerza del Centro se compró a los capitales extranjeros en esas fechas y dadas las condiciones de sobrepoblación en la zona central del país, se mantuvo para suministrar la energía eléctrica en la zona.

La red eléctrica de la zona central ha sufrido diversos cambios a lo largo de su historia, en 1906 ocurrió el primer cambio de tensión pasando de 2 [kV] a 6 [kV], se ha instalado un anillo de subestaciones para repartir la carga de la zona y se aumentó una vez más, la tensión de operación pasando de 6 [kV] a 23 [kV].

### **2. Situación actual.**

Diversos servicios en el área metropolitana ya han sido rebasados, como la vialidad, el abastecimiento de agua y la energía eléctrica no es la excepción. La

mancha urbana ha crecido desmedidamente y se han multiplicado las atenciones a la misma, centros comerciales, complejos de vivienda, centros de salud, por mencionar algunos.

Es por eso que la distribución eléctrica en la zona central de país se ha vuelto conflictiva ya que ésta se ha llenado de regiones donde la densidad de carga es elevada.

### **3. Planteamiento del problema.**

El Hospital de Tláhuac está ubicado en la esquina que forman las calles de Av. La Turba y Don Pascuale, en la colonia Villa Centroamericana y del Caribe, en la delegación Tláhuac. Dentro de su proyecto de construcción se encuentra la parte eléctrica en la cual se estableció que el Hospital operaría con una carga máxima de 1350 [kW].

La empresa suministradora de energía eléctrica, recibe la petición de servicio de energía eléctrica por parte del solicitante (en cuentas especiales), revisando los datos históricos de la zona, Luz y Fuerza del Centro necesita realizar los estudios en el que participan ingenieros analistas y de planeación para poder otorgar el servicio al cliente.

### **4. Propuesta de solución.**

La reingeniería de alimentadores permite adecuar la red eléctrica de distribución de manera que se pueda otorgar la factibilidad cumpliendo con los estándares de calidad y continuidad en el servicio.

La reingeniería contempla técnicas como: recalibración de conductores, realización de obras civiles para adecuar la red, la transferencia de carga, instalación de bancos de capacitores, entre otras.

La transferencia de cargas es una solución que requiere, en la mayoría de los casos, modificar el estado de equipos de seccionamiento ya instalados en la red, de manera que los costos operativos son mínimos.

### **5. Objetivos.**

El objetivo general del trabajo es documentar las acciones realizadas por el personal de Luz y Fuerza del Centro para otorgar el servicio de energía eléctrica al Hospital General de Tláhuac.

También se espera realizar una investigación sobre la empresa Luz y Fuerza del Centro, la información con la que se cuenta es muy pobre y son contados los casos en los que ésta se aborda con los tecnicismos necesarios.

Como objetivo particular se pretende lograr un dominio de la herramienta de cómputo que se utiliza por el personal de los Centros de Operación de Redes de Distribución de Luz y Fuerza del Centro.

### **6. Metodología de la tesis.**

Para la realización del trabajo se necesitará recabar información respecto a la subestación que alimenta al Hospital General de Tláhuac, así como a los componentes de la red de distribución misma. Es necesario conocer las limitaciones del proyecto.

Con la información pertinente se procede al manejo de la herramienta de cómputo de manera general, entendiendo cómo es que manipula los datos y cómo funcionan los diferentes módulos, con el objetivo de dar solución a los problemas del proyecto sin estar consultando constantemente el manual de referencia.

Una vez realizado lo anterior se procede a estudiar el entorno eléctrico de la red, buscando las condiciones más óptimas de solución al problema.



De las soluciones más óptimas se reportan sus resultados y se analiza la viabilidad de las mismas. Concluyendo así el trabajo a realizar.

### **7. Estructura de la tesis.**

El trabajo estará conformado por un primer capítulo en donde se expone la información recabada de la empresa Luz y Fuerza del Centro, con especial interés en el área de distribución. La intención es mostrar cómo se formó, cómo ha sido su desarrollo y finalmente dar un panorama de la situación actual de la misma con el objetivo de concluir la necesidad de utilizar herramientas de cómputo que auxilien al personal en el análisis y comportamiento de la red de distribución.

El segundo capítulo estará dedicado a la utilización de la herramienta de cómputo utilizada por el personal de Luz y Fuerza del Centro. A manera de tutorial se explicarán las funciones básicas del programa y se revisarán los conceptos básicos para el modelado de redes de distribución. Se espera adquirir con esto la suficiente experiencia para manipular eficazmente el programa y los módulos que lo componen.

En el capítulo siguiente se presentará la investigación correspondiente al Hospital General de Tláhuac, incluyendo el impacto social y económico del proyecto. Se revisará el estado inicial de la red de distribución en esa zona y se estudiará los recursos eléctricos con los que cuenta la misma.

El capítulo cuarto tratará del manejo de los recursos y de las soluciones a implementar para otorgar el servicio de energía eléctrica al Hospital General de Tláhuac. Se estudiarán distintas propuestas basadas en el análisis de los recursos para presentar los resultados en el capítulo cinco, haciendo una mención de los beneficios del proyecto y establecer las conclusiones pertinentes en el capítulo sexto.

# Capítulo 1.

## Luz y Fuerza del Centro.

### **Introducción.**

Los sistemas eléctricos de potencia tuvieron su origen en los Estados Unidos de Norteamérica y su objetivo primario era el de iluminar los edificios comerciales y las calles de la ciudad, pero las enormes posibilidades de utilización de la energía eléctrica hicieron de éstos sistemas un recurso que ha sido altamente explotado por el hombre, de manera que hoy día no se imaginaría la vida sin electricidad.

En esta etapa de gestación tuvo lugar un duelo en el que se disputaba la manera de distribuir energía eléctrica por parte de las empresas suministradoras, las opciones eran con corriente directa o alterna. En el siglo XXI se utiliza corriente alterna para todas las etapas de los sistemas eléctricos de potencia, aunque gracias a los avances en los tiristores, se puede ahora transmitir con un adecuado nivel de pérdidas, corriente directa utilizando para ello tensiones elevadas.

México tuvo su propio desarrollo histórico en cuanto a los sistemas eléctricos de potencia. Es importante para los fines del presente trabajo presentar la situación histórica de la compañía Luz y Fuerza del Centro, así como mostrar un panorama general de aspectos legales y financieros propios de la empresa. Todo esto con el fin de tener una visión global de lo que significa suministrar energía eléctrica a la zona más poblada del país.

### 1.1 Antecedentes.

#### 1.1.1 El primer sistema de distribución eléctrica.

El inventor norteamericano Thomas A. Edison desarrolló el primer sistema de distribución eléctrica. Su planta de generación operaba en las vecindades de *Wall-Street*, en Nueva York, en el año de 1882. Edison ya había inventado el fonógrafo siendo prácticamente sordo, por lo que era considerado un genio. Así que lo que inventaría Edison en el futuro sería visto con mucho respeto.

El Sr. Edison (así lo llamaban sus colaboradores: Mr. Edison) encontró la fuente de su siguiente invención en un centro comercial en el que se exhibían las lámparas de arco que producían luz mediante un alto potencial eléctrico sobre dos electrodos de carbón. Los problemas que tenían estas lámparas era que su mantenimiento era constante, y por lo mismo costoso, ya que conforme el carbón se agotaba se tenía que ajustar la distancia entre ellos para que siguieran iluminando con la misma intensidad. Aún ajustándolos, los carbones tenían una vida útil demasiado corta de 130 [h] aproximadamente.

Edison tenía un objetivo y era el de hacer la iluminación más eficiente. Quienes se encargaban de la iluminación de Nueva York eran las compañías de gas, así que comenzó a estudiarlas, asistió a las jornadas informativas, reuniones anuales y leyó cada información que se generaba o a la que tenía acceso. En poco tiempo Edison supo más del negocio del gas que muchas personas que estaban en el negocio del mismo. Edison comenzó a producir la lámpara incandescente, basada en el diseño que funcionaba con un filamento de papel carbonizado cubierto con tubo de vidrio y perteneciente al físico y químico inglés llamado Joseph Swan. El problema a resolver era que el papel carbonizado se consumía en cuanto ardía.

Edison logró juntar la cantidad de \$300,000 dólares estadounidenses (USD) y fundar así la “*Edison Electric Light Company*”, con capital proveniente de la “*Western Union*” y del hombre más rico del país: J. P. Morgan. El trato fue

recibir el dinero en propiedades, instalaciones y materiales, y todos los inventos concernientes a la iluminación y electricidad desarrollados en los próximos 5 años serían propiedad de los benefactores.

Las lámparas de filamento resultaron ser muy sensibles a las variaciones de tensión eléctrica; después de varios experimentos Edison determinó que la tensión eléctrica necesaria para operar mejor los filamentos era de 110 voltios, cantidad que continúa siendo una constante con voltios más o voltios menos en nuestros días, al menos para países como Canadá, Estados Unidos de América, México y Japón. Con el dato necesario puso manos a la obra y construyó un generador operado a base de vapor y con una eficiencia del 90% siendo que en la época la eficiencia máxima que alcanzaban era del 55%.

Comenzó también a experimentar con una bomba de vacío llamada “Sprunger”, y a probar más de 1600 materiales distintos para el filamento, finalmente un filamento de algodón carbonizado fue el extraño vencedor, el vidrio de la lámpara terminó siendo redondeado, no había interruptores, la manera de apagarla era desenroscándola, muy parecida a la bombilla incandescente que se conoce hoy día. Edison se propuso a terminar lo más pronto posible la distribución del sistema eléctrico, haciendo referencia a las desventajas de la iluminación por gas, las mismas que Edison citó:

- Arrojabán amoniaco y azufre al medio ambiente.
- Consumían oxígeno.
- Exhibían peligro de sofocación.
- Viciaban el ambiente con ácido carbónico e hidrógeno sulfatado.
- El peligro de fugas en las tuberías de gas.

El primer sistema de generación eléctrica arrancaba. Se instaló en la ciudad de Nueva York a unas cuadras de *Wall-Street*, con una inversión de \$300,000 USD, debido a que se construyeron cuatro generadores de veintisiete toneladas, llamados “*Jumbo*” (en honor a un elefante integrante del circo “*Barnum*”), capaz de suministrar energía cada uno a más de 120 lámparas. Estos generadores se instalaron junto con grandes depósitos de calderas que

consumían cantidades gigantescas de carbón. Los cables de distribución se sumergían en la tierra con un aislamiento a base de chapopote. El sistema era de corriente directa, a 110 voltios, los mismos que se generaban, y la razón principal del sistema era la lámpara incandescente.

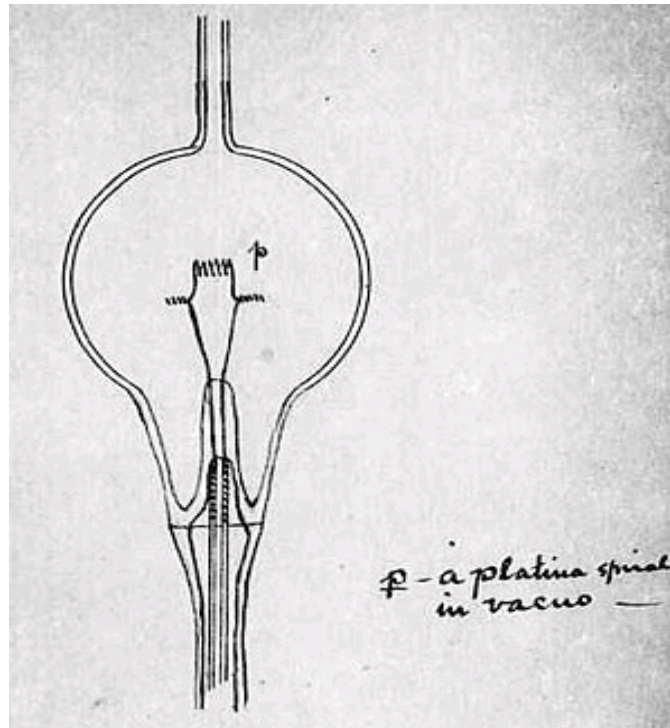
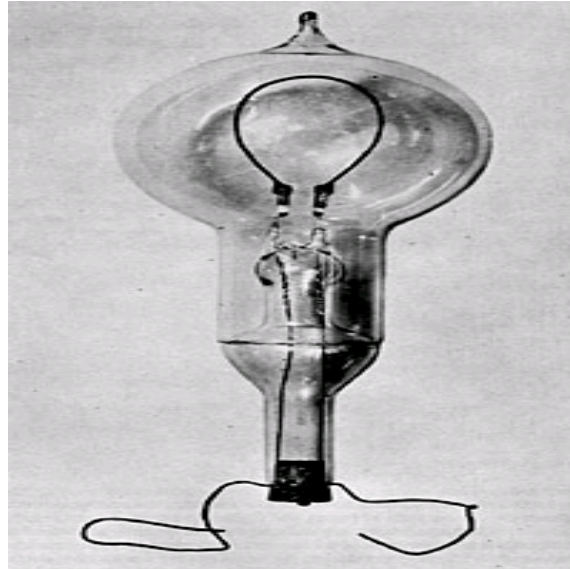


Figura 1.1. Esquema de la primera lámpara eléctrica al vacío.

Los costos de fabricación de la lámpara incandescente para el año de 1881 eran de \$1.10 USD y su venta al público era de \$0.40 USD, para el año siguiente los costos de fabricación se redujeron a \$0.70 USD y las lámparas se siguieron vendiendo a \$0.40 USD, para el tercer año los costos de producción bajaron a \$0.37 USD y vendiendo las lámparas al mismo precio de \$0.40 USD Edison y su compañía lograron recuperar las pérdidas de los años anteriores. La iluminación por lámparas fue un fervor entre los negocios comerciales de la zona, desde centros de comercio, hoteles, incluyendo casas y viviendas. Todas eran alimentadas por el sistema de distribución eléctrica de Edison.



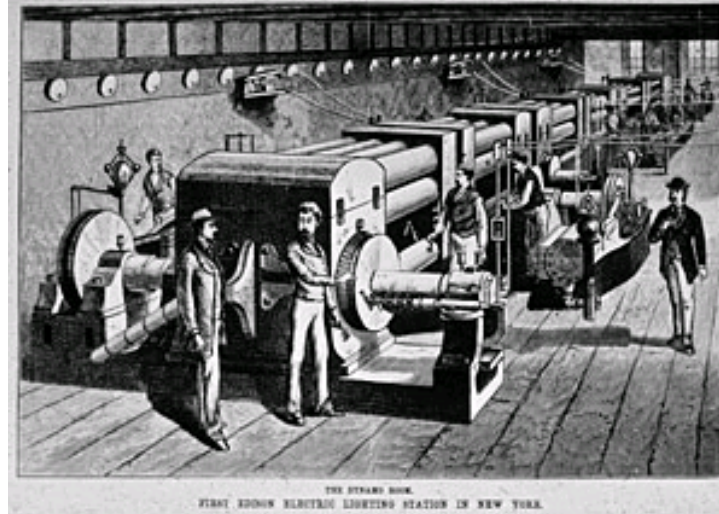
**Figura 1.2. Construcción de la primera lámpara eléctrica con una vida útil de 460 horas.**

¿Cómo medir la energía eléctrica? Hay que atender a otra patente del inventor más prolífico. Aunque los primeros meses de operación de la planta en Nueva York no le costó a los contratantes, Edison se dio a la tarea de inventar un modo práctico de medir la cantidad de energía utilizada. Este medidor consistía en una jarra que contenía dos placas de zinc en una solución de sulfato de zinc la cual estaba conectada a través de una derivación en el circuito del cliente. Mensualmente estas placas eran pesadas y lavadas y vueltas a instalar por trabajadores. La diferencia en el peso de las placas era el consumo de energía. El 18 de enero de 1883 se tiene registrado el primer recibo de luz, el cual fue enviado a la compañía “*Ansonia Brass & Cooper*” por la cantidad de \$50.40 USD.

Para 1884 se tenían instaladas 18 plantas de generación que abastecían las ciudades de Boston, Filadelfia, Chicago y Nueva Orleans además de Nueva York. El sistema de Edison tenía muchas desventajas, siendo la principal de ellas la distancia a la cual se podía enviar la energía eléctrica.

A lo largo de su vida, Edison completó 1,093 patentes, sólo en los Estados Unidos, de las cuales poco más de 424 están relacionadas con el sistema de distribución eléctrica, incluyendo patentes sobre medidores de energía

eléctrica, así como de flujo magnético, operación de generadores, diferentes lámparas eléctricas, reguladores de corriente, dispositivos térmicos para protección, aparatos para producir alto vacío, entre otros.



**Figura 1.3. Primera central generadora de electricidad en Nueva York, operando con corriente directa.**

### 1.1.2 El sistema de distribución eléctrica por corriente alterna.

Nikola Tesla nació la noche de entre el 9 y 10 de julio de 1856 en Croacia. Toda su vida la vivió con lo que hoy se diagnosticaría como un desorden obsesivo compulsivo. Si alguien lo saludaba de mano, él simplemente corría a lavarse como si creyera que estaba infectado por gérmenes. Siempre vivió fascinado de la electricidad. Y se sabe que dominaba varios idiomas entre los que se cuentan: alemán, francés, inglés, italiano y el griego. En 1875 inició sus estudios en el Instituto Politécnico de Austria. En una clase en la que utilizando un motor de corriente directa un profesor del Instituto mostraba a Tesla el funcionamiento del mismo, Tesla pensó que el sistema de escobillas y conmutador era muy ineficiente y que el motor podía funcionar de otra forma sin el uso de esos componentes, cuando le comentó sus ideas al profesor de apellido Poeschl, éste le hizo ver a Tesla que lo que el proponía era un motor que funcionara con movimiento perpetuo y que eso violaba las leyes de la física. El profesor dedicó varias clases a demostrar que las ideas de Tesla eran

una equivocación. Tesla no se sintió decepcionado. Para 1880 y trabajando como ingeniero de una compañía telefónica, Tesla tuvo la idea del motor de corriente alterna trabajando. En 1888 Tesla recibiría la patente por dicho motor. La idea general era que los campos magnéticos rotaran, y que además éstos excitaran a embobinados puestos en ángulos muy precisos.

Este motor de corriente alterna vino a ser una mejora de su contraparte: el motor de corriente directa. No tenía piezas que se desgastaran. Podía frenarse e ir en sentido contrario mucho más rápido que el motor de corriente directa.



**Figura 1.4. Motor de inducción de Tesla, fabricado por Westinghouse.**

Trabajando para una compañía filial de Edison en Paris, Francia, Tesla fue aconsejado por Charles Batchelor para que se fuera a Estados Unidos de América y trabajara directamente con Edison. En 1884 Tesla trabajaba para Edison y su primer trabajo consistió en arreglar la planta de luz de una embarcación. Tesla arregló dos generadores en una sola tarde, lo cual impresionó a Edison. Edison y Tesla nunca llegaron a hablar de las mejoras al



sistema de Edison con la inclusión del generador de corriente alterna, Edison defendía a muerte su sistema de distribución de corriente directa.

Ambos inventores no podrían haber trabajado juntos. Tesla había aprendido a trabajar de manera abstracta los problemas, pensando largas horas qué tipo de material convendría para tal o cual artefacto, mientras que Edison probaba cada material disponible. Para 1885 Tesla a quien Edison consideraba su mejor trabajador dejó la compañía de Edison. Lo que le permitió poder vender su idea del motor de corriente alterna a George Westinghouse.

Para 1886 George Westinghouse había formado una compañía con un capital de un millón de dólares, y como Edison tenía el monopolio de la distribución de energía eléctrica en corriente directa, Westinghouse fijó la mirada en la novedad europea que era la distribución por corriente alterna.

En 1882 el científico francés Lucien Gaulard y su socio financiero el inglés John Gibbs patentaron un sistema de distribución eléctrica con la novedad de un transformador mejorado al de Faraday que podía elevar o reducir la tensión eléctrica, haciendo un sistema mucho más flexible. En 1884 este sistema se utilizó en la convención eléctrica en Turín, Italia. Westinghouse contrató los servicios de un eléctrico especializado, Franck Pope, para que evaluara la potencialidad del sistema eléctrico en corriente alterna. Aunque al principio la idea de la transmisión en corriente alterna perdía fuerza debido a las suposiciones de que las pérdidas en los transformadores anularían cualquier ventaja, al adentrarse en los artículos publicados en jornadas y reuniones anuales, pronto se convenció de que la transmisión de energía eléctrica por corriente alterna era una opción a considerar.

Con la información obtenida por Franck Pope, Westinghouse compró las patentes del sistema francés de Gaulard-Gibbs y comenzó a instalar plantas de transmisión de energía eléctrica en corriente alterna. No había reglas para la transmisión, así que el equipo fue tomando decisiones sobre la marcha y algunas reglas han perdurado hasta nuestros días como la de transmitir

energía a una frecuencia de 60 hertzios. Para 1886 Westinghouse había iluminado Massachusetts, con 12 transformadores de 3000 voltios a 500 voltios que iluminaban a poco más de 400 lámparas incandescentes. Pronto instaló plantas en Búfalo y en Nueva York, pero no era todavía rival para las plantas generadoras de corriente directa de Edison sin embargo Westinghouse sabía que al tener un sistema de distribución de corriente alterna, necesitaría vender un motor que funcionara con corriente alterna. Es así como Tesla se hace presente en el sistema de distribución eléctrica. Westinghouse compró las patentes de Tesla en \$70,000 USD más una regalía de \$2.50 USD por cada caballo de potencia por generador.

Edison tenía a un rival financiero que pronto se empezó a apoderar del mercado que él mismo había monopolizado. La transmisión de corriente alterna tenía claras ventajas sobre la de corriente directa. Era más flexible, podía transportar energía utilizando elevados potenciales eléctricos y reduciendo costos de cableado, y no solamente estaba ganando el mercado sino que prácticamente estaba haciendo desaparecer el transporte de energía eléctrica por corriente directa. Tesla tenía además una invención aplicable al sistema de distribución eléctrica y este era el sistema polifásico lo que aseguraba una transmisión con mayor capacidad y una mayor distancia, y también una utilización más eficaz de la energía generada. El monopolio de Edison tenía un rival que no pretendía pelear con él, sino usurpar su lugar y eventualmente lo consiguió.

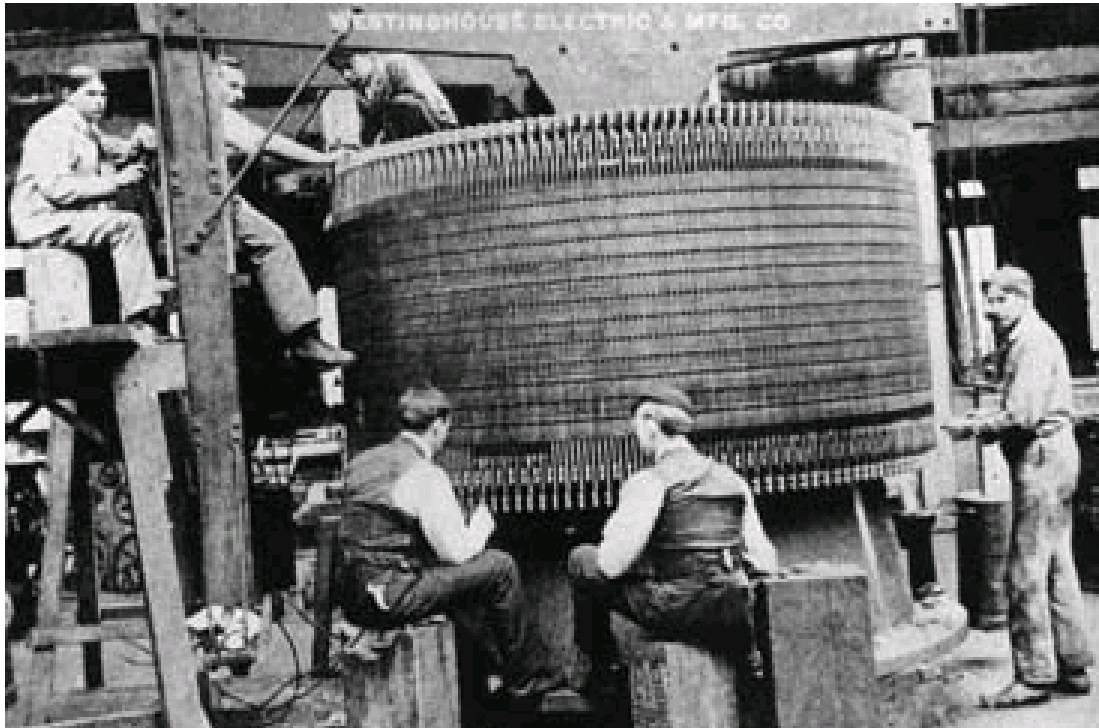
Edison peleó la seguridad de su sistema y se dedicó en los años venideros a demostrar que su sistema era inofensivo mientras que el sistema de corriente alterna podría “matar” personas. Contrató Edison los servicios de un joven ambicioso que se ostentaba como ingeniero eléctrico, el Sr. Harold P. Brown. Brown fue responsable de la muerte de cientos de animales en el intento de probar que la corriente alterna era más mortífera que la corriente directa. Logró su cometido pues la pena capital comenzó a utilizar generadores de corriente alterna. Existían ya quejas sociales por la brutalidad de las ejecuciones de los sentenciados que eran ahorcados en lugares públicos, es por eso que se

buscaba otro método para aplicar el castigo. La elección en el estado de Nueva York fue la electricidad. El primer ejecutado: William Kremmler, el día 6 de agosto de 1890 a las 6:00 a.m., utilizando un generador Westinghouse le conectaron 1,700 voltios por 17 segundos utilizando una silla especial muy parecida a la que se utilizaba en los años setentas (del siglo XX). Al pasar los 17 segundos el cuerpo de Kremmler se podía mover todavía, por lo que le hicieron pasar una segunda descarga de corriente eléctrica que causó sangrado del cráneo del sentenciado, así como severas quemaduras.

El primero de mayo de 1893 se celebró una feria mundial en la ciudad de Chicago con el pretexto de los cuatrocientos años que Cristóbal Colón descubrió América, con lo cual hubo una convocatoria para determinar quién iluminaría la feria. Westinghouse y Edison participaron en la contienda, siendo que la “*Edison General Electric*” se había fusionado con el capital de otra compañía y se había formado la “*General Electric Company*”, el quitar a Edison del nombre de la compañía obedecía a que el inventor no quería tener que ver con la corriente alterna y esto había ocasionado grandes pérdidas económicas a los socios de la empresa. Además era la corriente alterna la que estaba dominando en Europa y en América. Edison pidió un millón de dólares por iluminar la feria mientras que George Westinghouse pidió sólo la mitad, es así como Westinghouse ganó la batalla, y alumbró la feria con un sistema polifásico anunciado como el sistema polifásico de Tesla. Presentaron generadores polifásicos y un sistema miniaturizado de los mismos, en otro local, Tesla impresionó al auditorio tomando 200,000 voltios con las manos desnudas a una frecuencia muy alta, lo cual hacía que la corriente fluyera por su piel y no por el tejido, además encendió lámparas de neón con un letrero que decía: BIENVENIDOS ELÉCTRICOS (en inglés: “WELCOME ELECTRICIANS”) una verdadera novedad.

La “*General Electric Company*” mostró en la feria las más de 2500 lámparas incandescentes que había inventado Edison, una clara demostración de que se habían estancado en el pasado y una decisiva victoria para la compañía de Westinghouse. De este modo Tesla y Westinghouse tuvieron el privilegio de

montar generadores en las cataratas del Niágara que para el año de 1895 ya enviaban energía eléctrica a Búfalo. Esto constituyó la manera de generar electricidad y transportarla en el siglo XX, y continúa siendo así en nuestros días.



**Figura 1.5. Construcción de un generador eléctrico fabricado por Westinghouse, a utilizarse en las cataratas del Niágara, en Pittsburg, 1894.**

George Westinghouse no era un hombre genial, el mote lo tenían más merecido Edison o el mismo Tesla, pero era un visionario, un hombre de negocios que sabía escuchar cuando una idea nueva se le planteaba. Edison se dedicó a perfeccionar las baterías, con lo cual desarrolló una batería que por sí misma encendía y operaba un automóvil. Las baterías son prácticamente las mismas que utilizaban los autos en los años ochentas, donde había que rellenarles con un líquido especial. Tesla trabajó para las cataratas del Niágara durante muchos años dedicándose a desarrollar varios inventos, clamaba que podía lograr la transmisión de energía eléctrica sin cables, y que tenía un invento que podía destruir los aviones, por eso es que atendiendo a cuestiones de seguridad nacional (o principios de guerra), la milicia aseguró todas las

pertenencias de Nikola Tesla y lo que se conoce de él es gracias a su trabajo con George Westinghouse. Esto asentó los precedentes de la distribución eléctrica a nivel mundial.

### **1.1.3 Distribución eléctrica y antecedentes en la zona metropolitana de la Ciudad de México.**

En ocasiones se tiene la idea errónea de que la iluminación nocturna comenzó con los sistemas de distribución eléctrica, sin embargo la Ciudad de México es un caso especial.

La fundación de la Ciudad de México es un tema de controversia para quienes estudian el tema y escapa a los propósitos del presente trabajo, pero se considerará que se fundó en el año 1325 y que su localización abarcó la región delimitada por el lago Texcoco y otros 4 lagos menores como el de Zumpango, Xalcotlán, Xochimilco y Chalco. Con una extensión territorial de aproximadamente 7 mil kilómetros cuadrados, utilizando como lengua predominante el Náhuatl, ubicándose en la región llamada Aztlán (por eso el nombre de Aztecas), y formando un imperio que llegó a abarcar lo que hoy sería desde la Ciudad de México hasta una porción del actual territorio de Guatemala.

El primer servicio de alumbrado en México Tenochtitlán está documentado en los códices: Códice Borgia, Códice Vaticano y Códice Boloña. Se describe como un sistema de iluminación por teas de ocote y rajadas de madera, utilizando después una resina blanquizca llamada copal. Alumbraron así las 4 grandes avenidas que unían al islote con tierra más firme, siendo los caminos al norte, oriente, sur y poniente respectivamente con Tepeyac, Tetamazolco, Iztapalapa y Tacubaya. Cabe destacar que en Europa no se utilizaba la iluminación nocturna, esto es debido a que los materiales a los que tenían acceso como el keroseno, producían mal olor y mucho humo. Este sistema de iluminación nocturna desapareció con la conquista.



**Figura 1.6. México Tenochtitlán.**

La Ciudad de México vivió en penumbras durante el periodo comprendido entre 1521 y 1790, esta descripción se encuentra documentada en el libro “Las Calles de México” de González Obregón haciendo mención que el gobierno había impuesto una obligación de que cada habitante instalará una lamparilla de ocote en la fachada de su casa. Y fue hasta 1777 que Don Pedro Cortés comenzó la iniciativa de alumbrar la ciudad de noche. Utilizando lámparas que funcionaban con una gran mecha de ixtle bañada en brea. La razón principal de tener iluminación nocturna no era tanto la seguridad de los habitantes sino por mantener la productividad de la ciudad. Estaba naciendo en la ciudad de México un nuevo sistema de alumbrado público que no sólo comprendía los faroles sino una organización de personas encargadas de mantener trabajando el sistema a cargo del Estado.

Utilizando faroles que primeramente pagaron los habitantes de la ciudad y que después sólo se utilizaban en las noches que no iluminaba la luna llena, eran operados por guardafaroleros cuyos deberes eran asear y cuidar los faroles así como las calles, haciendo labores de guardián nocturno y sus funciones ocupaban un horario comprendido desde que anocheía hasta las nueve de la mañana. Seguiría este mismo esquema hasta la época del presidente Ignacio

Comonfort quien en 1857 inaugura la “*Mexican Gas Company*” quien introdujo la iluminación por medio de los faroles operados con dos tipos de gases, el seco de hidrógeno y la trementina o gas líquido.

Es en el año de 1879 donde se tienen los primeros indicios del uso, generación y aprovechamiento de electricidad, utilizando generadores de corriente directa. En ese año la fábrica de textiles “La Americana” en León, Guanajuato, comienza la generación de electricidad en México utilizando la energía para su maquinaria. El tipo de central era una termoeléctrica. La inclusión de una máquina eléctrica para hacer textiles dio paso a lo que sería la constante histórica de las compañías suministradoras de energía eléctrica: transformar y transportar la energía a quienes la utilicen. Este objetivo es la finalidad de la mayoría de las ingenierías como lo son la petrolera, la eléctrica, la minera y la civil por mencionar algunas.

Pero las lámparas incandescentes todavía estaban lejos de alumbrar las calles de la ciudad de México. La “*Mexican and Gas Company*” que alumbraba la ciudad por medio de faroles se transformó en la “*Mexican Gas and Electric Company*” en 1883 y mediante la instalación de una planta termoeléctrica para el alumbrado de la región que hoy ocupa la subestación San Lázaro de Luz y Fuerza del Centro (ubicada al oriente de la ciudad), utilizando como fuente de energía al carbón. Esta nueva forma de alumbrar la ciudad permitió que para el año de 1897 ya no existieran lámparas de gas alumbrando la ciudad de México.

A esta empresa le siguió la “*Mexican Electric Works Limited*” con capital de la misma “*Mexican and Gas Company*”, iniciando operaciones en 1898 en Nonoalco y con una capacidad total de 4,800 [kW]. En ese mismo año se une al abastecimiento de energía eléctrica a la ciudad de México la Compañía Explotadora de Fuerzas Hidroeléctricas de San Ildefonso utilizando las caídas de agua de Río Monte Alto en Cuautitlán con capacidad de 5 mil caballos de fuerza (aproximadamente 3,800 [kW]).

La electricidad desplazó mediante el uso de lámparas incandescentes al uso de las de base de aceite de nabo utilizadas en alumbrado público en México a finales del siglo XIX. También se comenzó a utilizar la energía eléctrica para alumbrar las minas y lograr alargar los tiempos de explotación de las mismas. Se comenzaron a instalar turbinas para sustituir sistemas de molienda, bombeo, ventilación y alumbrado.

Hay que recordar que en estas fechas, el país estaba creciendo gracias a los ingleses, franceses, estadounidenses y canadienses quienes tenían ocupado el terreno de la explotación de los recursos y la ingeniería del país. En el mandato de Porfirio Díaz las empresas extranjeras estaban a cargo de la construcción de ferrocarriles, la explotación de las minas y también se les otorgó la concesión para el uso de la electricidad, de su generación y de la utilización. Era un momento en que los mexicanos carecían de capital para invertir o de la tecnología adecuada. Es así como se funda la “*Mexican Electric Works, Ltd.*”.

En los años venideros se funda la “*Compaigne du Necaxa*” perteneciente al capital francés. Con la explotación del río Necaxa se instala una central hidroeléctrica. En 1902, la “*Mexican Light and Power Company, Ltd.*” (de origen canadiense) se constituye y dos años más tarde absorbe a “*Compaigne du Necaxa*” obteniendo así la infraestructura construida y la explotación del río Necaxa, el más redituable económicamente. En estos años la industria textil ocupaba el 44% del total de la capacidad de generación de electricidad<sup>1</sup>.

El 24 de marzo de 1903 es la fecha en la que se considera la inauguración de la compañía de Luz y Fuerza del Centro, gracias a que la “*Mex- Light*” obtiene la concesión para la explotación de los ríos Necaxa, Tenango y Xalteputla, comprando meses más tarde a “*Mexican Electric Works*” y en ese mismo año consigue la concesión para la explotación de aguas de San Miguel Acautla, Necaxa y Patoltecoya.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> ROEDER, Ralph: “*Hacia el México moderno, Porfirio Díaz*”, —dos volúmenes—, México, Fondo de Cultura Económica, 1973.

<sup>2</sup> Historia de Luz y Fuerza del Centro, del portal [www.lfc.gob.mx](http://www.lfc.gob.mx) > Quienes Somos > Historia de 1879 a 1904.



Para “*Mex-Light*” el contar con el rentable río Necaxa, le permite operar la línea de transmisión más grande de esa época (1905), Necaxa-México con 159 [km] de longitud y México – El Oro con 257 [km] de longitud<sup>3</sup>.



**Figura 1.7. Línea de transmisión, Necaxa-México-El Oro, en 1905.**

El bombeo de las aguas se utilizaba primordialmente en las minas, donde al excavar se formaban pozos, en 1906 la Junta Directiva de las Obras de Provisión de Aguas Potables de la Ciudad de México celebra un contrato con la compañía “*Mex-Light*” para el bombeo de aguas a la Ciudad de México. Dicha compañía estaba creciendo a pasos grandes en tiempos cortos a la par del desarrollo eléctrico.

Para 1911 se tenían registradas más de 100 empresas en la generación de energía eléctrica, la mayoría hidroeléctricas y termoeléctricas sin ser de lo más eficiente considerando que los recursos nacionales eran abundantes.

El gobierno otorgaba a las empresas eléctricas concesiones por el uso de agua, así que la energía eléctrica con su rápido crecimiento pronto requirió de una ley específica, ya no bastaba la Ley Federal de Aguas Nacionales que tuvo vigencia desde 1910 hasta 1933. En 1923 se crea la Comisión para el Fomento

<sup>3</sup> Historia de Luz y Fuerza del Centro, del portal [www.lfc.gob.mx](http://www.lfc.gob.mx) > Quienes Somos > Historia de 1905 a 1921.

y el Control de la Industria de Generación de Fuerza, con base en las reformas a la constitución promulgadas en 1917; es así como en 1926 se presenta el Código Nacional Eléctrico, en este documento se establece la facultad al Gobierno Mexicano de reglamentar la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, asimismo la energía eléctrica fue declarada de utilidad pública.

Se tiene registrado que en 1928 la ahora llamada "*Mexican Light*" puso en servicio la primera red automática de baja tensión con alimentadores primarios de 6 [kV]. Fue la segunda red automática en el mundo ya que en 1920 se instaló la primera en la ciudad de Chicago y hasta la fecha es de las pocas redes automáticas en el mundo. Para este año la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y sus subsidiarias generaban más de 427 [MW], mostrando un crecimiento constante desde 1906, año en que se generaban poco más de 67 [MW].

Aparece en escena la gran paradoja de 1929 que es cuando la ciencia alcanza la expresión máxima de la consolidación de las teorías desarrolladas a principios del siglo y que culminan con el campo de estudio de la mecánica cuántica y se daba inicio a la gran crisis mundial. Los efectos fueron claros en el periodo comprendido entre 1929 y 1932 con los siguientes indicadores:

- Caída de exportaciones de 591 a 305 millones de pesos.
- Importaciones de 382 a 181 millones de pesos.
- Producto Nacional Bruto de 16.7 a 13.5 mil millones de pesos.
- Ingresos del Gobierno Federal de 322 a 221 millones de pesos.
- Inversión pública de 98 a 73 millones de pesos<sup>4</sup>.

La Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz a partir de los años 30 comenzó la utilización de tensiones de 6, 20, 44 y 85 [kV]. Para 1937 existían en el país 4 sistemas de distribución eléctrica, a distintas frecuencias de operación lo cual dificultaba el suministro de energía eléctrica a la zona central del país. En este marco y con el mandato del presidente Lázaro Cárdenas, es

---

<sup>4</sup> Pesos de la época.

que se crea la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) como un gran esfuerzo por nacionalizar la industria eléctrica y con el propósito de que el Estado dirigiera la generación, distribución, transporte y comercialización de la energía eléctrica. Esta iniciativa se da principalmente por las condiciones de servicio eléctrico, el cual no era público y su uso estaba destinado para quien pudiera afrontar las cuotas que impusiera la compañía suministradora.

De 1940 a 1950 los indicadores de población y superficie en la Ciudad de México tuvieron los siguientes incrementos: un aumento de 117 [km<sup>2</sup>] a 240 [km<sup>2</sup>] y se duplicó el número de habitantes. Este hecho hace que la capacidad de generación eléctrica aumentara de un poco más de 1 [GWh] a poco más de 2 [GWh], esto es, también se duplicó en esos diez años el uso de energía eléctrica. Y sumando el área conurbada con la Ciudad de México la venta de energía eléctrica paso de 2.952 [GWh] en 1950 a 5.125 [GWh] en 1960 y 8.623 [GWh] en 1970.

Cabe destacar el nombre de grandes ingenieros mexicanos que participaron en la construcción del sistema eléctrico subterráneo de 23 [kV] el cual opera con gran eficiencia y tiene una continuidad en el servicio con un muy elevado índice de operación, y cuyos nombres son, sin ningún orden en particular: Jorge Luque Loyola, Feliciano Espirella Miranda, Odón de Buen Lozano, Jacinto Viqueira Landa, Víctor Heillingman, David Lue, Enrique Villanueva, y Jorge de Buen Lozano entre otros.

El crecimiento tecnológico permitió que se cambiara para la iluminación de la Ciudad de México a las lámparas incandescentes por las lámparas de vapor de mercurio con lo que se ahorra considerablemente el energético ya que las primeras tienen a lo mucho una eficiencia de 15% en la relación energía utilizada por cantidad de luz emitida y las de mercurio tienen una eficiencia que se encuentra en el intervalo comprendido por 60 y 75%.

La mancha urbana creció hasta ocupar municipios pertenecientes al Estado de México (según datos del Centro General de Población y Vivienda)

aproximadamente el 21% del total de las hectáreas, crecieron en 1950 de 14 delegaciones y un municipio del estado de México a 15 delegaciones y 21 municipios del estado de México en 1970, trayendo como consecuencias un mayor número de usuarios de la red eléctrica.

Y es en estas fechas en que comienza la construcción del doble anillo de 400 [kV] y se inaugura el anillo de 230 [kV] que abarcaba las capitales de Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala. Atendiendo a las necesidades de consumo energético en la Ciudad de México, se propone interconectar los sistemas eléctricos para lo cual la zona metropolitana debía de pasar de 50 [Hz] a 60 [Hz], con un mejor aprovechamiento de la capacidad de los sistemas interconectados. De este modo se beneficia a la industria y los consumidores obteniendo una menor inversión para proyectos eléctricos, mejoras en el suministro y un menor costo de energía generada, así como la creación de un sistema eléctrico nacional.

La nacionalización del sector eléctrico sucedió en el año de 1960, bajo el mandato del presidente Adolfo López Mateos, quien en su informe de gobierno declara que los principales propósitos que tuvo el gobierno en nacionalizar la industria eléctrica son:

- a) Todos los mexicanos cuenten con el suministro de energía eléctrica.
- b) Atender las demandas de energía eléctrica para agricultura, industrias, comunicaciones y transportes y actividades económicas de índole urbana y rural.
- c) La prestación del servicio público queda a cargo del Estado y no queda sometido al manejo de intereses particulares.

Como lo menciona la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su artículo 27, párrafo VI, es la Nación la encargada de generar, distribuir, transformar y vender la energía eléctrica producida en el país. En este sentido no habrá concesiones a particulares. Dicha ley sufre una modificación en el año de 1992 cuando se les permite a los productores independientes de energía

eléctrica que se conecten a la red de manera que puedan vender el excedente de energía a Comisión Federal de Electricidad.

De acuerdo con el libro “La electricidad en la Ciudad de México y área conurbada” perteneciente a la Dra. Leticia Campos, investigadora y economista de la Universidad Nacional Autónoma de México, el sistema eléctrico de las regiones Norte, Pacífico Norte y Golfo estaba instalado en un 95% a una frecuencia de 60 Hertzios y en el área central el 74% de la energía que se utilizaba por parte de la “*Mexican Light and Power Company*” estaba conectado a 50 Hertzios.

La razón para la unificación de las frecuencias resulta de la necesidad de interconectar el sistema eléctrico del país para aprovechar en las zonas de alta concentración urbana la energía producida en la península del país.

Las razones económicas para la unificación de frecuencias son:

- a) Mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y reducción de inversiones, además la capacidad de reserva en los sistemas interconectados es menor que la suma de las capacidades de reserva en los sistemas aislados.
- b) De esta forma se garantiza la continuidad en el suministro porque se dispone de una mayor capacidad para fines de contratación y se reducen costos en la generación de la energía.
- c) Para el consumidor se garantizaría la estabilidad de la tarifa.
- d) La creación de un Sistema Eléctrico Nacional es más factible.

Otro aspecto importante es que una vez lograda la unificación de frecuencias las centrales generadoras podrían compartir sus reservas en casos de emergencia, y colaborar con el suministro de energía eléctrica para mejorar el servicio en términos de continuidad y de calidad.

La interconexión de sistemas mejoró los factores de utilización y carga de las centrales generadoras y de las subestaciones, se redujeron costos operativos

en diversas áreas como la generación y la transmisión de energía. La economía de escalas permitió abatir los costos de equipos instalados, conductores, protecciones y demás componentes que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

Habría que agregar que en 1985 el terremoto que sacudió a la ciudad de México el 19 de septiembre, tuvo una consecuencia de un apagón eléctrico el cual fue restablecido al 80% en un lapso de 4 horas.

Esto es un antecedente de lo que ha sido la distribución eléctrica en la zona central, no se han abordado temas políticos, económicos o sociales respecto a la energía eléctrica, pero dichos temas están ampliamente documentados, la intención particular del presente trabajo es dar un panorama de cómo fue creciendo el uso de la electricidad y cómo los niveles de tensión de los anillos de distribución fueron creciendo para proporcionar el servicio a los usuarios.

### **1.2 Situación actual de la empresa.**

#### **1.2.1 Aspectos financieros y marco legal.**

En el año de 1960 se compran, en el mercado de valores de Nueva York, la mayor parte de acciones, 95% de las comunes y 74% de las preferentes, de la empresa con más poderío en la distribución eléctrica en el país, la “*Mexican Light and Power Co.*”, creándose para ello un fideicomiso ante la Nacional Financiera S.A. en agosto de 1963, naciendo la empresa “Compañía de Luz y Fuerza del Centro”, entrando en proceso de liquidación hasta el año de 1994, y es en ese año que mediante un decreto del presidente Carlos Salinas de Gortari, el día 8 de febrero se crea la el organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio y con la misión de prestar el servicio público de energía eléctrica a la zona central del país. Tendría a su cargo las zonas de atención que venían atendiendo las compañías filiales extintas: “Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza S.A. y Compañía de Luz y Fuerza de Toluca

El manejo de la energía eléctrica le corresponde al Estado y está facultado para esto según el artículo 27 constitucional, en la fracción sexta donde se explica que le compete al Estado de forma exclusiva la capacidad de generar, transformar y abastecer de energía eléctrica como servicio público y que no habrá concesiones para particulares. Y el artículo 28 constitucional aclara que el Estado puede utilizar a las empresas que requiera para el manejo de las áreas estratégicas a su cargo, lo mismo se aclara y ratifica en el artículo 25 constitucional, teniendo el Estado control sobre dichos organismos.

Y siendo el sector eléctrico un área estratégica, como lo establece la constitución en su artículo 25 en el que expone las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleos e hidrocarburos; petroquímica básica; generación de energía nuclear y eléctrica y las actividades que señale el Congreso de la Unión. Por lo que no se considera un monopolio, ya que la ley menciona que no serán monopolios los que se creen atendiendo las áreas estratégicas en el mismo artículo 25.

El marco jurídico está más ampliamente definido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que expresa en el artículo 4º: *“La prestación del servicio público de energía comprende tanto la planeación del Sistema Eléctrico Nacional como la generación, transformación, transporte, distribución y venta de energía eléctrica, así como las obras necesarias para la ejecución y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”*.

Bajo este marco legal, Luz y Fuerza del Centro es una empresa dedicada a la generación, transporte, utilización y comercialización de la energía eléctrica, bajo los estándares de calidad y continuidad en el servicio. Donde por calidad en el servicio se entiende la regulación de la tensión eléctrica y por continuidad se entiende la reducción de los tiempos de interrupción.

Dentro de sus objetivos primarios están: garantizar la demanda de energía eléctrica, el desarrollo de un sistema confiable, conformar una organización

eficaz y productiva en materia administrativa, operar con rentabilidad económica y financiera y proteger el medio ambiente.

Su objetivo es: (cita textual) *“Lograr que Luz y Fuerza del Centro se transforme en una empresa eléctrica moderna, eficaz, eficiente, financieramente sana y autosuficiente que cumpla plenamente con sus atribuciones legales y que responda a las directrices del sector eléctrico nacional y que además interactúe en armonía con los intereses de la sociedad a la que sirve, a través de personal comprometido, satisfecho y con un elevado sentido de responsabilidad”*.

Siendo la Junta de Gobierno la figura principal de la empresa, en la figura 1.8 se muestra la organización de la misma de manera general, poniendo especial interés en el departamento encargado de la operación y manejo de las redes de distribución, conformado por cinco Centros de Operación de Redes de Distribución: Pedregal, Ecatepec, Verónica, Toluca-Cuernavaca y Pachuca.

Cabe mencionar la independencia operativa de las áreas relacionadas con la subdirección de Distribución y Comercialización, razón por la cual se hace difícil la obtención de información relacionada a distintos departamentos creando serios conflictos en las zonas fronterizas, como por ejemplo los recursos eléctricos fronterizos pertenecientes a la División Metropolitana Oriente y a la División Metropolitana Norte.

Gran parte del activo instalado de la empresa está en los conductores eléctricos, éstos componen la red de transmisión, los cables subterráneos de potencia y la red de distribución, la cual se tratará en el capítulo dos.



*Organigrama de Luz y Fuerza del Centro*

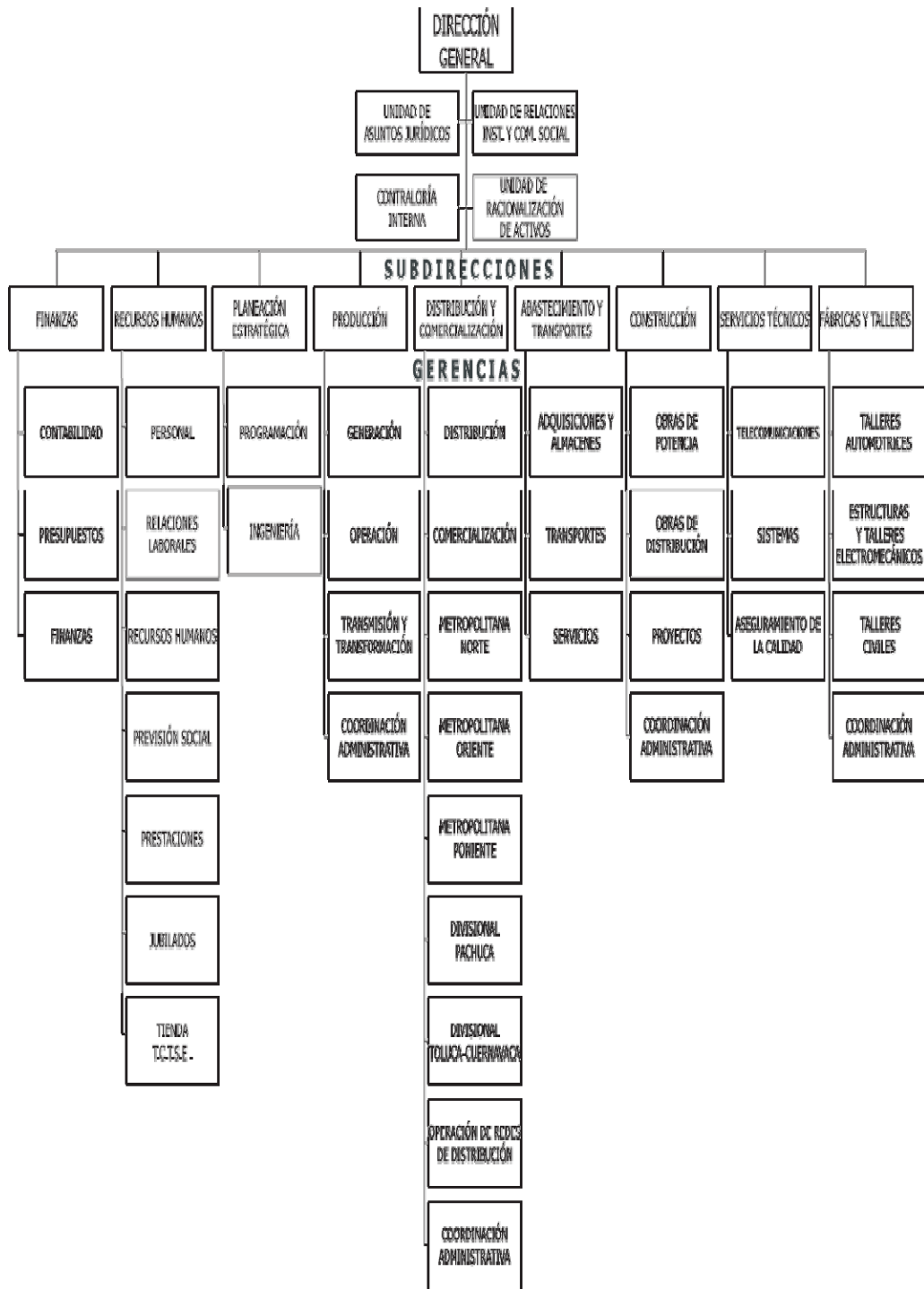


Figura 1.8. Organigrama de Luz y Fuerza del Centro.

La red de transmisión está compuesta por líneas de 400, 230, 115 y 85 [kV]; su evolución en los últimos años se muestra en la tabla 1.1.

<b>Longitud de líneas del Transmisión</b>				
<b>Nivel de Tensión [kV]</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>
<b>400</b>	<b>389.27</b>	<b>389.27</b>	<b>389.27</b>	<b>389.27</b>
<b>230</b>	<b>1075.75</b>	<b>1076.38</b>	<b>1127.52</b>	<b>1127.52</b>
<b>115</b>	<b>57.50</b>	<b>57.50</b>	<b>57.5</b>	<b>57.50</b>
<b>85</b>	<b>1803.02</b>	<b>1804.38</b>	<b>1874.38</b>	<b>1802.40</b>
<b>Total</b>	<b>3325.54</b>	<b>3327.53</b>	<b>3448.67</b>	<b>3376.69</b>

Tabla 1.1. Longitud de líneas de transmisión pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro, Fuente: Balance Nacional de Energía, 2007

A esta red de líneas aéreas hay que agregar la red formada por cables subterráneos.

<b>Longitud de Cables Subterráneos de Potencia</b>				
<b>Nivel de Tensión [kV]</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>	<b>[km]</b>
<b>230</b>	<b>80.49</b>	<b>85.89</b>	<b>86.34</b>	<b>86.34</b>
<b>85</b>	<b>73.51</b>	<b>74.99</b>	<b>74.99</b>	<b>74.99</b>
<b>Total</b>	<b>154.00</b>	<b>160.88</b>	<b>161.33</b>	<b>161.33</b>

Tabla 1.2. Cables subterráneos de potencia de Luz y Fuerza del Centro. Fuente: Balance Nacional de Energía, 2007

### 1.2.2 Área de Influencia.

El área de atención perteneciente a Luz y Fuerza del Centro comprende territorialmente 20,531 [km<sup>2</sup>], equivalente al 1.04% del total del país, ya que la extensión territorial nacional comprende 1'972,456 [km<sup>2</sup>].

En la Ciudad de México se distribuye energía eléctrica a las 16 delegaciones que la conforman, para diciembre del 2006 se tienen en esa región más de 2.7 millones de clientes. En el Estado de México se distribuye energía a 82 municipios, con un conteo de 2.39 millones de clientes para diciembre del 2006. En el Estado de Hidalgo la distribución comprende 45 municipios de los cuales se cuentan más de 422 mil clientes. Y en los Estados de Morelos y Puebla, la cantidad de municipios atendidos son 2 y 3, respectivamente, contando en total con más de 140 mil usuarios.

De manera que en total se atienden a más de 5.7 millones de usuarios repartidos en 147 delegaciones o municipios. De los datos anteriores, y de la figura 1.10, es notorio que la distribución poblacional no es uniforme, de hecho en una región que es menor que la décima parte del total del área de influencia, como la Ciudad de México, se ubican casi el 50% de los usuarios de energía eléctrica.

Para una mejor administración de los recursos de la zona central, ésta se subdivide en cinco regiones atendidas respectivamente por las siguientes divisiones:

- División Metropolitana Norte.
- División Pachuca.
- División Toluca Cuernavaca.
- División Metropolitana Oriente.
- División Metropolitana Poniente.

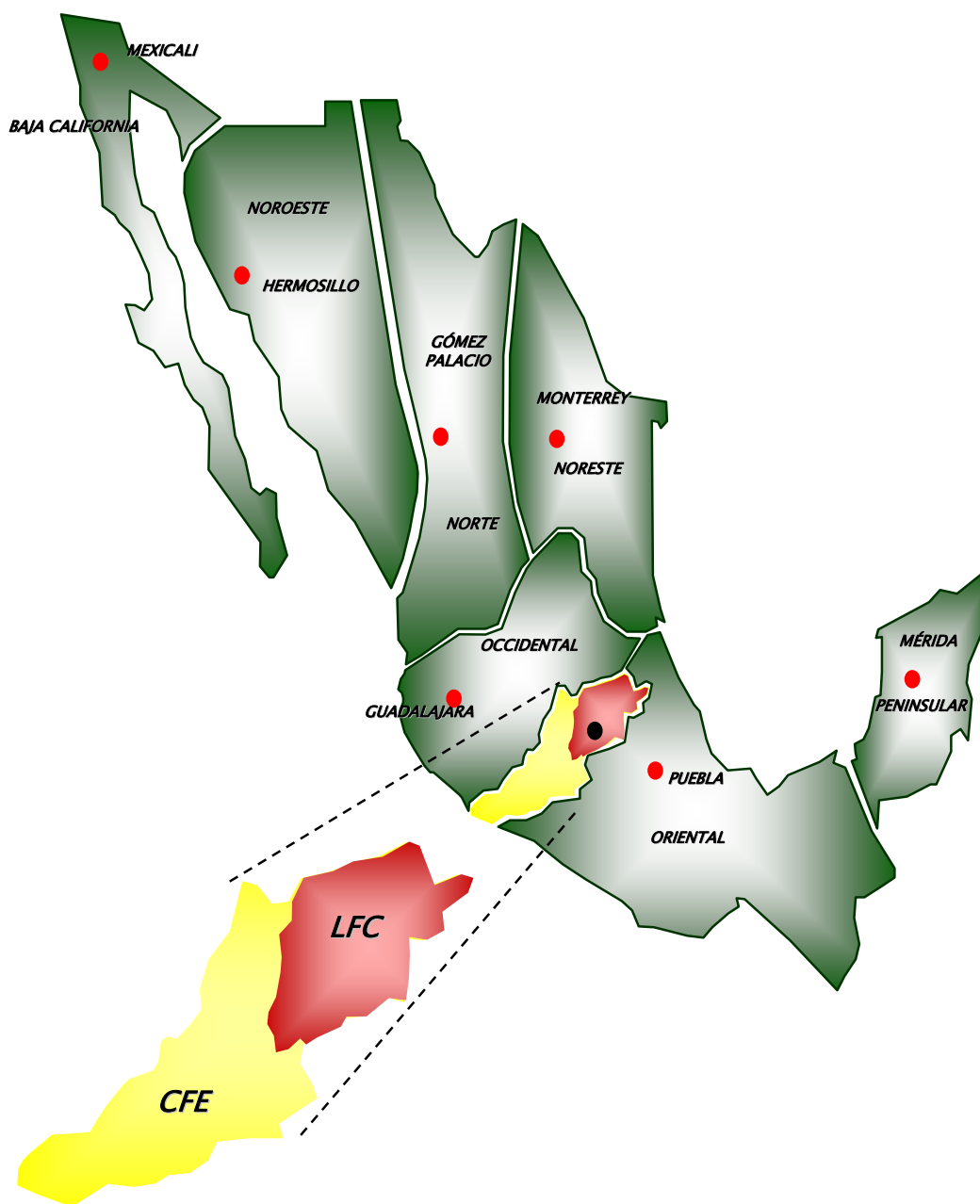
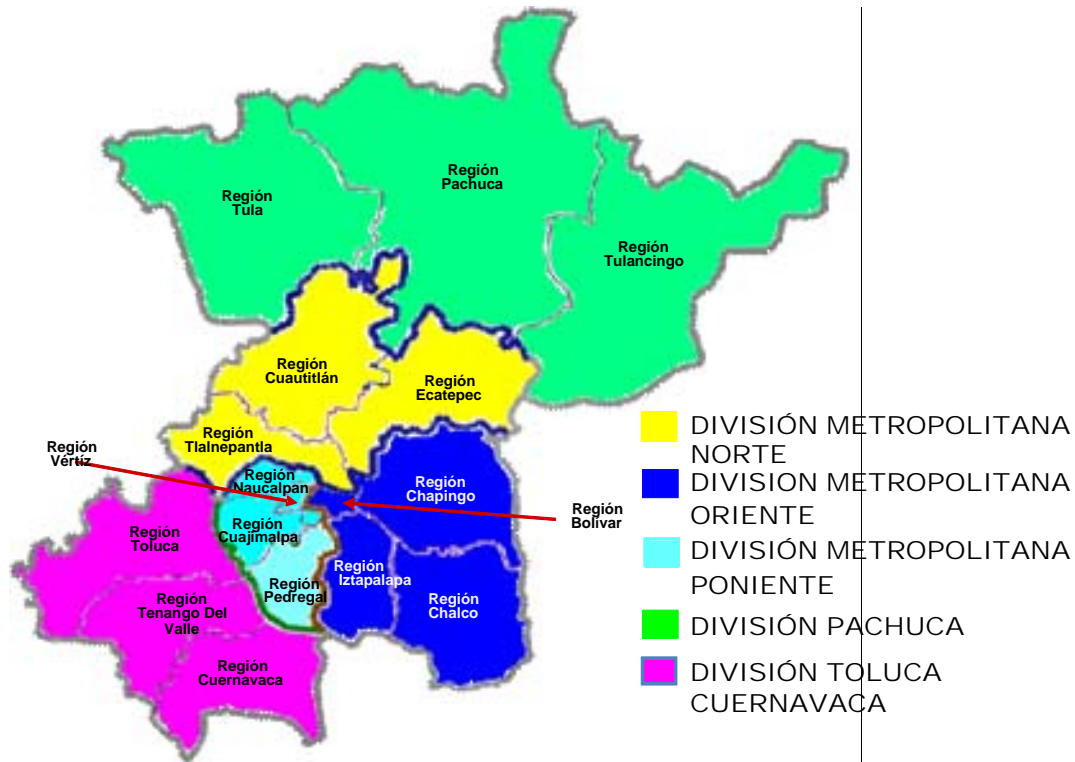


Figura 1.9 Área de influencia de Luz y Fuerza del Centro.

### 1.2.3 Subestaciones.

Las subestaciones son responsables de transformar altas tensiones de transmisión en tensiones medianas de distribución y sus capacidades pueden variar de un poco más de 10 [kVA] a cantidades mayores a 330 [MVA]. Son

entonces el conjunto de transformadores y sistemas de protección pertenecientes al sistema eléctrico de potencia.



**Figura 1.10. Regiones y agrupamientos pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro.**

Las tensiones que trabajan las subestaciones de Luz y Fuerza del Centro son: 400 y 230 [kV] para transmisión y en tensiones de 230, 85 [kV] para subtransmisión y 23 [kV] para la distribución aunque todavía existen redes de distribución de menor tensión como 13.8 [kV] o la de 6 [kV].

La distribución de energía eléctrica en la zona central se hace a través de un anillo de 400 [kV] el cual está interconectado con las subestaciones que abastecen la zona central del país y abastece tanto a subestaciones de LYF como de CFE, dicho anillo requiere trabajos de adaptación para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en la zona central del país.

El total de subestaciones conectadas a este anillo, abastece la subtransmisión en 230 [kV], existen subestaciones de 230 [kV] a 85 [kV] que también subtransmiten la energía eléctrica a las subestaciones de distribución.

<b>Capacidad en Subestaciones [MVA]</b>				
<b>Tipo de transformación</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
<b>En servicio</b>	<b>22,849.91</b>	<b>24,359.91</b>	<b>25,183.71</b>	<b>26,038.71</b>
<b>Reserva</b>	<b>989.450</b>	<b>1.099.450</b>	<b>1.099.450</b>	<b>1.099.450</b>
<b>Servicio Estación</b>	<b>51.431</b>	<b>53.231</b>	<b>53.681</b>	<b>108.131</b>
<b>Bancos de tierra</b>	<b>131.250</b>	<b>131.250</b>	<b>131.250</b>	<b>161.250</b>
<b>Reguladores Volt.</b>	<b>110.968</b>	<b>113.968</b>	<b>113.968</b>	<b>113.968</b>
<b>Bancos. de capacitores</b>	<b>2,888.100</b>	<b>2,913.300</b>	<b>3,046.800</b>	<b>3,059.400</b>
<b>Reactores</b>	<b>85.560</b>	<b>85.560</b>	<b>85.560</b>	<b>85.560</b>
<b>TOTAL</b>	<b>27,106.67</b>	<b>28,756.67</b>	<b>29,714.42</b>	<b>30,666.47</b>
<b>No. Subestaciones</b>	<b>218</b>	<b>233</b>	<b>234</b>	<b>244</b>

**Tabla 1.3. Capacidad en Subestaciones de Luz y Fuerza del Centro. Fuente: Balance Nacional de Energía, 2007.**

De las subestaciones alimentadas en 400 [kV], cuentan en su totalidad con las siguientes características, pertenecientes a la conexión tipo T421.

- Tensión primaria de 400[kV]
- Tensión secundaria de 230 [kV]
- Conexión primaria en estrella aterrizada.
- Conexión secundaria en estrella aterrizada.
- Conexión terciaria en delta.
- Capacidad del banco de 330 [MVA] o 3 x 110 [MVA].
- 3 Transformadores monofásicos o 1 Transformador trifásico.

Estas subestaciones llamadas subestaciones de potencia, alimentan al área central del país. Se pueden agrupar también por el tipo de aislamiento en la subestación.

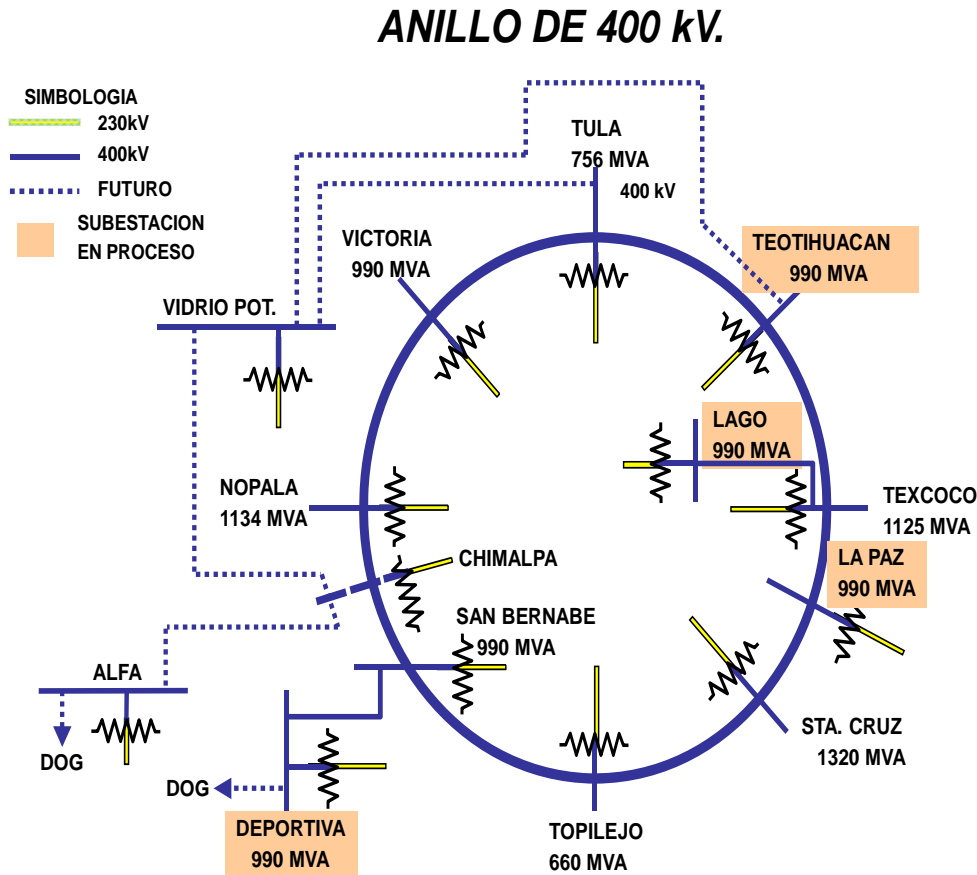


Figura 1.11. Anillo de 400 [kV] que abastece de energía eléctrica a la zona central del país, en base a datos del año 2006.

Para el caso de subestaciones con aislamiento de hexafloruro de azufre, cabe mencionar que éste material es más dieléctrico que el aire lo que permite reducir espacios, y por lo mismo, costos de instalación y mantenimiento.

En la tabla 1.4 se encuentran las subestaciones de potencia con las capacidades instaladas en el año 2005 y las proyectadas a mediano plazo.

NOMBRE	CLAVE	AISLA- MIENTO	EMPRESA	[MVA] 2005	[MVA] PROY.
BERNABÉ (SAN)	BRN	SF6	LFC	990*	990*
DEPORTIVA	DVA	CONV.	LFC	990	990
LAGO	LAG	SF6	LFC	----	990*
LA PAZ	LAP	CONV.	LFC	660	990
NOPALA	NOP	CONV.	CFE	1134	1134
CRUZ (SANTA)	CRU	CONV.	LFC	1320	1320
TEXCOCO	TEX	CONV.	CFE	1125	1125
TEOTIHUACAN	TTH	CONV.	LFC	990	990
TOPILEJO	TOP	CONV.	CFE	660	660
TULA	TUL	CONV.	CFE	756	756
VICTORIA	VIC	CONV.	LFC	990	990

Tabla 1.4. Subestaciones de potencia conectadas al anillo de 400 [kV]. Fuente: información de la Subdirección de Producción LyF.

Para la subtransmisión se utilizan subestaciones de 230 [kV] a 85 [kV]. Según la conexión tipo T28 la cual presenta las siguientes características:

- Tensión en el primario de 230 [kV].
- Tensión en el secundario de 85 [kV].
- Conexión primaria en estrella aterrizada.
- Conexión secundaria en delta.
- Capacidad del banco de 100 [MVA].

Estas subestaciones son utilizadas para subtransmitir la energía. La intención es que el anillo de 400 [kV] esté lo más balanceado posible, aunque la población y las actividades económicas no crecen balanceadamente.

El proyecto de construcción de una subestación considera los siguientes requerimientos: **continuidad del servicio, flexibilidad de operación, facilidad del mantenimiento del equipo, limitar los niveles de corto circuito, simplificar los esquemas de protección, favorecer la economía del equipo e instalación del mismo, posibilidad de ampliación y el área disponible para su construcción.**



SUBESTACIÓN	Arreglo primario	Arreglo secundario	[MVA]
APASCO	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	366
ATENCO	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	200
AURORA	Interruptor y medio	Doble barra con interruptor	300
AYOTLA	Interruptor y medio	Interruptor y medio	200
CERRO GORDO	Interruptor y medio*	Doble barra con interruptor	200
ESMERALDA	Interruptor y medio	Doble barra con interruptor	300
JAMAICA	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	300
JASSO	Interruptor y medio	Doble barra con interruptor	200
KILÓMETRO CERO	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	300
KILÓMETRO 110	Interruptor y medio	Interruptor y medio	100
MAGDALENA	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	400
REMEDIOS (LOS)	Doble barra con interruptor	Doble barra con interruptor	600
SAN ÁNGEL	Doble barra con interruptor	Barra sencilla	100
SALTO (EL)	Interruptor y medio*	Doble barra con interruptor	200
TOLUCA	Interruptor y medio	Doble barra con interruptor	200
VALLE DE MÉXICO	Interruptor y medio*	Doble barra con interruptor	200
VALLEJO	Interruptor y medio	Interruptor y medio	200
VICTORIA	Interruptor y medio	Interruptor y medio	300

Tabla 1.5. Subestaciones de subtransmisión, alimentadas en 230 [kV]. Fuente: información de la Subdirección de Producción del año 2006.

Las subestaciones con operación de 230 [kV] a 85 [kV] se agrupan según información de Luz y Fuerza del Centro en la tabla 1.5.

Las subestaciones cuentan con conexiones tipo T221, T222, T82, T421 y T 28, las cuales se resumen en la tabla 1.6.

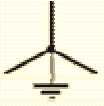
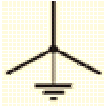


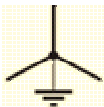
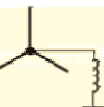

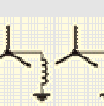
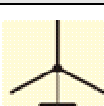
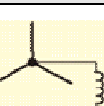
NOMENCALTURA	TENSIÓN [kV]		CONEXIÓN	
	PRIMARIA	SECUNDARIA	PRIMARIA	SECUNDARIA
<b>T421</b>	400	230		
<b>T28</b>	230	85		
<b>T221</b>	230	23		
<b>T222</b>	230	23		
<b>T82</b>	85	23		

Tabla 1.6. Claves de conexiones de una subestación. Fuente: Información de la Subdirección de Producción.

Mediante los Centros de Operación de Redes de Distribución (C.O.R.D.), se mantiene el sistema eléctrico en la zona central operante en condiciones dinámicas. Se reciben las quejas de los usuarios por falta de suministro, se coordinan las maniobras de mantenimiento en la red eléctrica y se atienden los disturbios ocurridos en la red.

## 1. LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Dentro de estas líneas de distribución existen clientes con prioridad en el servicio. Las líneas que abastecen al Sistema de Transporte Colectivo (metro) o los hospitales son un claro ejemplo. Dichas líneas de distribución operan (generalmente) con una carga debajo del 50% de la capacidad total.



Figura 1.12 Subestaciones pertenecientes al área metropolitana. Fuente: Gerencia de Operación de Redes de Distribución (G.O.R.D) Pedregal, 2006.

1. LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

SUBESTACIÓN	ARREGLO	TIPO DE CONEXIÓN	MVA	BANCOS
ATIZAPAN	ANILLO	T221	60	3
AZTECA	ANILLO	T221	60	2
BARRIENTOS	BUS SECCIONADO	T82	30	2
CAREAGA	ANILLO	T82	30	4
CARTAGENA	ANILLO	T221	60	2
CEILAN	D. BARRA/INTERRUPTOR	T221	60	2
CERRO GORDO	ANILLO	T221	60	2
CHAPINGO	ANILLO	T221	60	3
COFRADIA I	RADIAL	T221	45	1
COFRADIA II	RADIAL	T221	45	1
COYOTEPEC	ANILLO	T82	30	3
CUAUTITLAN	ANILLO	T82	30	5
ECATEPEC	D. ANILLO	T222	60	3
EL VIDRIO	ANILLO	T221	60	2
GUADALUPE	BUS SECCIONADO	T82	30	3
HUEHUETOCA	RADIAL	T82	30	1
HUIXQUILUCAN	RADIAL	T221	45	1
LA LOMA	ANILLO	T82	30	3
LA QUEBRADA	D. BARRA	T82	30	2
LECHERIA	D. BARRA/INTERRUPTOR	T82	30	4
MADERO	ANILLO	T221	60	3
PATERA	ANILLO	T82	30	4
PUNTA NORTE	RADIAL	T221	45	1
REMEDIOS	ANILLO	T221	60	3
SOSA TEXCOCO	RADIAL	T221	45	1
TECAMAC	RADIAL	T221	45	1
TEPOTZOPTLAN	ANILLO	T82	30	1
VALLE DE MEXICO	D. BARRA PARTIDA	T82	30	3
VALLEJO	ANILLO	T221	60	3
VICTORIA	ANILLO	T221	60	3
V. FLORES	BUS SECCIONADO	T82	30	2
XALOSTOC	D. ANILLO	T222	60	3

Tabla 1.7. Subestaciones de distribución pertenecientes a la región Ecatepec.

S.E.	ARREGLO	TIPO DE CONEXIÓN	MVA	BANCOS
ARAGON	D. BARRA CON INTERRUPTOR	82	30	4
AURORA	ANILLO	221	60	3
AZCAPOTZALCO	D. BARRA CON INTERRUPTOR	221	60	3
CONDESA	BARRA SENCILLA CON INTERRUPTOR	82	30	2
CUAUHTEMOC	D. BARRA /INTERRUPTOR	221	60	2
CONTADERO	D. BARRA	221	60	3
HUASTECA	D. BARRA /INTERRUPTOR	82	30	3
INDIANILLA	BARRA SENCILLA	82	30	2
INSURGENTES	D. BARRA CON COMODIN	82	30	4
JAMAICA	ANILLO	82	30	3
KILOMETRO CERO	ANILLO	221	60	3
MAGDALENA	ANILLO	82	30	4
MERCED	D. BARRA D. INTERRUPTOR	221	60	3
MOCTEZUMA	BARRA SENCILLA	82	30	5
MORALES	D. BARRA CON COMODIN	82	30	5
NAUCALPAN	D. BARRA CON COMODIN	82	30	3
NETZAHUALCOYOTL	ANILLO	82	30	4
PANTITLAN	ANILLO	82	30	3
PEN.MEXICANO	D. BARRA /INTERRUPTOR	221	60	3
PERALVILLO	D. BARRA /INTERRUPTOR	221	60	2
TACUBA	ANILLO	82	30	5
TECAMACHALCO	D. BARRA	221	60	2
VERONICA	BARRA SENCILLA CON AMERRE	82	30	4
VERTIZ	D. BARRA D. INTERRUPTOR	221	60	3
POLANCO	INT. Y MEDIO	221	60	2

Tabla 1.8. Subestaciones de distribución a cargo del C.O.R.D. Verónica.

Las regiones de Ecatepec y Verónica presentan zonas críticas. Los problemas son la falta de planeación para el crecimiento poblacional en esas regiones y la concentración de carga industrial, así como los corredores industriales de la región, aunque la capacidad de abastecimiento de Luz y Fuerza del Centro es

suficiente de alimentar la zona central, las concentraciones de demanda de energía dificultan este proceso ya que no se distribuye de manera uniforme la carga.

SUBESTACIÓN	ARREGLO	TIPO DE CONEXIÓN	MVA	BANCOS
AGUA VIVA	INTERRUPTOR Y MEDIO	82	30	2
AGUILAS	INTERRUPTOR Y MEDIO	221	60	2
AYOTLA	INTERRUPTOR Y MEDIO	221	60	2
CHALCO	BARRA SENC. C/CUCH. DE ENLACE	82	30	4
COAPA	INTERRUPTOR Y MEDIO	221	60	3
CONTRERAS	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
COYOACAN	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
CUAJIMALPA	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
COVADONGA	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	82	30	1
NARVARTE	BARRA SENC. C/CUCH. DE ENLACE	82	30	2
IZTAPALAPA	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
IXTAPALUCA	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	2
LOS REYES	DOBLE BARRA CON COMODIN	82	30	4
LA PAZ	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	2
ODON DE BUEN	D. BARRA CON D. INTERRUPTOR	221	60	3
OLIVAR	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	2
REFORMA	DOBLE ANILLO	82	30	4
PARRES	INTERRUPTOR Y MEDIO	221	45	1
SAN ANDRES	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	82	30	4
SAN ÁNGEL	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
STA CRUZ	INTERRUPTOR Y MEDIO ANILLO	221	60	3
TACUBAYA	D. BARRA CON D. INTERRUPTOR	221	60	3
TAXQUEÑA	D. BARRA CON D. INTERRUPTOR	82	30	4
XOCHIMILCO	DOBLE BARRA	221	60	3

Tabla 1.9. Subestaciones de Distribución pertenecientes a la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Pedregal.

Las zonas críticas correspondientes a esta zona son: Xochimilco, Taxqueña, Iztapalapa y Tacubaya. Aquí, las circunstancias del exceso de demanda son propiciadas por el crecimiento de población y del sector industrial.

### **1.2.4 Circuitos de distribución.**

Su principal objetivo es el de llevar la energía eléctrica que proviene de las subestaciones a los usuarios finales. Las tensiones que maneja el sistema de distribución se encuentran en el rango definido de 1000 [V] a 35 [kV], comúnmente conocido como media o mediana tensión. Estos circuitos de distribución toman la energía de una subestación de distribución y conducen la intensidad de corriente eléctrica siendo su destino final para propósitos del presente trabajo, los transformadores de distribución que reducen el nivel de tensión eléctrica a niveles con los que se alimentan los usuarios, en Luz y Fuerza se manejan transformadores de distribución con prácticamente tres tensiones primarias que son 23 [kV], 13.8 [kV] y 6 [kV], y en el secundario 220 [V] entre fases. Si un usuario desea trabajar a una tensión distinta, la empresa le suministra la energía en 23 [kV] que es la tensión predominante del sistema de distribución en el área metropolitana.

Específicamente la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro está diseñada para operar de manera radial, lo cual tiene como ventajas:

- Un mejor control de la regulación en los niveles de tensión.
- Corrientes de falla menores.
- Equipos de protección por sobrecorrientes más sencillos.
- Un bajo costo de operación y mantenimiento.

La principal desventaja de estos sistemas es que no proveen de una confiabilidad y continuidad en el servicio en el caso de un disturbio, para evitar esta condición, los alimentadores se conectan entre sí, formando una red mallada, con puntos normalmente abiertos en los extremos de los mismos, de tal manera que si existe un disturbio en el alimentador perteneciente a la subestación A, parte de la carga del mismo lo puede atender, cerrando los

interruptores adecuados, uno perteneciente a la subestación B. Aunque el tiempo de restablecimiento de energía por transferencia de carga no es instantáneo, permite la continuidad en el servicio y tiene tiempos de interrupción del orden de decenas de minutos.

Existen redes malladas que tienen equipos automáticos con tiempos de restablecimiento de seis ciclos, que a 60[Hz], equivalen a casi 0.1 [s] de interrupción, dichos sistemas son de alto valor en los hospitales, donde existen equipos que permiten que una persona continúe viviendo.

En el caso de los clientes en la que la continuidad del servicio sea de vital importancia (por ejemplo un hospital), se tiene la opción de contratar el servicio con un alimentador preferente y un alimentador emergente. Ambas acometidas abastecen el predio y el usuario mediante un equipo de transferencia automática estará suministrado por el alimentador preferente, si alguna falla ocurriera en ese alimentador, el equipo de transferencia automática operará y lo conectará en el alimentador emergente.

Existen tensiones por encima de los 35 [kV] para distribución pero están documentados los efectos nocivos de ferresonancia y de interferencia en las comunicaciones<sup>5</sup>.

Los circuitos de distribución son complejos desde el punto de vista operativo, y el diseño de ellos requeriría conocer el crecimiento de la población, pero existen fenómenos que cambian al mundo como la telefonía celular, o la red mundial de información ("*internet*").

La misión principal de los Centros de Operación de Redes de Distribución es la de operar mantener y vigilar la red de distribución para suministrar el servicio de energía eléctrica con calidad y continuidad.

---

<sup>5</sup> Electric Power Distribution Handbook. SHORT, T. A., CRC Press, London, 2004, Capítulo 1.



Dentro de las funciones de la Gerencia de Operación de Redes de Distribución están las siguientes:

- Establecer normas de operación.
- Supervisar la operación de los Centros de Operación de Redes de Distribución.
- Operar la red de distribución.
- Supervisar la red de distribución.
- Atender las solicitudes de los usuarios.
- Analizar y atender disturbios.
- Coordinar operativos especiales.

Para auxiliarse en el mantenimiento y operación del sistema de distribución eléctrica, los ingenieros hacen uso de un mapa llamado “planero”, el cual contiene los elementos que componen al sistema indicando: tipo de dispositivos, calibre de los conductores, ruta de los mismos, zonas de carga, por mencionar algunos. El objetivo es que dicho mapa se actualice en cuanto se realice alguna modificación a la red, es decir, es una copia fiel del sistema de distribución. Los circuitos de distribución crecen día con día ya que se instalan o retiran cargas, se realizan obras de mantenimiento las cuales modifican la red, se recalibran tramos, se instalan postes, se instalan o retiran cuchillas o diversos equipos de protección y seccionamiento, por lo que es un sistema dinámico variable con el tiempo.



**Figura 1.93. Mapa de la red de distribución.**

### 1.2.5 Elementos de la red de distribución.

#### **Estructuras.**

Para la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro se utilizan dos tipos de postes principalmente, los de acero y los de concreto. Los primeros tienen alturas de 17, 15, 14 y 13 metros en su mayoría y los de concreto tienen alturas de 12, 9 y 6 metros. Existen los de concreto reforzado con alturas de 12 y 14 metros.

Los cables descansan sobre estas estructuras que tienen una distancia de poste a poste de 40 metros aproximadamente, en zonas urbanas y de 60 metros, en zonas rurales, no siendo la distancia una limitante, si el proyecto lo permite se puede aumentar o disminuir esta distancia.

La importancia de los postes es que ahí se instalan todos los dispositivos de protección, herrajes (cruceas, tornillería, etc.), dispositivos de aislamiento, de seccionamiento y de comunicación.

#### **Conductores.**

Existen dos grandes clases de conductores en los sistemas de distribución de Luz y Fuerza del Centro llamados por sus respectivos departamentos: Líneas Aéreas y Cables subterráneos. Las líneas aéreas están divididas en secciones llamadas: troncal, subtroncal, ramal y subramal. Utilizando para la red troncal, que es prácticamente la salida de las subestaciones, se utilizan los cables ALD556, y ALD336. Para las redes subtruncas, ramales y subramales se utilizan cables ACSR 1/0 y ASCR 2.

Estos conductores son de aluminio. El aluminio es más ligero y menos costoso que el cobre. La impedancia del cobre es inferior a la impedancia del Aluminio, pero las ventajas de éste sobre el cobre lo hacen la elección, como el peso y el costo. La aleación entre los conductores de aluminio es conocida como

aluminio1350 y posee 99.5% de aluminio puro. Posee una excelente resistencia a la corrosión y expuesto a la intemperie forma una capa de óxido capaz de resistir agresiones químicas, ambientales e incluso de algunos ácidos. Los conductores de Aluminio puro, como el ALD336, poseen la relación conductividad y peso, más elevada de todos.

Los cables ALD336 (el ALD556 tiene un uso casi nulo) son completamente de aluminio, se utilizan desnudos preferentemente, aunque existen los conductores forrados los cuales se utilizan para tramos de línea en los que en su trayectoria podrían encontrarse árboles. Estos conductores poseen una capacidad nominal de conducción de corriente de 470 [A].

Nombre	Nº de hilos	Equivalente al Cud AWG o kCM	Diámetro d mm	Área de la sección transversal mm <sup>2</sup>	Resistencia c.a. a 65°C Ω/km.	Resistencia a la ruptura N	Corriente normal de trabajo A
Cable Ald 336	19	4/0	16,90	170,5	0,199	27 380	470

**Tabla 1.10. Propiedades del Cable ALD 336, de aluminio.**

Los cables ASCR poseen como elemento conductor el Aluminio, son equivalentes a los de aluminio puro en cuestión de conductividad (el acero es despreciado), pero el acero incrementa el peso de los conductores en un 18% e incrementa la relación fuerza mecánica contra peso. Esta razón indica que el conductor es capaz de soportar tensiones dinámicas más extremas como las provocadas por hielo o por fuerzas eólicas. Comparados con los conductores ALD, los conductores ASCR del mismo calibre, duplican las tensiones mecánicas a las que pueden ser sometidos.

Los cables ASCR pueden ser desnudos (preferentemente) o forrados. El cable con aislante se evita utilizar debido a que presenta problemas con corrosión, y al estar recubierto el agua de lluvias que está compuesta de diversos agentes contaminantes se introduce en el forro del cable y daña al conductor por dentro. En el caso de los cables desnudos, el sol se encarga de evaporar el agua, y las lluvias se encargan de lavar periódicamente los conductores.

Los cables de distribución como cualquier conductor en el sistema eléctrico de potencia, presentan una impedancia que depende de dos factores: la resistencia del conductor, regularmente es un dato del conductor que se da en Ohmios por metro, y la reactancia la cual depende de la configuración del conductor y de la distancia del mismo a sus paralelos. Para determinar este parámetro de los conductores se utilizan tres métodos principalmente:

- El uso de tablas.
- Cálculos manuales.
- Cálculos mediante herramientas de cómputo.

El último de los métodos resulta una herramienta ideal para los ingenieros ya que las características de los conductores se cargan en una base de datos y se introduce la configuración de los mismos y sus distancias respectivas obteniendo resultados más exactos.

Nombre	Número de hilos		Área de la sección transversal mm <sup>2</sup>		Diámetros			Resistencia C.A. a 65°C con corriente normal Ω/kg	Resistencia mecánica límite kg	Corriente normal de trabajo A
	Al	Acero	Al mm <sup>2</sup>	Total mm <sup>2</sup>	D mm	d1 mm	d2 mm			
Cable ACSR 2	6	1	33,63	39,24	8,01	2,67	2,67	0,986	1 260	160
Cable ACSR 4/0	6	1	107,2	125,1	14,31	4,77	4,77	0,312	3 760	330

Tabla 1.11. Propiedades de los cables ACSR 2 y 4/0.

En los sistemas subterráneos se utilizan dos tipos de cable denominados: 23TP con calibres de: 1x35, 1x70, 1x150 y 1x240, y 23TC con calibres de: 1x50, 1x70, 1x150 y 1x240. La nomenclatura obedece a que son 23 por el aislamiento de 23 [kV], TP es termoplástico y plomo, correspondiente a la cubierta exterior e interior respectivamente, 1x es la designación para un conductor por cable y el siguiente número indica el área en milímetros cuadrados, esto es: por ejemplo 23TP1x240 equivale a un conductor con cubierta de plomo y termoplástico de 240 [mm<sup>2</sup>]. La nomenclatura para los cables TC indica que es un cable termofijo (polietileno) de cadena cruzada.

Estos cables son utilizados a la salida de la inmensa mayoría de las subestaciones, también son usados en acometidas para usuarios de 23kV o para hacer libramientos en zonas de tránsito pesado como el periférico ya que si se atraviesa una línea aérea y ocurre un siniestro los conductores quedarían obstaculizando el tránsito vehicular, siendo un inconveniente. Se utilizan para circuitos ramales y acometidas de usuario los cables 23TC1x50 y 23TC1x70 o 23TP1x35 y 23TP1x70, aunque estos últimos ya están cayendo en desuso por ser el TC más delgado gracias al XLPE que es un material de polietileno que posee alta rigidez dieléctrica, alta resistencia al calor y la cubierta es altamente resistente a la corrosión, al ozono y a la humedad.

Para las conexiones justo a la salida de los transformadores de distribución se utilizan principalmente los cables: 23TC 1x50 y ALD336.



**Figura 1.14. Cable ALD 336.**



**Figura 1.15. Cable 23TC1X50.**

Los principales cables utilizados en el área de distribución se pueden observar en la figura 1.16.

Además de los medios conductores, la red de distribución está compuesta por elementos como dispositivos seccionadores y de protección. Este tema se revisa a continuación.

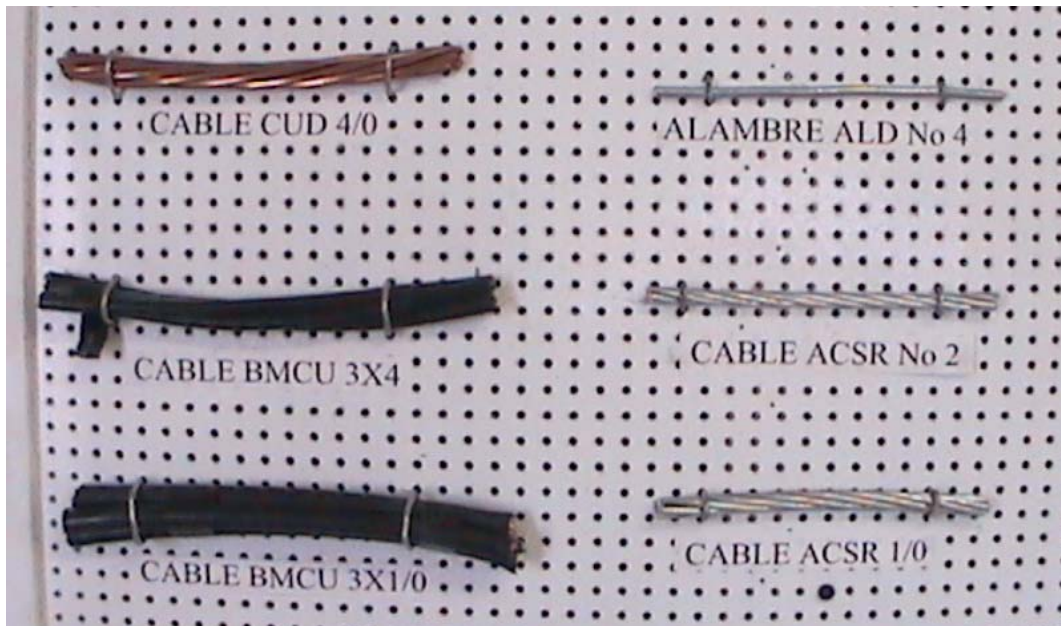


Figura 1.16. Distintos tipos de conductores utilizados en circuitos de distribución.

### Equipos de protección.

#### Cuchillas.

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito en MT (media tensión). Son maniobrables con potencial pero sin carga, ya que no poseen capacidad de interrupción. Este equipo se instala en líneas de media tensión (6 y 23 [kV]) y su accionamiento es manual, mediante un bastón o pértiga operándose para apertura o cierre en forma individual.

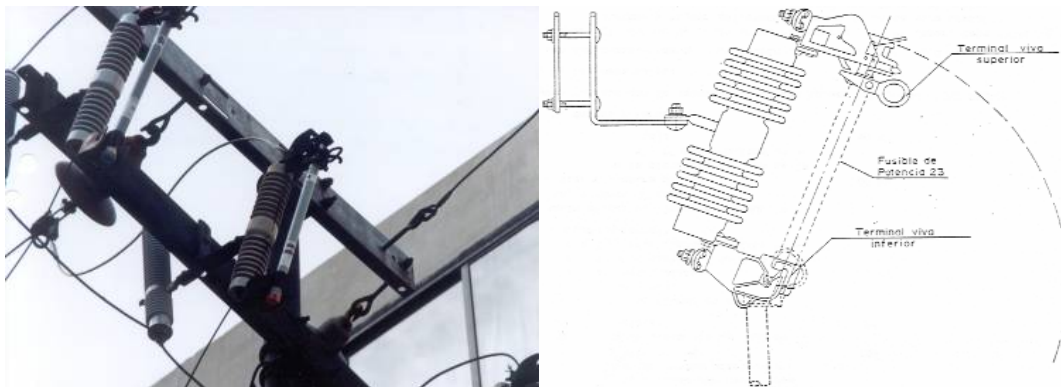


Figura 1.17. Cuchillas para seccionar utilizadas en Luz y Fuerza del Centro, 2007.

**Por sobre corriente:**

### **Fusible.**

Son elementos denominados de enlace débil, esto es, que su elemento conductor está diseñado para fundirse a cierta intensidad de corriente eléctrica. Una vez fundido el elemento se debe reemplazar. Protege a la red eléctrica de corto circuitos y de sobrecargas.



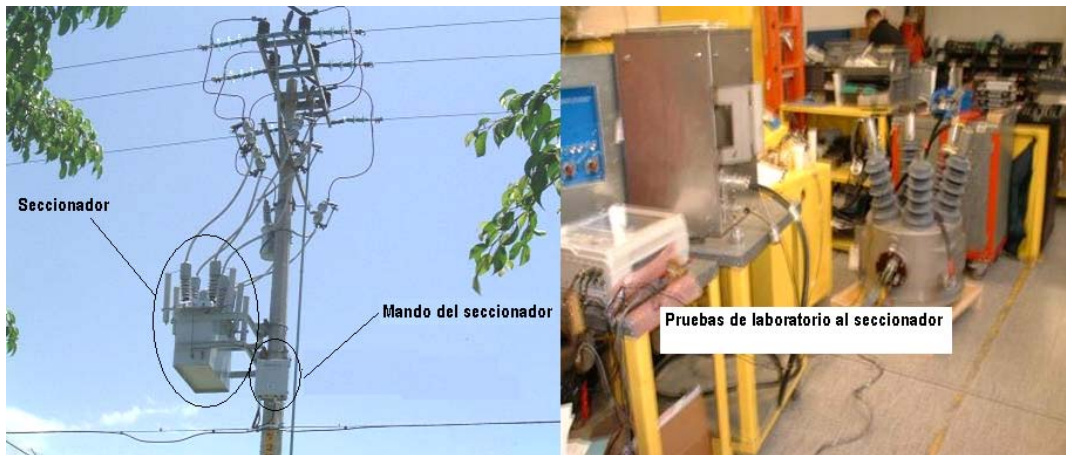
**Figura 1.18. Fusibles utilizados en Luz y Fuerza del Centro, para líneas de 23kV.**

### **Seccionador.**

Este es un equipo que sirve para detectar y aislar las fallas permanentes de un circuito de media tensión y son instalados en ramales. Detecta y aísla fallas en forma automática. Su instalación tiene como objetivo minimizar la zona afectada de forma que se interrumpa el servicio al menor número de usuarios.

**Utilización:** Se utilizan preferentemente en circuitos troncales.

- **Operación** Apertura y cierre con carga y contra corriente de corto circuito.
- **Coordinación** Corriente-tiempo con Interruptores en S.E.
- **Modo de Operación**
  - Local: Manual y Automática
  - Remota: Manual.



**Figura 1.19. Izquierda: Seccionador instalado con mando. Derecha: Pruebas de laboratorio a un seccionador.**

### **Restaurador.**

Estos equipos están diseñados para detectar y/o interrumpir corrientes de falla, discriminando las fallas permanentes de las transitorias a través de aperturas y recierres programados y ejecutados en forma automática bajo una secuencia coordinada y predeterminada que permite aislar la zona de la red en falla. (Recierres Programables a 15, 30 y 45 [s]. típicamente). Trabajan en conjunto con los seccionadores.



**Figura 1.20. Restaurador instalado en línea aérea de 23 [kV], 2007.**



**Por sobre tensión:**

### **Apartarrayos.**

Limitan las sobretensiones en los equipos como transformadores, restauradores, seccionadores, etc., desviando las corrientes de descarga hacia tierra. Protegen también contra sobretensiones el equipo eléctrico conectado a línea.



**Figura 1.21. Esquemas y fotografía de apartarrayos instalados en líneas de 23 [kV].**

### **Aisladores**

Estos componentes permiten por sus características dieléctricas soportar mecánicamente conductores desnudos de las líneas de distribución sobre estructuras adecuadas como crucetas, aislando los elementos con potencial entre sí y a tierra. Algunos ejemplos de materiales con buen índice de aislamiento son: ceras, plásticos, porcelana, vidrio, papel, madera, mica, hule, etc. Los aisladores que se utilizan en las redes de distribución de LFC se fabrican de vidrio y porcelana y estos son los de mayor capacidad dieléctrica.

Este es uno de los componentes que tiene mayor número de elementos instalados en las redes eléctricas, ya que cada poste contiene un juego de aisladores, y como muestra la figura 1.22, se requieren 18 elementos para asegurar un aislamiento del circuito a tierra.



**Figura 1.22. Aisladores instalados en líneas aéreas de Luz y Fuerza del Centro.**

### **1.3 Zonas críticas para el suministro de energía.**

La demanda de energía eléctrica en la zona central del país, ha tenido un incremento desmedido en los usuarios de energía debido a la poca o nula planeación de proyectos de vivienda, de centros comerciales, de zonas industriales entre otras. Las factibilidades de servicio comúnmente son negadas a los usuarios transformándose en pérdidas económicas graves para la empresa suministradora ya que son cuentas que no se cobran.

La División Metropolitana Oriente, ha negado el servicio de aproximadamente 112 [MW] en 5 zonas identificadas como críticas las cuales son: Magdalena, Zaragoza, Coapa Culhuacán, Juchitepec Chalco, Chicoloapan Aurora y Reforma.<sup>6</sup>

La subestación Magdalena es una de las más antiguas de LYF y se encuentra al 100% de su capacidad, además los interruptores de 23 [kV] no poseen capacidad de recierre, y el incremento de carga se debe a centros y plazas comerciales los cuales en su mayoría no han entrado en operación porque se les ha negado la factibilidad del servicio, esto puede degenerar en que los centros comerciales se hagan de plantas de luz que por falta de planeación aumente los índices de contaminación en la región, además de ser una cuenta por la cual la empresa suministradora no perciba beneficio alguno.

---

<sup>6</sup> Zonas críticas en el sistema de distribución de la DMO de LYFC y su resolución a mediano plazo, Gerencia Divisional Metropolitana Oriente, 2008, RVP-AI-2008, ponencia: DIS-14

Esta problemática se repite no sólo en la División Metropolitana Oriente de la zona central, sino en toda la región que comprende la zona metropolitana, con información de la Gerencia Divisional Metropolitana Oriente se sabe que se ha negado la factibilidad de servicio de poco más de 42 [MW] en la región Zaragoza y de 14.3 [MW] en la región Coapa-Culhuacán. La solución en el caso del corredor Reforma consiste en cambiar el banco T86 que es una subestación de 85 [kV] a 6 [kV] por un banco T82 de 85 [kV] a 23 [kV].

Así que cada problema aunque posea los mismos síntomas debe tratarse de manera muy particular debido a la diversidad de construcciones y arreglos de subestaciones que se tienen, y que además la solución en la mayoría de los casos resulta no trivial al no poder hacer uso de la misma solución para resolver una situación similar en otro punto de la ciudad.

Actualmente se aceptó un proyecto de inversión que consiste en la instalación de subestaciones móviles las cuales alimentarían diversas regiones críticas, dicho proyecto contemplaba la instalación de 18 subestaciones móviles, de las cuales la Secretaría de Hacienda y Crédito Público aceptó tan sólo la instalación y puesta en marcha de 9 y con una fecha de operación para el año 2012. Se hace visible la necesidad de estas y otras opciones para solucionar el problema de las zonas críticas en el área Metropolitana.

Si se revisa con detenimiento la carga concentrada en la zona central, existe la capacidad para abastecerla, es la aglomeración de algunos puntos específicos de la zona lo que hace que se presenten sectores de difícil abastecimiento energético.

Con información otorgada por la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Verónica y Pedregal, se construirá una tabla que muestra el factor de utilización de las subestaciones más conflictivas, siendo éste la razón de la capacidad máxima coincidente y la capacidad firme instalada en la subestación. La demanda máxima coincidente es un dato que proviene de la

medición de corriente en los alimentadores primarios de las subestaciones y se realiza cada hora.

De la capacidad firme de la subestación hay que obtener la corriente máxima, considerando un factor de potencia unitario, utilizando la ecuación:

$$I(A) = \frac{S(kVA)}{V(kV)(\sqrt{3})} \quad [1.1]$$

*Donde:*

*S(kVA): Potencia Aparente nominal del transformador.*

*V(kV): Tensión nominal del transformador (23kV).*

*I(A): Corriente máxima a factor de potencia unitario.*

A manera de resumen se enumerarán las zonas críticas del área metropolitana, divididas por sus centros de operación.

La información contenida en tablas y gráficos no es coincidente, con la intención de mostrar el dinamismo de la red eléctrica de distribución de media tensión, en la que día a día se instalan y retiran equipos, se abastece de energía a nuevos clientes, se expande la red o sufre reconfiguraciones que ayudan a un mejor manejo de los recursos de la misma.

Cada mes las condiciones de los alimentadores en los que se aplican procesos de reingeniería como recalibración o transferencia de carga cambian, como por ejemplo, un tramo que pertenecía al alimentador A se transfiere al alimentador B. Dicho tramo en el listado de Luz y Fuerza del Centro aún tiene el nombre del alimentador que lo originó. Es claro que un sistema complejo como la red de distribución requiere un orden y una actualización que bien podrían contener un programa computacional.

	BANCO DE S.E.	[MVA]	DEMANDA	CAPACIDAD	FACTOR DE
			MÁXIMA COINCIDENTE [A]	FIRME [A]	UTILIZACIÓN [%]
<b>PEDREGAL</b>	AYOTLA A	60	1277	1506	84,8
	AYOTLA B	60	1314	1506	87,3
	CHALCO D	30	738	753	98,0
	COVADONGA A	30	704	753	93,5
	IZTAPALAPA A	60	1380	1506	91,6
	ODON D. BUEN A	60	1375	1506	91,3
	ODON D. BUEN C	60	1608	1506	106,8
	PARRES	45	1144	1130	101,0
	TACUBAYA B	60	1362	1506	90,4
	TACUBAYA C	60	1342	1506	89,1
	XOCHIMILCOA	60	1515	1506	100,6
	XOCHIMILCO C	60	1646	1506	109,3

Tabla 1.12. Factor de utilización de las subestaciones más conflictivas de la región Pedregal. Elaborada con información de la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Pedregal, SEPTIEMBRE 2008.

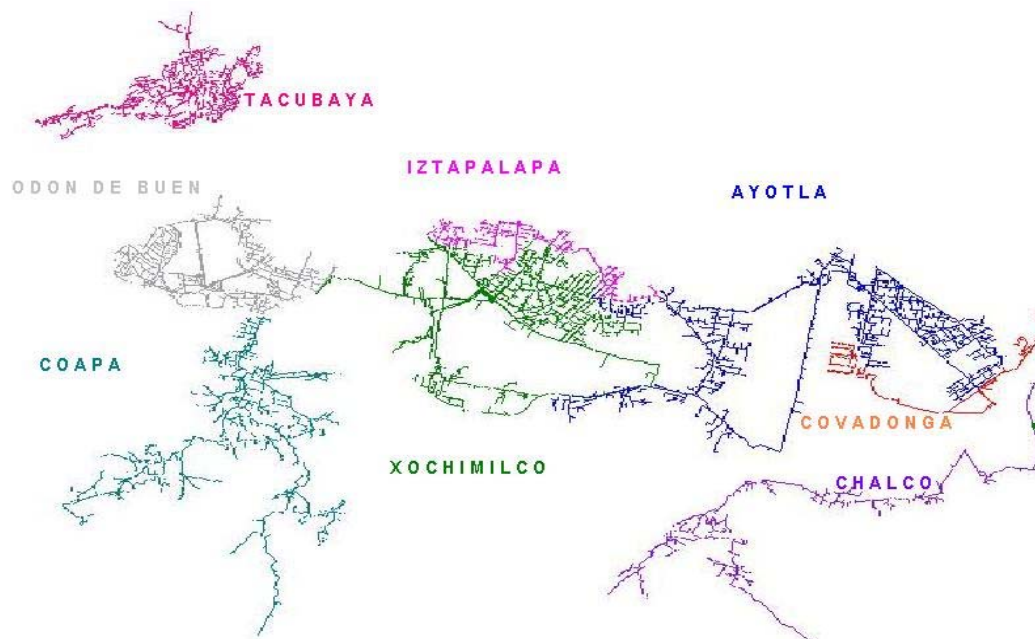


Figura 1.23. Diagrama de las zonas críticas pertenecientes a la CORDP, 2007

	BANCO DE S.E.	[MVA]	DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE	CAPACIDAD FIRME	FACTOR DE UTILIZACIÓN
			[A]	[A]	[%]
<b>VERÓNICA</b>	ARAGON A	30	905	753	120,2
	MAGDALENA B	30	745	753	98,9
	MAGDALENA D	30	764	753	101,5
	MORALES B	30	700	753	93,0
	PANTITLAN B	30	702	753	93,2
	PANTITLAN D	30	660	753	87,6
	PEN. MEX. C	60	1280	1506	85,0
	VERTIZ C	60	1309	1506	86,9

Tabla 1.13. Factor de utilización de las subestaciones más conflictivas de la región Verónica. Elaborada con información de la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Verónica, SEPTIEMBRE 2008.

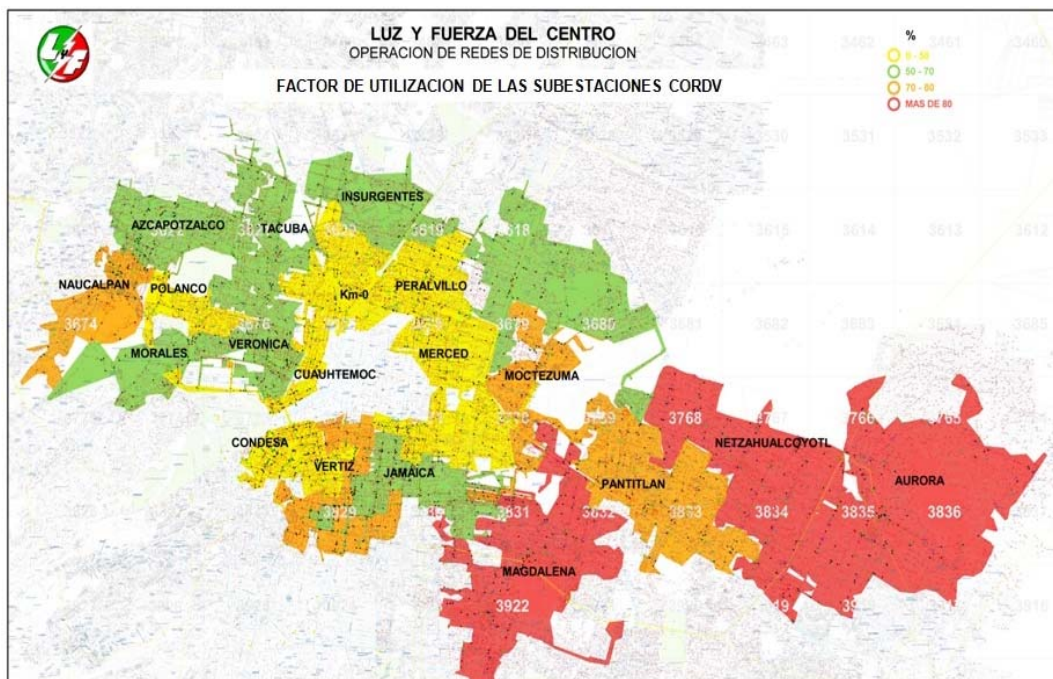


Figura 1.24. Distribución de cargas en la región perteneciente a la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Verónica. Fuente: Gerencia de Operación de Redes de Distribución Verónica, 2006.

	BANCO DE S.E.	[MVA]	DEMANDA	CAPACIDAD	FACTOR DE
			MÁXIMA COINCIDENTE [A]	FIRME [A]	UTILIZACIÓN [%]
<b>ECATEPEC</b>	CARTAGENA B	60	1261	1506	83,7
	CEILAN A	60	1625	1506	107,9
	CHAPINGO B	60	1467	1506	97,4
	CHAPINGO C	60	1350	1506	89,6
	COYOTEPEC A	30	729	753	96,8
	CUAUTITLAN D	30	613	753	81,4
	ECATEPEC A	60	1380	1506	91,6
	ECATEPEC B	60	1500	1506	99,6
	ECATEPEC C	60	1360	1506	90,3
	GUADALUPE B	30	793	753	105,3
	LA LOMA A	30	667	753	88,6
	LA LOMA B	30	711	753	94,4
	LA QUEBRADA A	30	692	753	91,9
	LECHERIA C	30	730	753	96,9
	LECHERIA D	30	704	753	93,5
	MADERO C	60	1459	1506	96,9
	VALLE DE MEX. A	30	814	753	108,1
	VALLE DE MEX. C	30	748	753	99,3
	VICTORIA A	60	1422	1506	94,4
	V. LAS FLORES A	30	698	753	92,7
V. LAS FLORES B	30	677	753	89,9	

**Tabla 1.14. Subestaciones conflictivas pertenecientes a la Gerencia de Operación de Redes de Distribución Ecatepec. Fuente: Gerencia de Operación de Redes de Distribución Verónica y Pedregal, SEPTIEMBRE 2008.**

Gráficamente la información contenida en tablas se puede visualizar en un mapa utilizando códigos de colores para resaltar los diferentes factores de utilización. Las zonas verdes del mapa perteneciente a la figura 1.24 presentan un factor de utilización de entre el 50 y 70%, las áreas naranjas representan un factor de entre el 70 y 80% y las zonas rojas representan más del 80%.

Las figuras 1.23 y 1.25 representan la ruta de los alimentadores como se muestran en el programa *CYMDIST*, el cual se revisará en el capítulo dos.

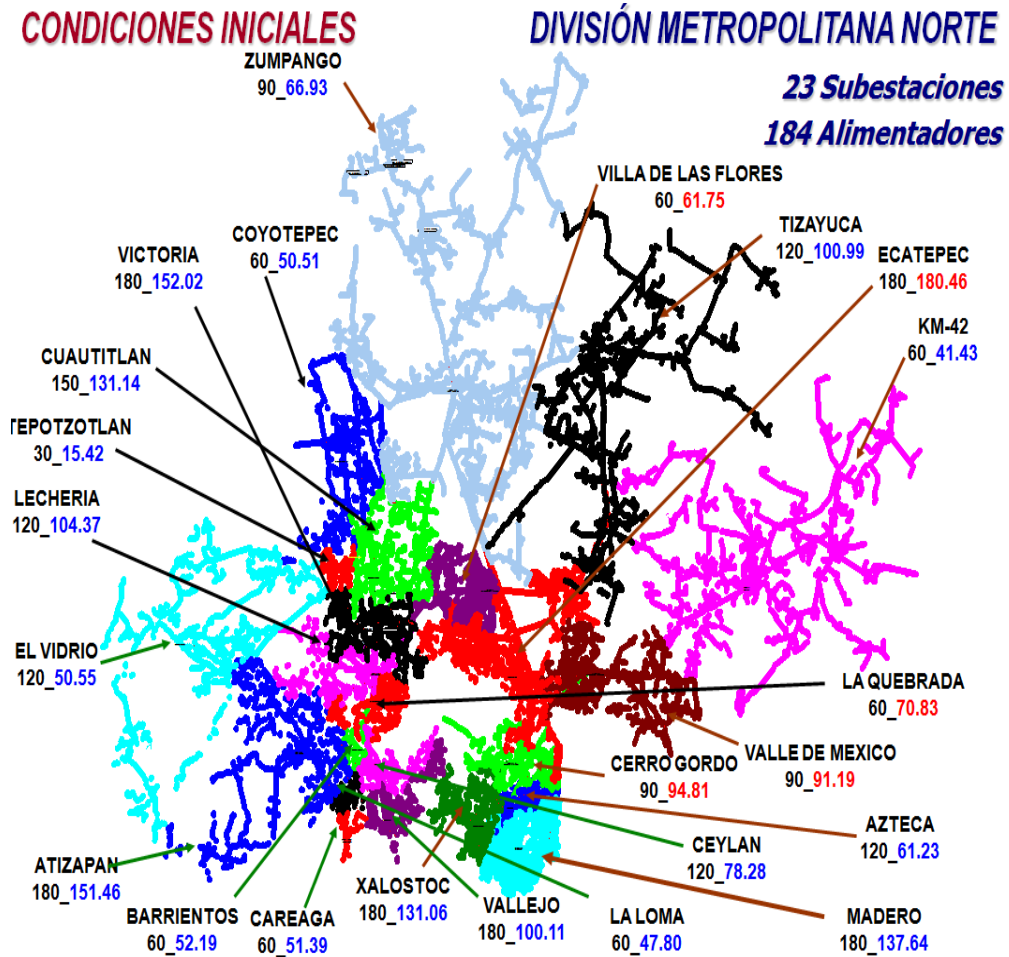


Figura 1.25. Circuitos de distribución y utilización de los mismos pertenecientes a la región de la Coordinación de Redes de Distribución Ecatepec. Gerencia de Operación de Redes de Distribución Pedregal y Verónica, 2006.



# Capítulo 2.

## El programa CYMDIST.

### **Introducción.**

Aprovechando la capacidad de cálculos que poseen hoy día las computadoras personales, éstas son utilizadas para realizar trabajos especializados como el análisis de la red de distribución, donde no sólo se requieren realizar cálculos de flujos de carga o corto circuito, además se debe de contar con una organización de los circuitos eléctricos, información de la ubicación y el estado de los equipos instalados así como la localización de los mismos.

Estas características las contiene el programa *CYMDIST*. *CYME* es la plataforma sobre la que se instalan diversos programas siendo uno de ellos *CYMDIST*, mismo que opera bajo el sistema operativo *WINDOWS*, con interfaz gráfica y capacidades para exportar e importar información con formatos de dibujo, de hojas de cálculo, de procesadores de texto, de bases de datos, entre otros.

*CYMDIST* es utilizado por la Gerencia de Operación de Redes de Distribución para la realización de análisis de la red y por las divisiones: Metropolitana Oriente, Metropolitana Poniente, Metropolitana Norte, Pachuca y Toluca – Cuernavaca, para los estudios de crecimiento de carga y reconfiguración de la red.

Dicho programa contiene a su vez módulos que asisten al usuario en tareas como: reconfiguración de la red, colocación de mapas, análisis armónico, análisis de contingencias, coordinación de protecciones, por mencionar algunos.

### 2.1 CYME.

“*Cyme International T&D*” (*CYME*) es una empresa fundada en 1986 con el objetivo primario de proveer paquetería computacional de alta calidad en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Además de ofrecer la paquetería computacional, la empresa *CYME* ofrece servicios de consultoría utilizando tecnología de punta para resolver problemas concernientes a los sistemas eléctricos de potencia. Está encargada de proporcionar asistencia técnica y de la impartición de cursos de capacitación para un mejor aprovechamiento de la paquetería que ofrece.

El sistema *CYME* es la base o plataforma donde se pueden correr los distintos programas computacionales como son: *CYMDIST*, *PSAF*, *CYMCAP*, entre otros. Una analogía sería la suite de *Microsoft Office*, la cual contiene a *WORD*, *EXCEL*, *POWER POINT*, y éstos a su vez se pueden ejecutar uno dentro de otro, es decir, en una página del procesador de textos se puede incluir una hoja de cálculo.

De los módulos que componen al programa *CYME* para el análisis de los sistemas de potencia es de interés particular, para los fines del trabajo presente, el módulo referente a redes de distribución *CYMDIST*, capaz de realizar análisis de sistemas de distribución eléctrica con características interesantes como: planeación de redes, gerencia de proyectos, optimización de transferencia, análisis de armónicos, confiabilidad de operaciones, análisis de contingencias, modelado y análisis de subestaciones y de subtransmisiones, análisis de redes secundarias, coordinación de dispositivos de protección, mapeo de los sistemas de distribución, análisis sobre protección contra arco eléctrico y diseño y análisis de sistemas de tierras en subestaciones.

Sus clientes nacionales son: ABB de México, CFE, Cobra Instalaciones México, Conductores Monterrey, Condumex, Cementos Cruz Azul, ESIME-IPN, INININ, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Instituto Politécnico Nacional, ITESM - Campus Ciudad de México, Protecciones Digitales, S.A., Schneider, Siemens

S.A. de C.V., Sistemas Eléctricos de Potencia y la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, por mencionar algunos.

Las opciones de paquetería computacional se dividen en cuatro grandes ramas: Transmisión e Industrial, Distribución, Ampacidad y Análisis de Transitorios. Dentro de los programas computacionales pertenecientes a Transmisión e Industrial se encuentran:

*PSAF Power Systems Analysis Frame Work*, una recopilación de programas encargados de analizar sistemas eléctricos de potencia que contiene módulos como:

- *CYMFLOW Power Flow Analysis*, para análisis de flujos de potencia.
- *CYMHARMO Harmonic Analysis*, análisis de armónicos.
- *CYMGRD Substation Grounding*, estudios de tierras.
- *CYMSTAB Transient Stability Analysis*, análisis de transitorios.
- *CYMBREAK Breaker Ratings Analysis*, simulación de interruptores.
- *CYMTCC Protective Device Coordination*, para coordinación de protecciones.
- *CYMFAULT Fault Analysis (ANSI and IEC)*, análisis de fallas según normas y formatos ANSI e IEC.

De ampacidad de cables:

- *CYMCAP Power Cable Ampacity*, que contiene los módulos:
  - *Duct Bank Optimizer (OPT)*, cálculo de tuberías eléctricas.
  - *Multiple Duct Banks (MDB)*, usado para reducir y optimizar el uso de tuberías en instalaciones eléctricas.
  - *Short Circuit Cable Rating (SCR)*, para simulación de ampacidades de cables en situaciones de corto circuito.

Para el estudio de Transitorios electromagnéticos se utiliza el programa:

- *EMTP-RV, Electromagnetic Transient Program*, para analizar aspectos relacionados con efectos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia.

Y para distribución se cuenta con:

- *CYMDIST Distribution System Analysis*, pudiendo contener los módulos:
  - *Map Overlay (MAP)*, es la posibilidad de colocar mapas en diversos formatos (como los de *Auto CAD*), para la ubicación exacta de los equipos que conforman la red de distribución.
  - *Switching Optimization Module (SOM)*, este módulo permite la puesta en operación o la desconexión de interruptores, para simular en tiempo real los escenarios “¿Qué pasaría si...?”.
  - *Harmonic Analysis (HARMO)*, módulo que realiza un análisis de armónicas en la red de distribución.
  - *Predictive and Historical Reliability Assess (RAM)*, mediante este módulo se puede ingresar una base de datos con los históricos de las fallas, además hace análisis de los principales indicadores de una red de distribución.
  - *Contingency Analysis (CAM)*, útil para simular fallas y la evaluación de las soluciones más óptimas en caso de que éstas ocurran.
  - *Substation and Sub-Network Modeling*, puede tratar a la red conectada con una acometida en donde la acometida puede ser un generador, una subred, una subestación, con parámetros definidos.
  - *CYMTCC Protective Device Coordination*, permite realizar simulaciones sobre los dispositivos de protección en cuanto al tiempo de cierre de los interruptores, la velocidad de apertura de un fusible, y de los demás equipos de protección.

Luz y Fuerza del Centro comienza la utilización del programa *CYMDIST* en el año de 1999, cuando el Departamento de Operación de Redes de Distribución se transforma en Gerencia, iniciando la reingeniería de redes de distribución. Comienzan también a ser importantes los elementos telecontrolados de la red de distribución, cuya función principal es optimizar los flujos de carga y reducir los tiempos de interrupción del servicio.<sup>7</sup> Este programa ha probado ser una

---

<sup>7</sup> RVP-AI/2005 – DIS – 06 Transición en la confiabilidad de la red de distribución desde los planos de tintero a la modernidad del mundo digitalizado. Ing. Javier Robledo e Ing. Donaciano Quintero. 2005

herramienta efectiva en la reducción de pérdidas de alimentadores, tiempos de restablecimiento de la energía eléctrica en caso de disturbios o contingencias, ha permitido planear mejor los mantenimientos a la red de distribución y ha probado ser una poderosa herramienta para la colocación de bancos de capacitores.<sup>8</sup>

### 2.1.1 Generalidades del sistema de distribución.

El estudio de un sistema de distribución resulta complejo dadas las diversas y numerosas variables en juego, de ahí que resulten de gran utilidad los simuladores. Éstos ayudan a determinar, de manera más rápida, el comportamiento de la red eléctrica mediante escenarios “¿Qué pasaría si...?”.

A manera de ejemplificar paso a paso los elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia, y atendiendo especialmente a la sección de distribución, se presentarán los principales elementos de una red eléctrica de distribución y cómo pueden ser modificados en sus parámetros por el usuario. Partiendo del hecho que el programa se encuentra instalado en la computadora, para iniciar el programa *CYMDIST* hay que pulsar el ícono que se muestra en la figura 2.1.

Una vez que se ha cargado el programa en el ambiente *WINDOWS* éste tendrá la vista que se muestra en la figura 2.2.

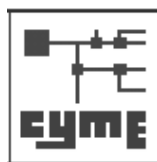


Figura 2.1. Ícono del programa Cymdist.

---

<sup>8</sup> RVP-AI/2005-DIS-29, Criterios para la planeación a corto plazo de una red de distribución, LYFC, Región Pachuca, 2005 y RVP-AI/2005-DIS-35 Estudios de la ubicación de capacitores de la subestación Ecatepec de la DMO de LYFC, LYFC DMO, 2005

## 2. EL PROGRAMA CYMDIST

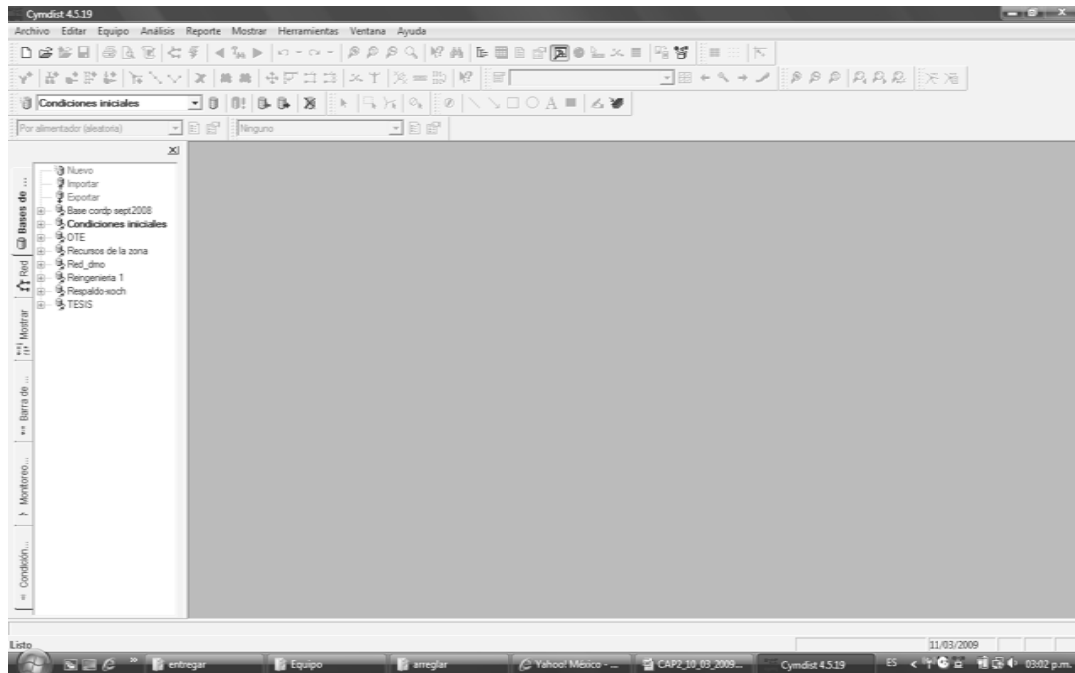


Figura 2.2. Pantalla inicial del programa CYMDIST en ambiente *WINDOWS*.

El programa se divide en cuatro grandes secciones las cuales son:

- **La barra de menú:** donde existe una interfaz gráfica con menús como Archivo, Edición, Equipo, Análisis, Mostrar, Herramientas, Ventana y Ayuda.
- **La barra de herramientas:** configurable para mostrar las herramientas más utilizadas por el usuario.
- **La ventana principal:** la cual puede estar acompañada de una ventana lateral que se denomina: ventana de exploración.
- **La barra de información:** en donde se despliegan datos según se vayan seleccionando elementos. También configurable por el usuario.

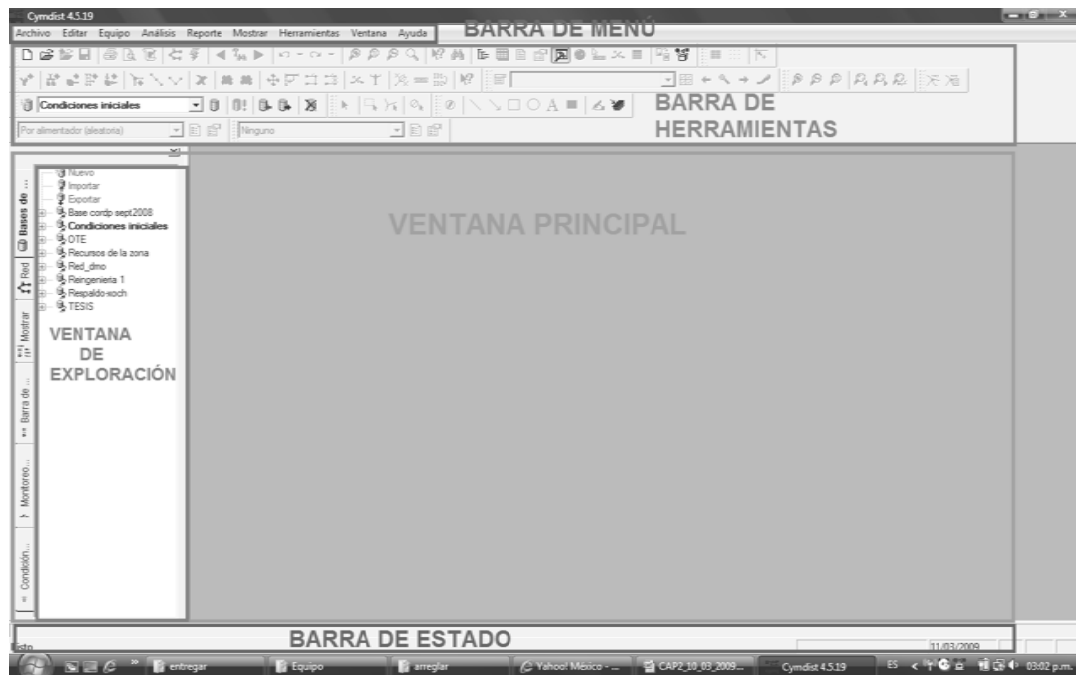
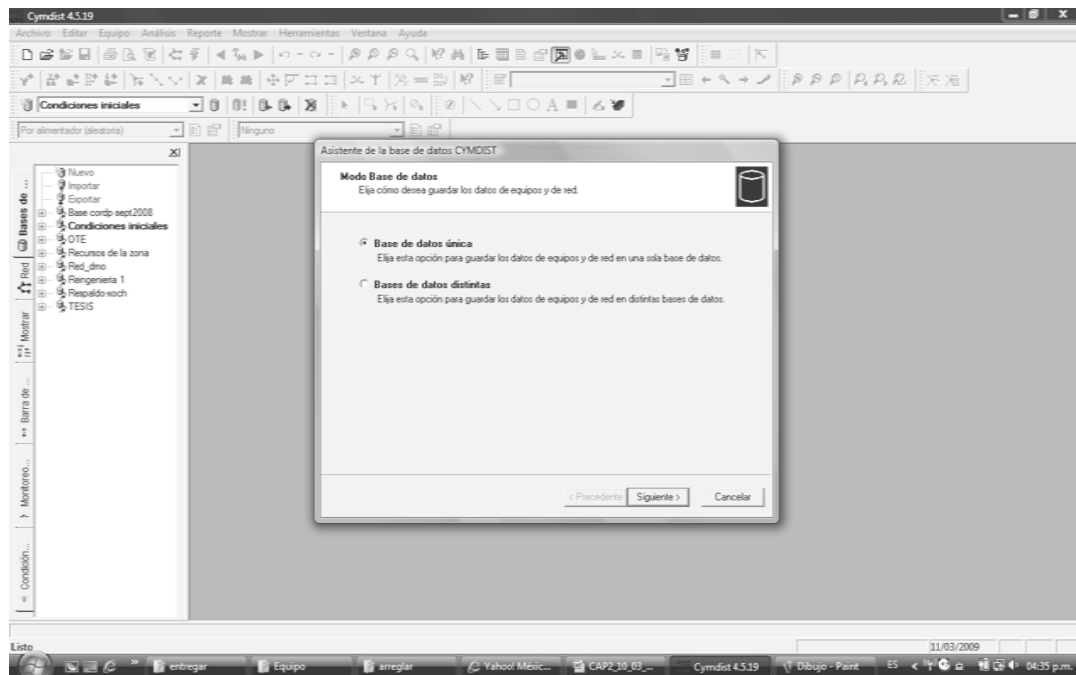


Figura 2.3. Vista principal del programa Cymdist.

Se deberá revisar que esté activada la base de datos con la que se desea trabajar. Por lo general, se recomienda duplicarlas para hacer estudios de diversos escenarios, de este modo la base original no sufre modificaciones. Para verificar sobre qué base de datos se está trabajando, en la pestaña izquierda, es decir, en la barra de exploración, se puede ver un resumen de las mismas, si dicha pestaña no aparece entonces mediante la ruta del menú **Mostrar**→ **Barra de Exploración**, quedará activada y visible.

En el Centro de Operación de Redes de Distribución, se trabajan con bases de datos ya fabricadas, pero para mostrar las capacidades del programa se darán las instrucciones necesarias para crear una base de datos nueva.

Para crear una base de datos en la ventana de exploración, bajo la pestaña Bases de Datos, hay que pulsar la palabra que dice: **Nueva Base de Datos**, o por la ruta: **Archivo**→**Base de Datos**→**Crear una nueva base de datos**.



**Figura 2.4. Menú para crear una nueva base de datos.**

Comenzarán una serie de preguntas concernientes a qué tipo de base de datos se quiere crear, ya sea en formato SQL, Oracle o Access, todas estos tipos de bases de datos varían en cuanto al formato, y funcionan bien en el programa no importando cual se elija, lo importante es mantener todas las bases de datos con el mismo tipo de información para poder unirlos en un momento dado.

Una vez creada la base de datos nueva, esta se puede observar en la ventana de exploración. Para asegurar que se está trabajando sobre la base de datos deseada, se deberá observar que en la ventana de exploración aparezca con letras resaltadas (“negritas”). De esta manera se pueden crear bases de datos de diferentes categorías como equipos, redes, redes secundarias, entre otros, de manera que los estudios puedan ser tan generales o particulares como el usuario los necesite.



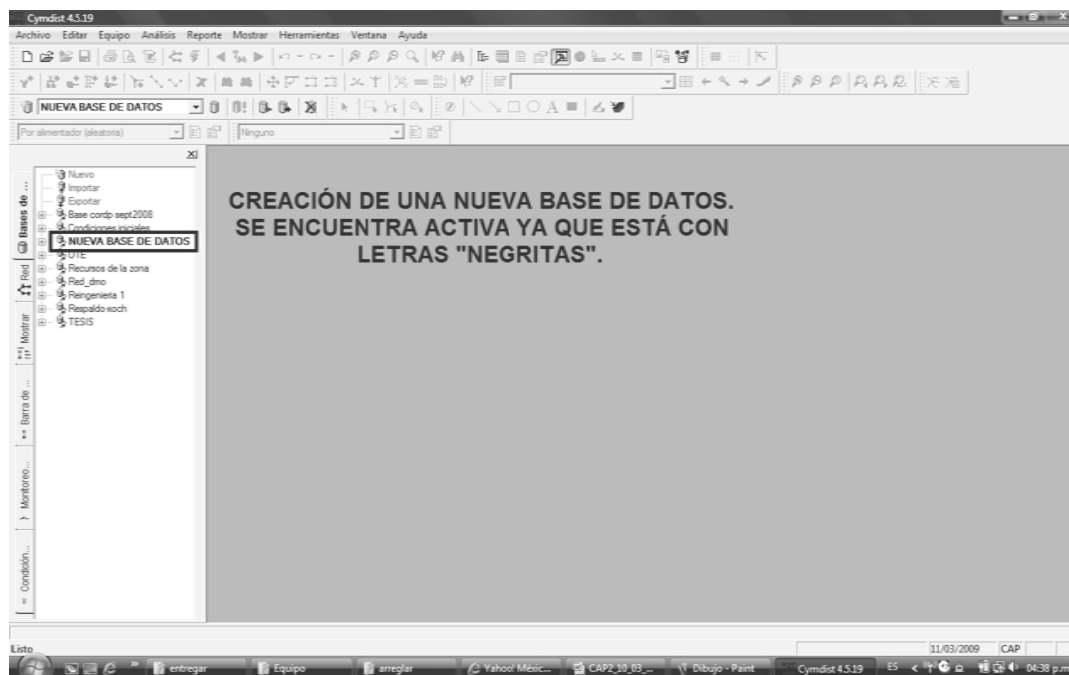


Figura 2.5. Creación de una nueva base de datos.

Una vez seleccionada la base de datos se puede abrir un estudio, esto se puede hacer mediante el botón en la barra de herramientas que muestra una hoja en blanco o mediante la ruta: **Archivo**→**Nuevo**→**Estudio**, lo cual abrirá en la ventana principal una hoja en blanco para que se añadan ahí los elementos necesarios para realizar el estudio; se le puede agregar un mapa en formato de dibujo (.dwg), el cual se posicionará de acuerdo a las coordenadas contenidas; también es posible añadirle elementos de la red de distribución.

Para insertar un mapa se debe utilizar la ruta **Ventana**→**Adjuntar Mapa** y buscar el archivo de dibujo que se desee agregar. Una vez agregado el mapa se verá como lo muestra la figura 2.6.

Ahora se pueden agregar elementos propios de la red de distribución, para agregar una subestación se puede hacer mediante el botón en la barra de herramientas o por la ruta: **Edición**→**Subestación**→**Nueva**, como se muestra en la figura 2.7.

## 2. EL PROGRAMA CYMDIST

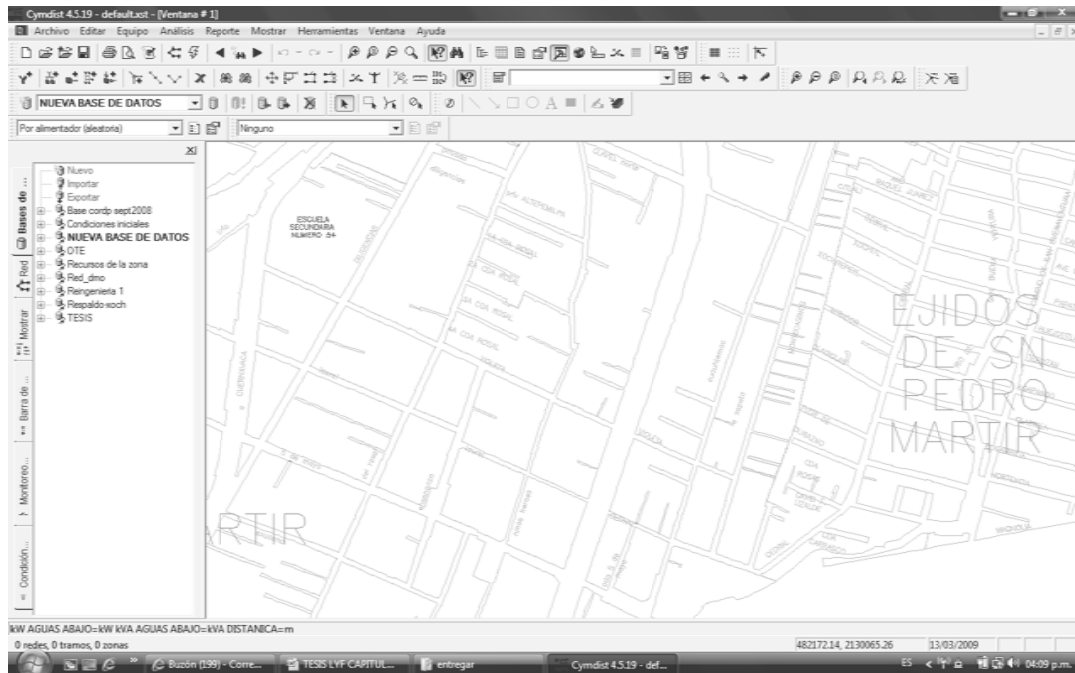


Figura 2.6. Vista general del programa con un mapa adjuntado.

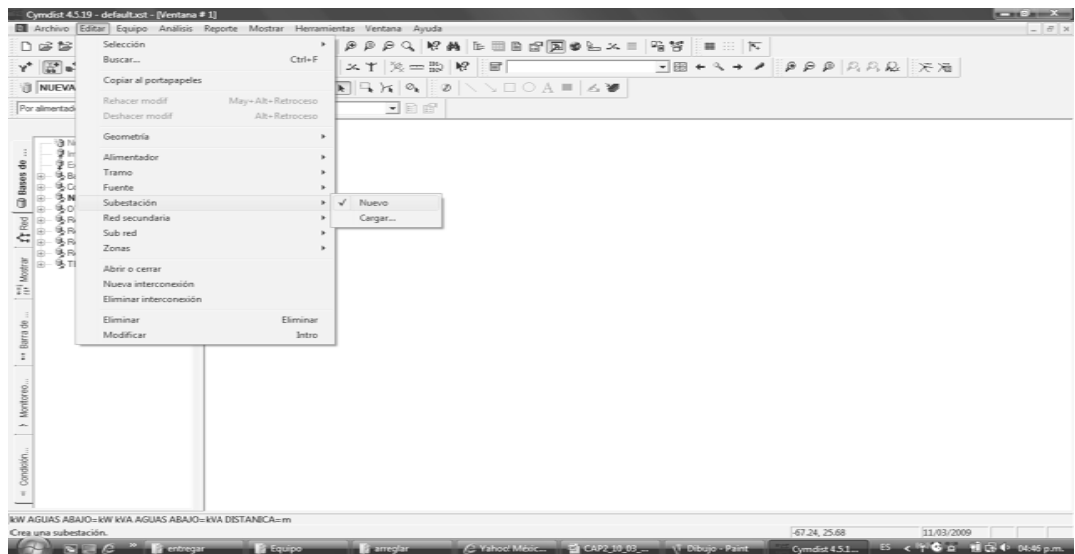
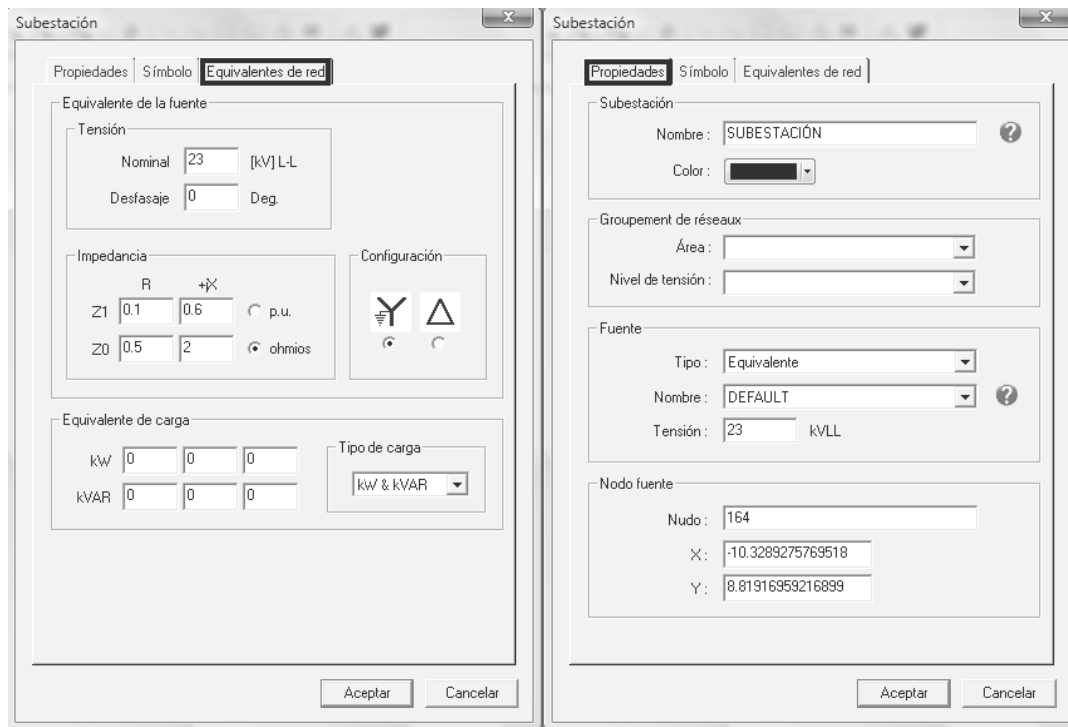


Figura 2.7. Menú para ingresar una nueva subestación.

Hay que posicionar el puntero del ratón en el lugar que se quiera instalar la subestación. Aparecerá un diálogo de propiedades de la subestación donde se pueden modificar diversos parámetros como nombre, color, grupo al que pertenece, nivel de tensión, por mencionar algunos. Una vez que los datos se han introducido se procede a pulsar el botón aceptar para que la subestación

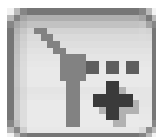
se muestre en la ventana principal. La subestación tendrá una apariencia cuadrada con el color seleccionado. Este recuadro simboliza las fronteras físicas de la subestación, conforme se agreguen elementos a la misma estas dimensiones se modificarán.



**Figura 2.8. Parámetros de la nueva subestación.**

A esta subestación se le pueden agregar elementos como un relevador, un transformador, o un interruptor. La manera de agregar los elementos es muy similar por lo que sólo se explicará como agregar un elemento.

Para agregar un transformador a la subestación se deberá seleccionar el ícono de la subestación y mantenerlo activo y después seleccionar el ícono:



**Figura 2.9. Ícono Agregar tramo.**

Posteriormente se selecciona en la pantalla **Escoger**→**Transformador** para obtener el menú de los parámetros del transformador instalado.

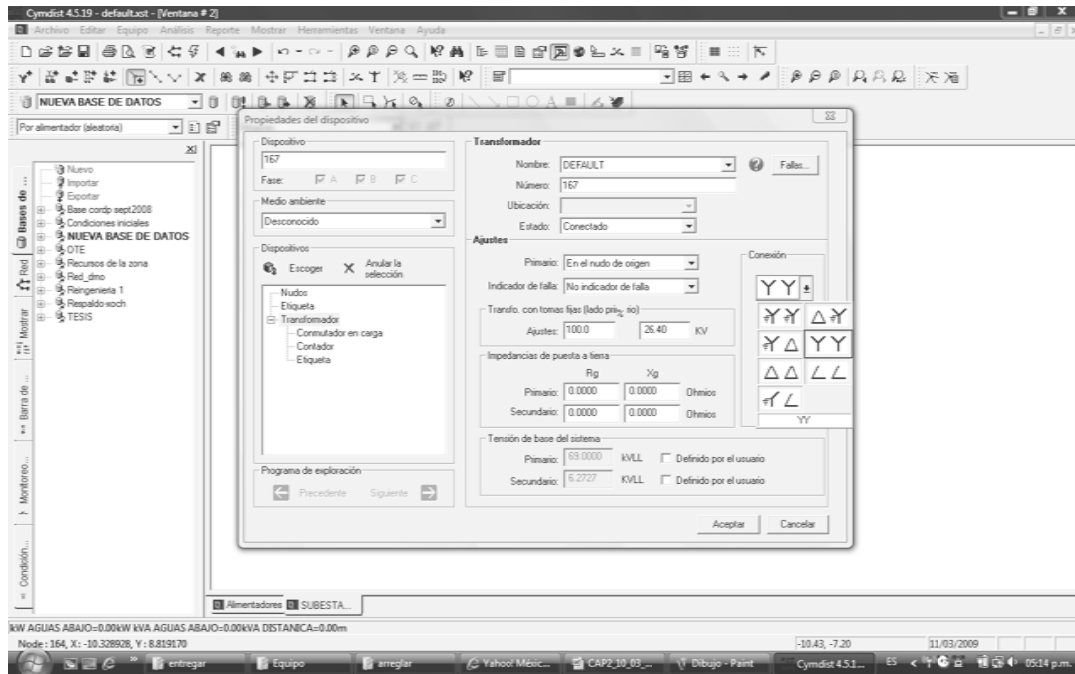


Figura 2.10. Menú de los parámetros del transformador.

Al terminar de agregar el transformador, siguiendo los mismos pasos se puede añadir un relevador y configurarle sus características, o un interruptor y modificarle sus parámetros. Estos elementos son importantes en coordinación de protecciones.

Para añadir un alimentador a la hoja de estudio, se debe pulsar en el botón: **Nuevo Alimentador**, o mediante la ruta: **Edición**→**Alimentador**→**Nuevo**. El puntero del ratón tendrá una leyenda que dice: “+ Alimen.”, lo cual quiere decir agregará éste elemento donde se le pulse. Se coloca en la hoja de la ventana principal y de esta forma se pueden agregar alimentadores nuevos cuyo aspecto se muestra en la figura 2.11.

Una vez agregado el alimentador, se pueden modificar sus parámetros como lo indica la figura 2.12:

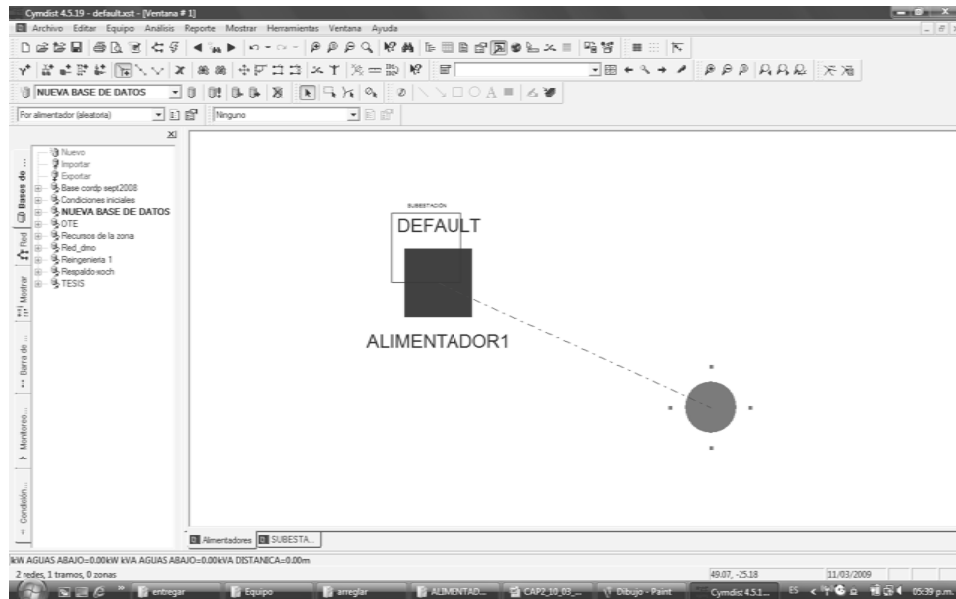


Figura 2.11. Tramo agregado en el alimentador.

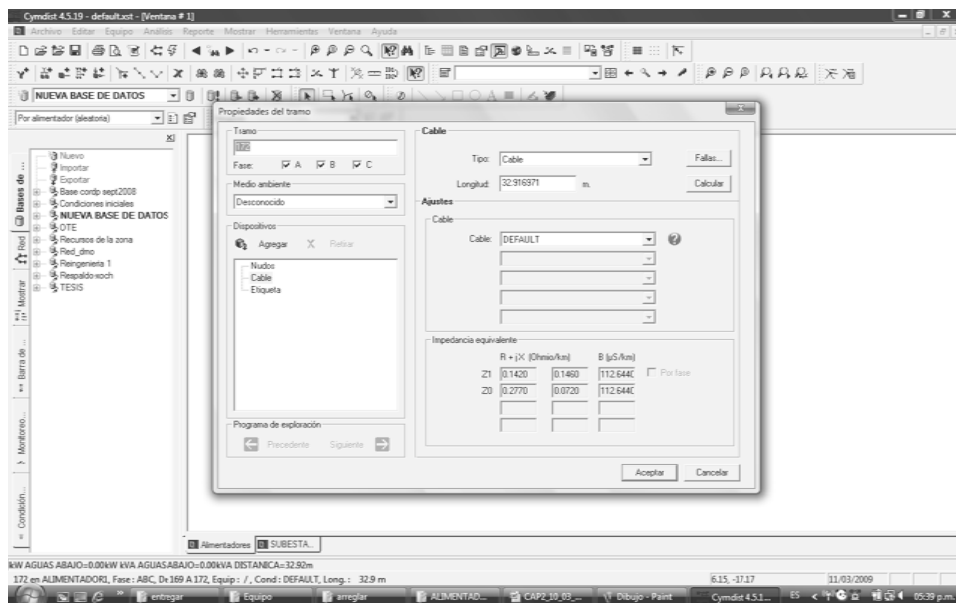


Figura 2.12. Propiedades del tramo agregado.

En esta ventana puede asignársele un nombre al alimentador, un color, agruparlo en una red, y establecer su tensión nominal de operación. El nodo y las coordenadas cambian en el momento que se cambia de posición el alimentador, por lo que es mejor no dar valores en esos puntos y ajustarlo en la hoja de la ventana principal.

Una vez añadido el alimentador hay que agregar tramos de conductores para ir conformando la red eléctrica, para hacerlo se puede pulsar el botón de la barra de herramientas o mediante la ruta: **Edición**→**Tramo**→**Nuevo**, con lo que el puntero del ratón tendrá una leyenda (“+Tramo”) al posicionarlo sobre la hoja de la ventana principal que indica que al pulsar se insertará un tramo de conductor.

Al agregar el tramo se generan nodos. Estos nodos pueden representar postes, de manera que se tenga un control sobre los equipos instalados en la red eléctrica, pero en realidad indican puntos en los que inicia y termina el tramo.

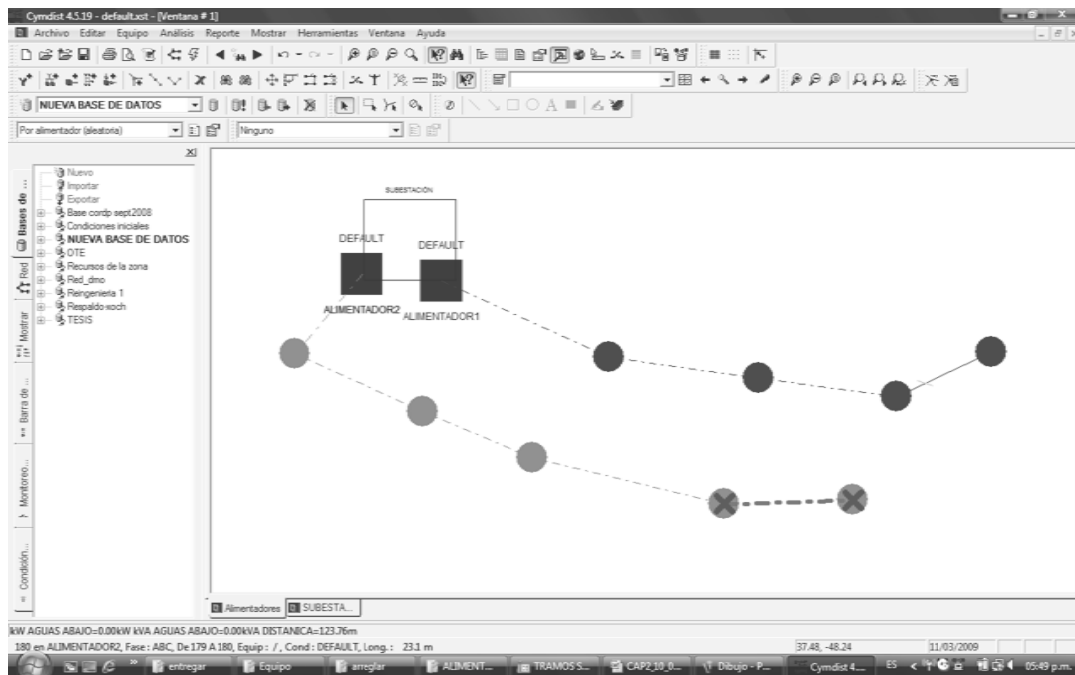


Figura 2.13. Red eléctrica formada por 2 alimentadores.

Los tramos de red podrían prolongarse hasta alcanzar la longitud deseada. A estos se les pueden conectar equipos propios de la red y cargas, como acometidas de clientes o transformadores de distribución.

Para agregar elementos se selecciona el tramo deseado y aparece una ventana de propiedades, misma que tiene un botón para instalar diversos elementos, como un generador, un motor, un regulador de tensión eléctrica, y

son para los analistas de la red de Luz y Fuerza los más importantes: dispositivos de protección, donde se encuentran relevadores, seccionadores, interruptores y cuchillas y se pueden instalar cargas las cuales pueden ser concentradas (como una acometida o un transformador de distribución) o distribuidas, las cuales se reparten a lo largo de una sección de red; para efectos de este trabajo se manejarán únicamente cargas concentradas y equilibradas.

La manera de ir anexando todos los elementos es muy similar de modo que se instalará una carga y se colocará un dispositivo de protección y los demás se pueden incluir en la hoja de estudio siguiendo los mismos pasos.

Para instalar una carga se selecciona el tramo en el que se desea instalar la carga usando para ello el puntero del ratón. Una vez seleccionado el tramo se debe pulsar dos veces el puntero y aparecerá la ventana de: **Propiedades del tramo**. En esa ventana, dentro de la sección de dispositivos, aparece un botón de agregar el cual despliega una ventana de elementos, seleccionando **Carga**→**Carga concentrada** se visualiza la aparición de la carga como elemento agregado. Se procede a seleccionar el elemento para modificar sus parámetros los cuales pueden estar dados en kVA, en kW y factor de potencia o en kVA y factor de potencia.

La carga instalada se muestra en la figura 2.14, misma que aparece representada mediante un triángulo con la base conectada al tramo.

Una vez agregada la carga en ese tramo o en otro se pueden conectar otro elemento como un dispositivo de seguridad. Para ilustrar lo anterior se procede a instalar un restaurador.

Se debe seleccionar el tramo como se vio en la sección anterior y pulsando dos veces con el puntero del ratón para abrir la ventana: **Propiedades del tramo**, en la cual se debe pulsar el botón agregar y del menú hay que seleccionar: **Dispositivos de Protección**→**Reconectador**.

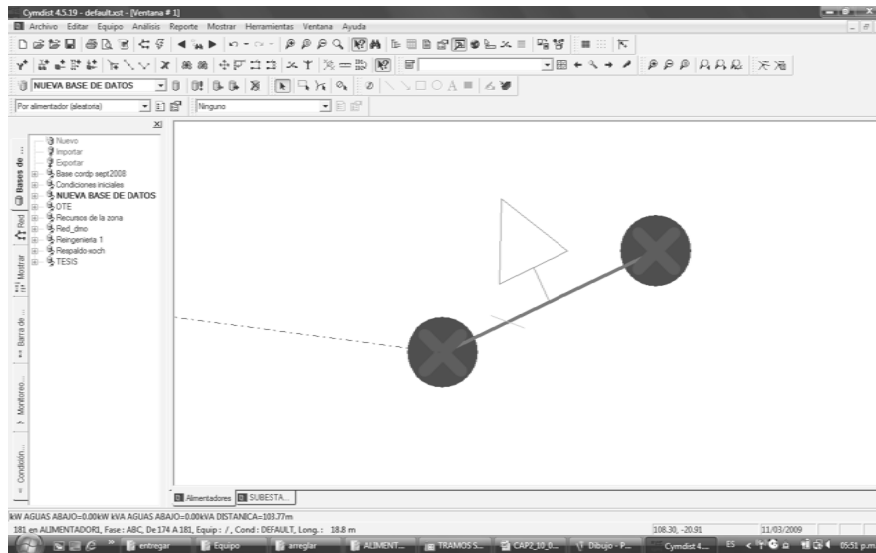


Figura 2.14. Carga concentrada agregada a la red de distribución.

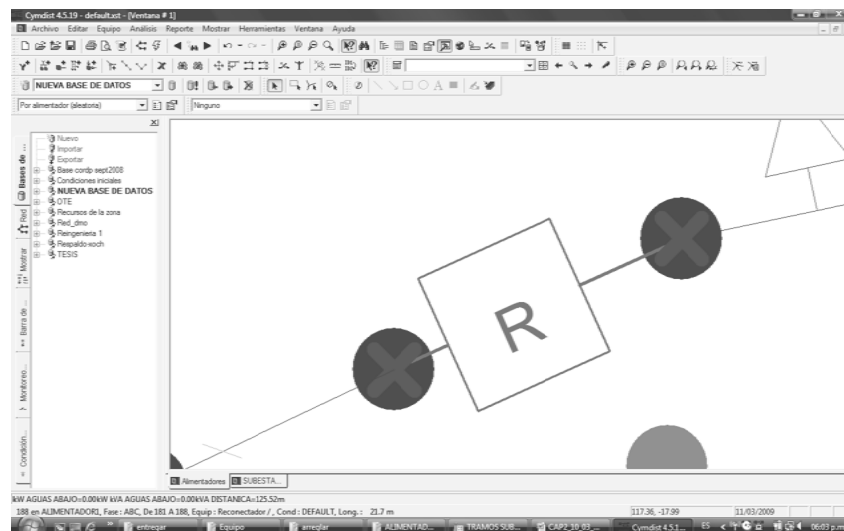


Figura 2.15. Restaurador agregado a la red de distribución.

En la ventana de **Propiedades del tramo** se visualiza, en la sección de elementos instalados, un restaurador al cual se le pueden modificar sus parámetros como se muestra en la figura 2.16.

Finalmente una red puede crecer tanto como se desee, de manera que un alimentador con varios elementos instalados tiene la apariencia mostrada en la figura 2.17.



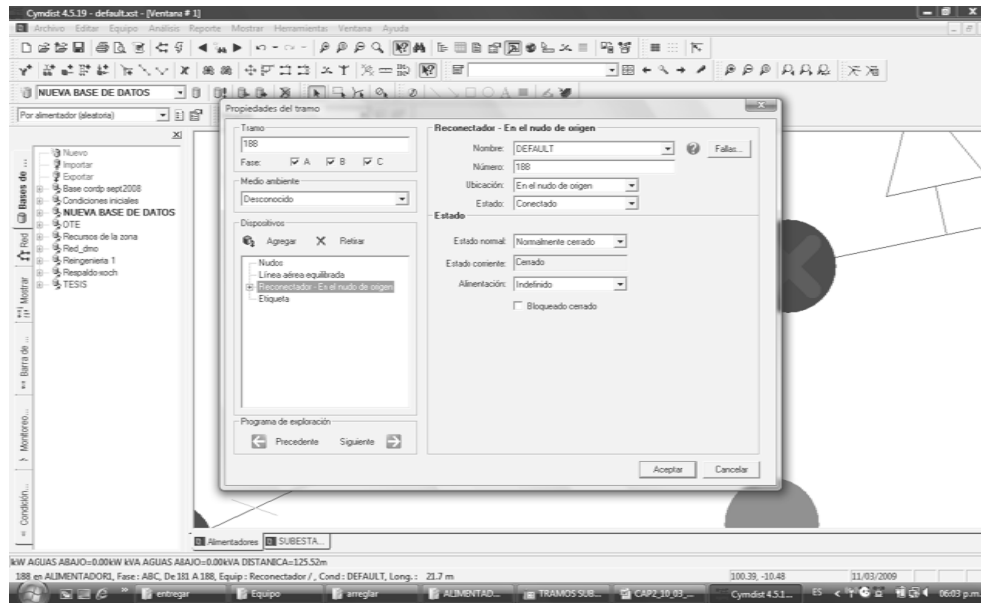


Figura 2.16. Parámetros del Restaurador.

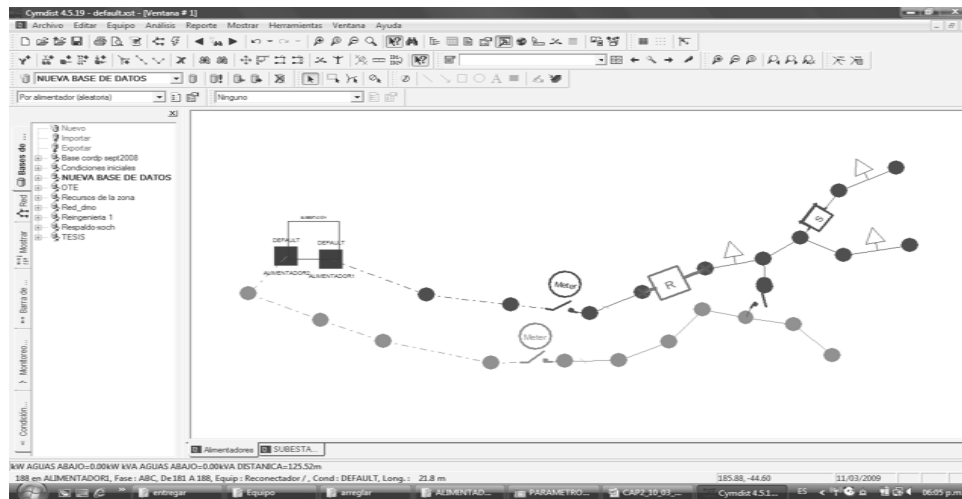


Figura 2.17. Red de distribución compuesta por dos alimentadores.

## 2.2 Sistema de base de datos para la administración de la distribución de Luz y Fuerza del Centro.

Este sistema nace como una iniciativa de la Subdirección de Distribución de Luz y Fuerza del Centro. A mediados de los años noventas, se inició el desarrollo del Sistema de Administración de Distribución (SAD) de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), el cual tiene por objetivo modernizar e integrar en un Reingeniería de alimentadores de distribución pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro.

sólo sistema la ejecución de las principales actividades del proceso de distribución eléctrica.

La base del sistema SAD de LyFC, la constituye la base de datos, integrada por el Sistema de Información Geográfica (SIG, o en inglés GIS), además de bases de datos creadas por los atributos de los componentes de la red eléctrica de distribución de Luz y Fuerza del Centro. El objetivo principal de la base integrada es el de asegurar un control efectivo de la red en cuanto a su actualización, mantenimiento y administración.

### **2.2.1 Necesidades del departamento de Ingeniería de Distribución.**

En general un departamento que tenga como objetivo el mantener en operación una red, deberá además, programar mantenimientos a la misma, monitorear la red en diversos puntos, controlar el flujo de cargas, dar atención pronta y expedita a reportes de usuarios, planear la expansión de la misma, hacer análisis de contingencias y disturbios, por mencionar algunos.

Los operadores de la red de distribución supervisan la red desde un centro de control. Los datos de las subestaciones son recolectados en tiempo real a través de sistemas de adquisición de datos y presentados al operador en una consola, en la cual se despliegan los valores de intensidad de corriente y tensión eléctrica del sistema. A su vez los operadores tienen en un plano, ubicados, los distintos equipos y conductores que conforman la red.

Las cuadrillas de mantenimiento requieren conocer la mayor cantidad de datos topológicos al respecto de las fallas para una pronta atención. Asimismo los analistas requieren hacer estudios sobre las condiciones de la red eléctrica y en su caso mejorarlos o indicar niveles de peligro. Los ingenieros de planeación requieren de información actualizada de la red para poder otorgar factibilidades en el servicio en zonas de alta demanda energética.

Es claro que las partes integrantes de un centro de operación de una red de distribución requieren de información concerniente a la red con sus casos particulares: las cuadrillas requieren información geográfica para ubicar las rutas más cortas y atender las maniobras en un menor tiempo. Los analistas requieren de los parámetros de la red y su conectividad. En planeación es necesario contar además con información geográfica para la localización de obras de expansión del sistema o de reducción del mismo según sea el caso.

En ocasiones particulares se cuentan con herramientas de análisis que utilizan bases de datos con formatos definidos por los programadores por lo que dichos programas, aunque son de gran utilidad, no permiten que la información se comparta, multiplicando así la labor de mantener ésta actualizada. Es necesario entonces, integrar todos los datos en una sola base para un mejor funcionamiento de las herramientas de análisis, del mantenimiento y actualización de la red de distribución.

Es así como nace el concepto de Sistema de Administración de Distribución de Luz y Fuerza del Centro, para ayudar al mantenimiento, soporte y operación de la red de distribución.

### **2.2.2 El Sistema para la Administración de Distribución (SAD) de Luz y Fuerza del Centro (LyFC).**

El principal objetivo de este sistema es soportar todos los procesos relacionados con la distribución, abarcando todas las áreas como son: planeación, operación, diseño, construcción, puesta en servicio y mantenimiento de la red eléctrica.

La Base de Datos del SAD de LyFC permite consultar y tener toda la información geográfica y de componentes del sistema eléctrico. De la parte geográfica y gráfica se encargan los Sistemas de Información Geográfica. Las bases de datos se soportan en una gran plataforma *ORACLE* con capacidad

para manejar bases de datos de otros tipos como *SQL* o *MICROSOFT ACCESS*.

Las áreas que impactan directa o indirectamente a la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro son:

- **Operación y Distribución:** reciben quejas de usuarios, asignan órdenes de trabajos, otorgan licencias de modificación a la red, restablecen el servicio en caso de disturbio, analizan la red eléctrica, controlan los niveles adecuados de carga y tensión en la red y dan instrucciones de maniobras a cuadrillas.
- **Planeación:** estudian el crecimiento de la carga a corto, mediano y largo plazo, hacen pronósticos de demandas y evalúan los factores del crecimiento de carga.
- **Ingeniería:** realizan cálculos de flujos de carga, desbalance entre fases, cálculo de corto circuito, reconfiguración de alimentadores y colocaciones de capacitores. También se encargan de realizar la coordinación de las protecciones.
- **Proyectos:** encargados de atender nuevos servicios, y de analizar y ejecutar la ampliación de la red de distribución.
- **Comercial:** mediciones remotas, análisis de pérdidas por fallas técnicas y por fallas no técnicas, como son errores administrativos o usuarios ilícitos.

Operativamente la base de datos del SAD proporciona un modelo de red de distribución único el cual permite la unificación de criterios y procedimientos tanto de diseño como de construcción, mantenimiento y operación de la red. De esta forma existe una reducción en los tiempos de ejecución por departamento lo que se traduce en menores costos de operación de la red de distribución. Una reducción en los índices TIU repercute en ganancias para la empresa ya que una hora que no se suministre energía eléctrica es una hora que no se vendió energía eléctrica.

### 2.2.3 La Base de Datos del SAD de LyFC.

La información contenida en esta Base de Datos comprende:

- Información cartográfica del área de influencia de Luz y Fuerza del Centro.
- Red de explotación, con información concerniente a las instalaciones y componentes que conforman la red de distribución en operación así como características técnicas de la misma.
- Red en desarrollo, con información de equipo que aún no está en servicio.
- Red planificada, con información de redes a corto, mediano y largo plazo.
- Red en construcción, con información de redes que se encuentran en obras.

Es importante que el área encargada de mantener la integridad de la información en la base de datos lo realice continuamente. Este punto tiene sus complicaciones debido a que los centros de operación de redes de distribución operan por zonas, haciendo difícil la actualización constante de la base de datos. Cada departamento deberá reportar en un formato específico las modificaciones que tuvo la red de distribución de mediana tensión para su actualización pronta y expedita. De esa manera se cuentan con un modelo de red de distribución en tiempo real.

### 2.3 Características de la carga

#### 2.3.1 Clasificación de las cargas eléctricas.

Las cargas eléctricas se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios, tomando como base el libro "Sistemas de Distribución" del Ing. Roberto Espinosa y Lara, las cargas caerían dentro de dos categorías principales: localización geográfica o utilización.

Localización Geográfica: los criterios son la densidad poblacional o el nivel socioeconómico de la población. De máxima densidad a mínima densidad poblacional una clasificación sería:

- Zona urbana central.
- Zona urbana.
- Zona semiurbana.
- Zona rural.

Tipo de utilización de la energía: se puede clasificar a la carga por usuarios como:

- Residenciales.
- Alumbrado público.
- Centros comerciales.
- Industriales.
- Hospitales.

Para los operadores de la red de distribución en Luz y Fuerza las cargas se clasifican por colores los cuales significan un tipo predominante de carga:

- Blancas: Cargas de suma importancia (Hospitales, bomberos, primer cuadro de la ciudad, fábricas de proceso continuo).
- Azules: Cargas industriales predominantes.
- Amarillas: Cargas residenciales predominantes.<sup>9</sup>

La utilización de la energía eléctrica por los usuarios de Luz y Fuerza del Centro tiene un costo el cual es remunerable mediante una tarifa de energía eléctrica. Para el caso de baja tensión (servicios conectados de hasta 1 [kV]) lo que impacta directamente a la red de distribución son los transformadores de 23 [kV] a 220 [V], los cuales están conectados en configuración delta estrella. Las capacidades nominales de los transformadores de distribución son: 30, 45, 75, 112.5 y 150 [kVA].

---

<sup>9</sup> Reglamento de Operación de Luz y Fuerza del Centro.

Las tarifas de energía eléctrica para usuarios de mediana tensión (la cual comprende tensiones de 6, 13.2 y 23 [kV]) se dividen en:

**1. Tarifa 9-M.-** Servicio para bombeo de agua para riego en media tensión. Un usuario en esta tarifa está obligado a reportar como mínimo un 60% de la carga total instalada, y ésta no puede ser menor que el motor de mayor capacidad conectado. La energía se mide en baja tensión.

**2. Tarifa O-M.-** Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 [kW]. Un usuario en esta tarifa está obligado a reportar como mínimo un 60% de la carga total instalada, y ésta no puede ser menor que el motor de mayor capacidad conectado. En caso de que la carga al 60% exceda la capacidad de la subestación del usuario, únicamente se considerará como carga contratada el 90% del valor de la capacidad de la subestación. A esta tarifa se le puede aplicar un cargo por bajo factor de potencia o una bonificación si está dentro del rango [0.9 a 1.0]. La bonificación puede ser hasta del 12.5% sobre el total del recibo, y la penalidad hasta del 100% del total del recibo. Existe además un cargo por demanda máxima. La energía se mide en baja tensión.

**3. Tarifa H-M.-** Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 [kW] o más. Un usuario en esta tarifa está obligado a reportar como mínimo un 60% de la carga total instalada, y ésta no puede ser menor que el motor de mayor capacidad conectado. En caso de que la carga al 60% exceda la capacidad de la subestación del usuario, únicamente se considerará como carga contratada el 90% del valor de la capacidad de la subestación. A esta tarifa se le puede aplicar un cargo por bajo factor de potencia o una bonificación si está dentro del rango [0.9 a 1.0]. La bonificación puede ser hasta del 12.5% sobre el total del recibo, y la penalidad hasta del 100% del total del recibo. Existe además un cargo por demanda máxima. Las tarifas dependen del horario habiendo tres intervalos llamados: base, intermedio y punta. El equipo de medición opera en media tensión.

**4. Tarifa HM-R.-** Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión. Esta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para falla y mantenimiento a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de 500 [kW] o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio. Son tarifas para usuarios que requieren utilizar una línea de respaldo, de manera que la tarifa que cubren es una cuota mínima, más la utilización del servicio en caso de que ocurra.

**5. Tarifa HM-RM.-** Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión. Ésta tarifa se aplicará para el servicio de respaldo para mantenimiento programado, dentro del periodo establecido en este Acuerdo a productores externos, suministrado en media tensión, con una demanda de al menos 500 [kW], y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio. La demanda facturable para el mes correspondiente se obtendrá como la suma de:

- a) El veinte por ciento de la adición de las demandas máximas medidas durante los primeros treinta y cinco días del período de mantenimiento programado.
- b) En su caso, la suma de las demandas máximas medidas durante los días en que se sobrepasen los primeros treinta y cinco días del período de mantenimiento programado.
- c) El ochenta por ciento de la suma de los excedentes de demanda diarios durante los primeros treinta y cinco días.
- d) La suma de los excedentes de demanda diarios durante los días en que se sobrepasen los primeros treinta y cinco días del período de mantenimiento programado.

Se entenderá por excedente de demanda diario la diferencia entre:

- 1) La demanda máxima medida durante el día.
- 2) La demanda reservada.



El excedente de demanda diario será igual a cero cuando la demanda máxima medida durante el día sea menor que la demanda reservada.<sup>10</sup>

### 2.3.2 Principales parámetros de la carga.

Los principales parámetros que permiten medir las cargas en términos de su impacto a la red de distribución son: potencia eléctrica, la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica. Existen diversos factores que afectan a la red de distribución como la distorsión armónica o los disturbios, y una clara consecuencia de la distorsión armónica es que hoy día no se pueden utilizar capacitores para la corrección del factor de potencia en los casos que la distorsión armónica sea considerable ya que el atraso o adelanto que pudieran producir en la mayoría de los casos empeoraría el circuito, dado que su estudio es particular y extenso, razón por la cual escapa a los objetivos del presente trabajo.

#### Potencia Eléctrica.

Es la razón a la cual el trabajo se efectúa en un alimentador o circuito eléctrico; la unidad que por lo regular se utiliza es el vatio [W] o kilovatio [kW]. El término de potencia instantánea es de interés para conocer la naturaleza de la transferencia de energía, es un valor dependiente del tiempo, en los casos de circuitos en estado estable, y dado que la fuente de excitación es periódica, es conveniente hablar de potencia promedio. La potencia promedio está dada por la expresión:

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} p(\omega t) d(\omega t) = VI \cos \theta = I^2 R \quad [2.1]$$

Esta ecuación aplicada a un circuito trifásico, utilizando condiciones balanceadas en la carga y recordando que:

---

<sup>10</sup> Fuente: Portal de Luz y Fuerza del Centro, <http://www.lfc.gob.mx/consumoDom>, MARZO 2009.

$$V_{\phi} = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = V_{an} = V_{bn} = V_{cn}$$

$$I_{\phi} = I_L = I_a = I_b = I_c$$

$$\theta = \theta_a = \theta_b = \theta_c$$

$$P_T = 3V_{\phi}I_{\phi} \cos \theta = \sqrt{3}V_L I_L \cos \theta \quad [2.2]$$

### Demanda.

La demanda de una instalación, sistema o equipo es la carga promedio que recibe en un intervalo de tiempo, por tanto la demanda puede ser dada en kilovatios [kW], kiloVars [KVA.], kilovoltamperes [kVA] o amperes [A]. La pregunta que surge inmediato después de volver a leer esta definición y la anterior es: ¿cuál es la diferencia entre potencia y demanda? La potencia está determinada por el equipo, es decir, un motor de 1500 [kW], y la demanda es la cantidad de energía que toma de la red, pudiera ser que en un momento dado se quieren conectar 50 [kW] a un transformador de 30 [kVA], aunque la potencia de la carga sean 50 [kW] únicamente se demandarán a lo mucho 30 [kW], en caso de cargas con factor de potencia unitario.

El factor de potencia es la relación entre la potencia real y la potencia aparente.

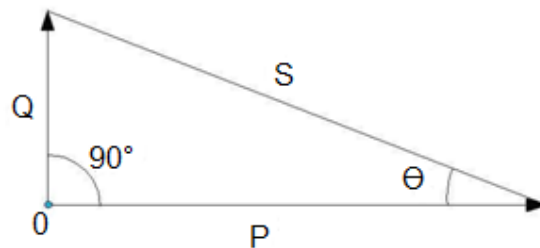


Figura 2.18. Triángulo de Potencias.

$$\text{factor de potencia} = \cos \theta = \frac{P}{S} \quad [2.3]$$

Si se desean sumar las potencias de diferentes cargas, se deberá sumar primero el total de la potencia real y el total de la potencia reactiva, para finalmente obtener la magnitud y el ángulo de la potencia aparente como lo muestra la tabla 2.1.

Aparato	Potencia Real [W]	Potencia Reactiva [VAR]	Potencia Aparente [VA]	Factor de Potencia F.P.
Equipo 1	200	180	269,07	0,74
Equipo 2	1000	900	1345,36	0,74
Equipo 3	1800	750	1950,00	0,92
<b>TOTAL</b>	<b>3000</b>	<b>1830</b>	<b>3564,43</b>	<b>0,84</b>

**Tabla 2.1. Ejemplo de sumas de potencia. No se deben sumar las potencias aparentes ni el factor de potencia.**

### **Energía Eléctrica.**

Cuando se introduce el tiempo: representa la cantidad de trabajo o energía total que se efectúa durante un determinado periodo de tiempo [kWh].

Por ejemplo, una carga constante de 550 [W] si está todo el día conectada, su consumo de energía es en los siguientes intervalos de tiempo:

En una hora: **550 [W] X 1 hora = 550 [Wh]**

En un día: **550 [W] X 24 horas = 13200 [Wh] = 13.2 [kWh]**

En un año: **550 [W] X 8,760 horas = 4418000 [Wh] = 441.8 [kWh]**

### **Carga Conectada.**

La carga conectada es la suma de los valores nominales de todas las cargas

de los consumidores que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir la demanda máxima.

### **Factor de Carga (FC).**

Es la relación entre la demanda promedio en un periodo de tiempo y la demanda máxima que ocurre en este período de tiempo.

$$F.C. = \frac{\text{Carga promedio en un intervalo de tiempo } T}{\text{Carga pico en el intervalo de tiempo } T} \quad [2.4]$$

$$F.C._{anual} = \frac{\text{Total de energía anual}}{\text{Carga pico anual} * 8760} \quad [2.5]$$

Cuando se desea comparar diversos factores de carga característicos, estos deben realizarse en el mismo intervalo de tiempo. El factor de carga siempre será menor o igual a uno. Una carga constante durante un período tendrá un factor de carga de 1.0, ya que la carga promedio y el pico son iguales.

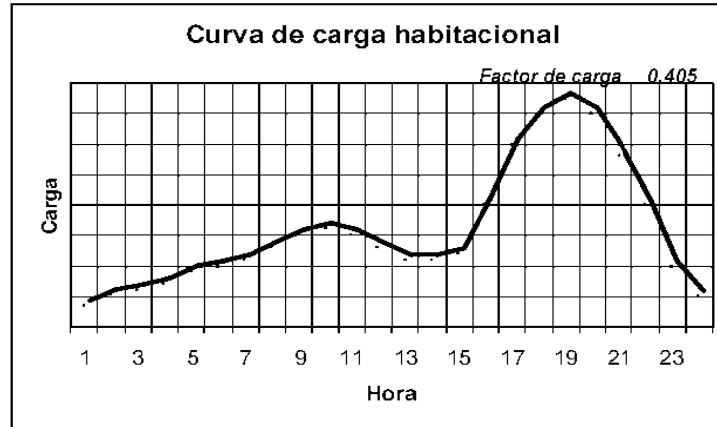
El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante un período de tiempo. El factor de carga de un alimentador de distribución va a depender del tipo de usuarios conectados a él.

Se pueden apreciar distintos tipos de cargas en las gráficas 2.1, 2.2 y 2.3.

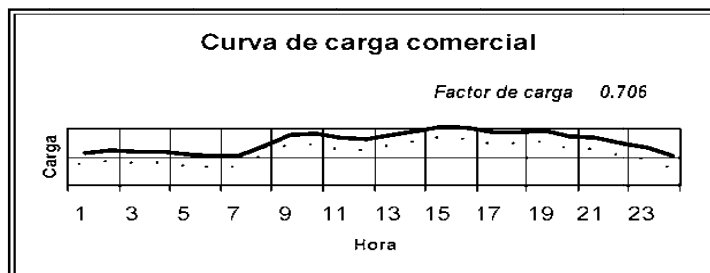
### **Demanda Máxima no coincidente y Demanda Diversificada.**

El análisis de un alimentador se debe realizar a demanda máxima, por ser las condiciones más severas de carga y caída de tensión que se puede esperar en un alimentador. Esta demanda máxima del alimentador es menor a la suma de demanda máxima del conjunto de cada una de las cargas conectadas al alimentador, porque no todas las cargas conectadas tienen a la misma hora la demanda máxima.

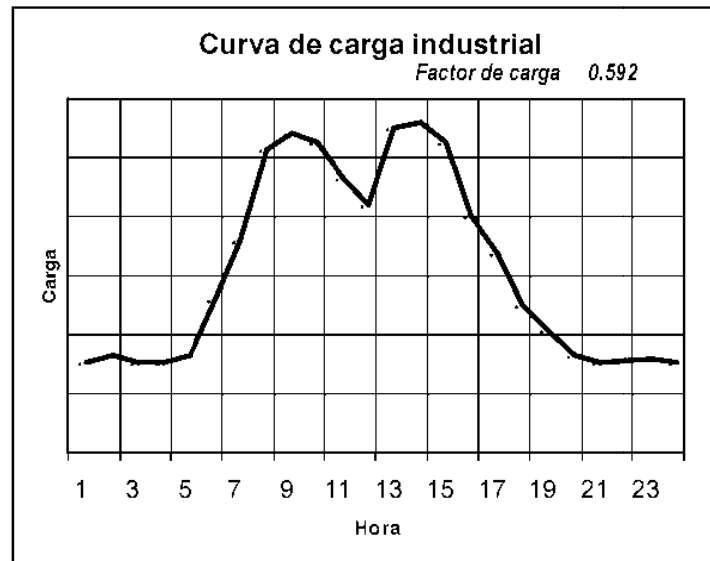
Se define la demanda máxima no coincidente de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas.



Gráfica 2.1. Curva típica diaria para carga habitacional.



Gráfica 2.2. Curva típica diaria para carga comercial.



Gráfica 2.3. Curva típica diaria para carga industrial.

La demanda máxima diversificada es la relación entre las sumatorias de las demanda individuales del conjunto en un tiempo ( $t_a$ ) entre el número de cargas. La demanda máxima diversificada es la relación de la suma de las demandas individuales del conjunto cuando se presente la demanda máxima del mismo y el número de cargas, por tanto la demanda máxima diversificada es la que se obtiene para la demanda máxima del conjunto.

$$D_{mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i\ t_a}}{n} \quad [2.6a]$$

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i\ t_a}}{n} \quad [2.6b]$$

Donde:

$D_{mnc}$ : Demanda máxima no coincidente.

$D_{div}$ : Demanda diversificada.

$D_{i\ t_a}$ : Demanda de cada carga en el instante de tiempo  $t_a$ .

### Factor de Diversidad.

La diversidad entre las cargas máximas se mide por el factor de diversidad ( $F_{div}$ ), que es la relación entre la suma de demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas, por tanto siempre es igual o mayor a uno, se expresa matemáticamente como:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{max}} \quad [2.7]$$

Donde:

$D_{mi}$ : Demanda máxima individual.

$D_{max}$ : Demanda máxima del grupo.

### Factor de coincidencia.

El factor de coincidencia ( $F_{coind}$ ) es el inverso del factor de diversidad, por lo

que siempre es menor que uno. Por tanto el factor de coincidencia es el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo de cargas que es coincidente en el momento de la demanda máxima del grupo, o bien se puede decir que es la contribución de cada carga individualmente, en por ciento de su demanda, para la demanda total combinada.

### **Factor de utilización (sistema o carga).**

El factor de utilización es la relación entre su demanda máxima en un intervalo y la capacidad nominal del sistema. El factor de utilización indica qué porcentaje de la capacidad instalada se está utilizando de un sistema, subestación, de un alimentador o bien de un transformador de distribución.

### **Factor de Contribución.**

El factor de contribución de una carga del conjunto se define como la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de dicha carga, es decir, la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto.

### **Factor de Pérdidas ( $F_p$ ).**

Para un sistema el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado. En muchas ocasiones el cálculo del factor de pérdidas de un sistema es difícil porque el factor de potencia de las cargas varía considerablemente. Para simplificar este cálculo existen algunas relaciones empíricas que se han establecido y dependen del sistema en estudio, la que se utiliza en México por Luz y Fuerza del Centro es la ecuación establecida en el sistema norteamericano por F. H. Buller y P. A. Wodrow:

$$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2 \quad [2.8]$$

### **2.4 Análisis de flujos de carga.**

El desempeño y calidad de servicio de un sistema de distribución, son medidos en términos del número de interrupciones y en el nivel de tensión que se debe de mantener dentro de límites apropiados de acuerdo al tipo de servicio.

Debido a consideraciones económicas, la compañía suministradora no puede proveer a cada uno de los consumidores un nivel de tensión constante que coincida con el de los equipos del cliente; por lo que las compañías buscan permanecer dentro de un rango de variación del mismo.

En general, las sobretensiones reducen la vida de los aparatos eléctricos y provoca fallas prematuras en éstos, por el otro lado, las bajas tensiones eléctricas provocan niveles de iluminación insuficientes, dificultades en el arranque de motores y sobrecalentamiento de estos. Afortunadamente la mayoría de los equipos operan satisfactoriamente dentro de un rango de voltaje por lo que el uso de tolerancias y rangos es razonable.

El análisis de flujos de carga en un sistema de distribución primario es de gran importancia, ya que permite conocer el funcionamiento del sistema bajo ciertas condiciones de carga en un período de tiempo, y por lo tanto, se pueden determinar las condiciones cada una de las componentes eléctricas del circuito o alimentador de distribución.

Los estudios de flujos de carga son utilizados para el análisis de planeación, operación y control de los sistemas de distribución; con un estudio de flujos de carga se puede determinar lo siguiente:

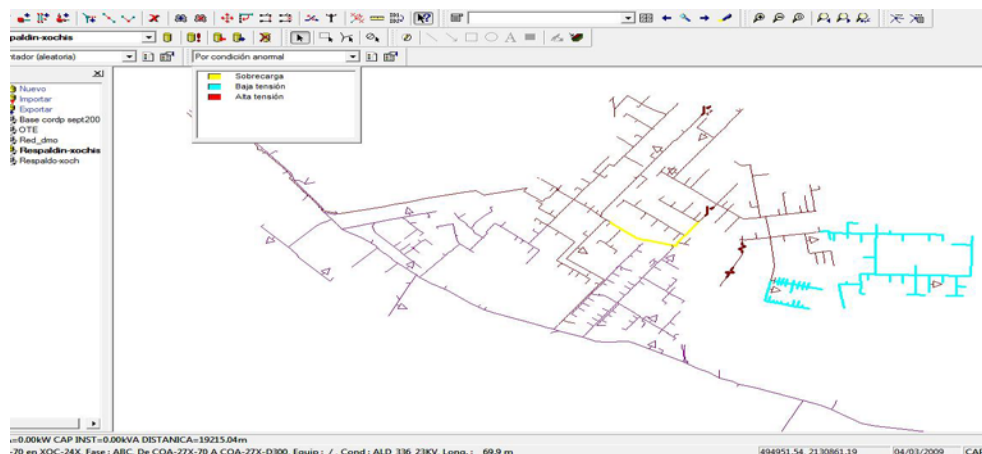
- Para cada sección de línea que conforma un alimentador de distribución se puede conocer que secciones de línea están sobrecargados, al conocer la cantidad de corriente que está circulando por cada sección de línea.



- También se determinan la caída de tensión y regulación de tensión en cada nodo de un alimentador, el cual puede corresponder a la ubicación geográfica de un transformador de distribución. En México regularmente se utiliza un 5% de regulación de tensión máximo en sistemas de distribución primaria, aunque puede seleccionarse cualquier otro criterio.
- Además, el estudio de flujos proporciona información del flujo de potencia activa y reactiva en las secciones de líneas y de ahí es posible determinar la pérdida de potencia y energía de un alimentador.

En caso de que el sistema no cumpla con los requerimientos eléctricos especificados, se realizan acciones correctivas. Por ejemplo:

- Se puede analizar el cambio de conductores para lograr la optimización de los mismos.
- Si el nivel de tensión eléctrica rebasa el límite máximo de regulación, puede procederse a la instalación de reguladores en nodos estratégicos, ajustándolo a los límites permitidos.
- Si fuera necesario ajustar el factor de potencia a un valor deseado, se determinan los [kVAR] necesarios para mejorarlo utilizando bancos de capacitores, además, estos se pueden colocar óptimamente para reducir al máximo las pérdidas de energía producidas por las corrientes reactivas.



**Figura 2.19. Corrida de flujos de cargas mostrando condiciones anormales.**

En resumen, un estudio de flujos de cargas consiste en determinar las condiciones eléctricas de la red, enlistadas a continuación y ejemplificadas en las figuras siguientes. En el análisis se considera todo el alimentador en un sistema trifásico y las cargas conectadas a este se encuentran balanceadas, lo cual permite analizar solamente la componente de secuencia (+) del sistema.

### 2.4.1 Método de la matriz de impedancias nodos – trayectoria.

El algoritmo desarrollado en este método es sencillo, rápido y de fácil implementación computacional, adaptándose muy bien a las características de los sistemas de distribución radiales.

La matriz de incidencias nodos-trayectoria  $K(i, j)$  proporciona información de la manera en que se encuentra interconectado un alimentador, de tal forma que en ella se pueden encontrar las trayectorias que se deben seguir para llegar desde un nodo hasta la subestación.

Como su nombre lo indica la matriz está formada por nodos y trayectorias, donde las filas corresponden a los nodos y las columnas a las trayectorias. Una trayectoria " $i$ ", se define como el conjunto de nodos (incluyendo el nodo  $i$ ) por los que se tiene que pasar al hacer un recorrido partiendo del nodo " $j$ " hasta la subestación, por tanto el número de trayectorias es igual al número de nodos, lo que implica que la matriz de incidencia sea una matriz cuadrada (igual número de columnas y filas).

Los elementos que componen la matriz de incidencias nodos-trayectoria  $K(i, j)$  se pueden definir matemáticamente como:

$k(i, j) = 1$  donde: Si el nodo  $j$  forma parte de la trayectoria que va desde el nodo  $j$  hasta la subestación.

$k(i, j) = 0$  donde: Si el nodo  $j$  no forma parte de la trayectoria que va desde el nodo  $j$  hasta la subestación.

Para:  $i = 1$ , hasta  $N$ ;  $j = 1$ , hasta  $N$ . Donde  $N$  es el número total de nodos del alimentador.

La formación de esta matriz se realiza con la ayuda de los nodos de envío  $[NODO J(i)]$  y recepción  $[NODO I(i)]$ , por medio de los cuales se pueden conocer las interconexiones del sistema.

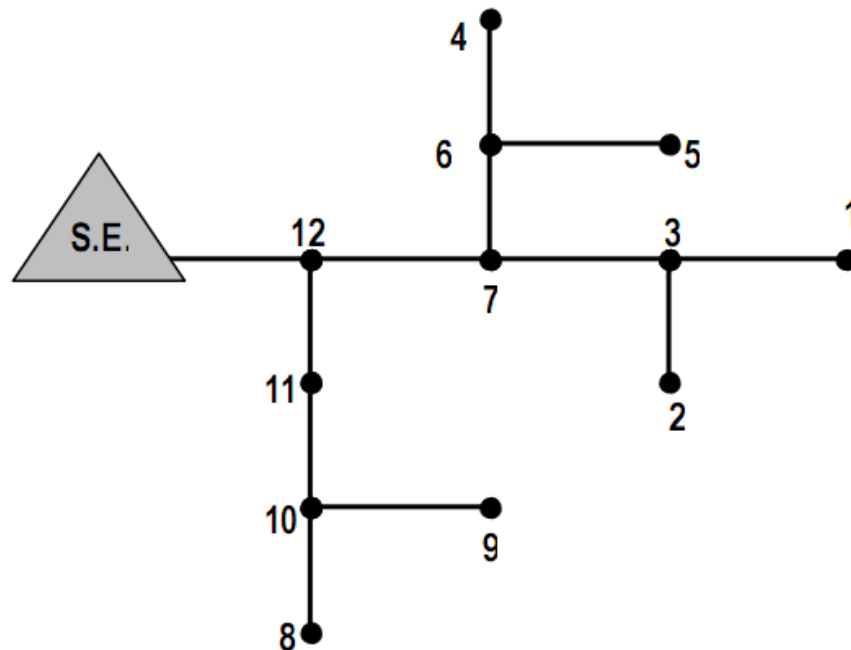


Figura 2.20. Representación unifilar de un sistema de distribución radial de 12 nodos.

La matriz de incidencias que se obtiene para los alimentadores radiales es simétrica, y por tal motivo solo se utiliza la matriz triangular superior de esta.

Lo primero que se realiza es la construcción de la matriz de incidencias nodos-trayectoria, la cual contiene información de cómo está interconectado el alimentador. Posteriormente la matriz se utiliza primero para el cálculo de las corrientes de línea y posteriormente para determinar los valores de tensión eléctrica de cada nodo.

El método de la matriz de nodos – impedancias es iterativo. Una vez realizadas las ecuaciones a describir, se verifica una condición de error, de manera que si este es mayor a una tolerancia se realiza una nueva iteración.

		NODOS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
TRAYECTORIAS	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	2		1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	3			1	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	4				1	0	1	1	0	0	0	0	1
	5					1	1	1	0	0	0	0	1
	6						1	1	0	0	0	0	1
	7							1	0	0	0	0	1
	8								1	0	1	1	1
	9									1	1	1	1
	10										1	1	1
	11											1	1
	12												1

Tabla 2.2. Matriz de incidencia del diagrama unifilar de la figura 2.20.

La suma de potencias complejas de carga en cada nodo está dada por la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N S(i) = V(i) IC(i)^* \quad [2.9]$$

Donde:

$V(i)$ : Tensión eléctrica en cada nodo

$IC(i)$ : Inyección de corriente debido a la carga conectada en cada nodo

La corriente que circula en cada sección de línea se puede obtener mediante:

$$\sum_{i=1}^N IL(i) = \sum_{i=1}^N K(i,j)^t IC(i) \quad [2.10]$$

Donde:

$IL(i)$ : Corriente de línea

$IC(i)$ : Corriente de carga

$K(i,j)^t$ : Transpuesta de la matriz de incidencia

Por otro lado los valores de tensión eléctrica de cada nodo se calculan utilizando la matriz de incidencias directamente de la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^N V(i) = ESM - \sum_{i=1}^N (i,j) CV(i) \quad [2.11]$$

Donde:

$V(i)$ : Tensión eléctrica del nodo

$CV(i)$ : Caída de tensión de la sección de la línea "i"

$ESM$ : Nivel de tensión de la subestación

$K(i,j)$ : matriz de incidencias

Este método requiere que la numeración del alimentador guarde un orden, por lo tanto la numeración debe iniciar en el nodo más alejado del sistema, y se va representando la incidencia de los nodos, de tal forma que los nodos cuyas ramificaciones incidan en un nodo tengan un número menor.

Se presenta el algoritmo del ciclo iterativo principal de esta metodología:

- a. Lectura de datos de condiciones iniciales del alimentador:
  - Número total de nodos.
  - Tensión eléctrica de la subestación (magnitud y ángulo).
  - Nodo de envío y recepción.
  - Resistencias y Reactancias de cada sección de línea del alimentador.
  - Cargas en cada nodo del alimentador.
- b. Formación de la Matriz de incidencias  $K(i,j)$ , utilizando los vectores de conectividad, nodo de envío y recepción.
- c. Cálculo de la corriente de carga en cada nodo por medio de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N IC(i) = \frac{S(i)}{V(i)} \quad [2.12]$$

- d. Cálculo de las corrientes de línea utilizando la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N IL(i) = \sum_{i=1}^N K(i,j)^t IC(i) \quad [2.13]$$

- e. Cálculo de las caídas de tensión por medio de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N CV(i) = Z(i)IL(i) \quad [2.14]$$

f. Cálculo de los nuevos niveles de tensión en cada nodo utilizando:

$$\sum_{i=1}^N V(i) = ESM - \sum_{i=1}^N (i,j) CV(i) \quad [2.15]$$

g. Cálculo del error generado de tensión eléctrica con respecto a la iteración anterior.

$$ERROR = V_i - V_{i-1} \quad [2.16]$$

h. Prueba de convergencia, y si algún valor no satisface con la tolerancia se inicia el ciclo iterativo desde el inciso c.

i. Cálculo de las pérdidas de potencia real y reactiva en las líneas totales de alimentador.

j. Impresión de resultados del estudio de flujos de carga.

**Datos del alimentador:**

- Nodo de envío y recepción.
- Resistencia y reactancia de cada segmento de línea del alimentador.
- Cargas de cada nodo del alimentador, kW y kVAR.

**Resultados del estudio de flujos:**

- Voltaje de cada nodo.
- Corriente de carga en amperes.
- Caída de tensión en voltios.
- Corriente de línea.
- Pérdidas de potencia real y reactiva en cada segmento de línea y las totales del alimentador.
- Número total de iteraciones realizadas para la convergencia.

Dentro de las características que presenta el método “Matriz de Incidencias” es importante mencionar, que se obtienen tiempos de convergencia aceptables para sistemas pequeños, en cambio si se analizan sistemas grandes (con un número de nodos > 30), el tiempo de ejecución se incrementa de manera considerable. Esto se debe a que el método basa su análisis en la matriz de

incidencias, y su dimensión está en función directa del número de nodos del sistema.

El algoritmo de este método está implementado para realizar los estudios de flujos de carga en redes de distribución trifásicos balanceados.

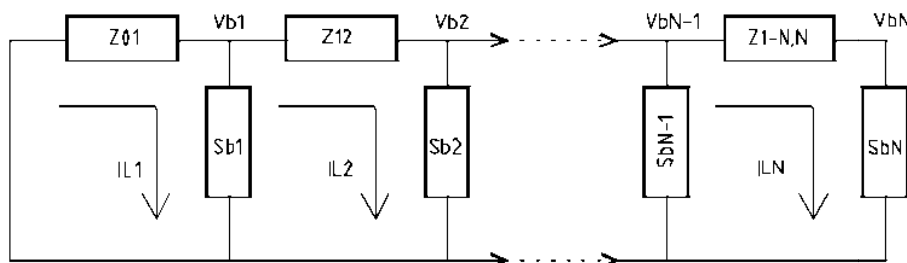
**2.4.2 Método de la matriz de impedancias de lazo**

El método de la matriz de impedancias de lazo ( $Z_{LOOP}$ ), representa un algoritmo alternativo para realizar estudios de flujos de cargas en redes de distribución radial, el cual se deriva de la teoría básica de circuitos utilizando análisis de mallas.

Este método realiza los estudios de cargas basándose principalmente en la matriz de impedancias de lazos, la cual permanece constante durante todo el proceso, y por medio de ella se obtienen los valores de tensión de nodo.

El algoritmo de este método es sencillo, rápido y de fácil implementación computacional, adaptándose muy bien a las características de distribución radial.

El alimentador de un sistema de distribución está formado normalmente por una red radial y laterales, la figura siguiente, corresponde a un sistema de distribución radial, el cual puede ser representado por medio de un conjunto de ecuaciones.



**Figura 2.21. Representación unifilar de un sistema radial.**

La potencia compleja de carga en la rama lateral se calcula por medio de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N S_b(i) = V_b(i) I_b(i)^* \quad [2.17]$$

Donde:

$V_b(i)$ : Tensión en el nodo.

$I_b(i)^*$ : Inyección de corriente debida a la carga en la rama lateral.

Las tensiones eléctricas de cada nodo se pueden calcular aplicando la ley de tensiones eléctricas de Kirchhoff para el análisis de mallas, obteniendo las ecuaciones:

$$V_b(i) = V_s - V(i) \quad [2.18]$$

Donde:

$V_b(i)$ : Tensión eléctrica en el nodo

$V(i)$ : Tensión eléctrica entre los nodos

$V_s$ : Nivel de tensión de la subestación

$$\sum_{i=1}^N V_b(i) = V_b(i-1) - V(i) \quad [2.19]$$

De la figura 2.21 se pueden derivar un conjunto de ecuaciones relacionando la impedancia de la línea con la corriente de la rama lateral para obtener la caída de tensión en las líneas.

$$LAZO 1: V_1 = Z_{0,1} \times IL_1$$

$$LAZO 2: V_2 = Z_{1,2} \times IL_2$$

$$LAZO 3: V_3 = Z_{2,3} \times IL_3$$

⋮

$$LAZO N: V_N = Z_{N-1,N} \times IL_{N1}$$



Estas ecuaciones escritas en forma matricial:

$$[V] = [Z_{LOOP}][I_L] \quad [2.20]$$

Donde:

$[Z_{LOOP}]$ : Matriz de impedancias de lazos de la red (cte. durante el proceso)

$[V]$ : Vector de las caídas de tensión en las líneas

$[I_L]$ : Vector de corrientes de lazo

Este método está formado por varias secciones, de las cuales las de mayor importancia son la formación de la matriz de impedancias de lazos y la generación de las corrientes de lazo  $I_L(i)$ .

La formación de la matriz representa un punto muy importante, debido a que dependiendo de la forma en que se genere esta matriz será el análisis para un sistema trifásico balanceado, donde se analiza la secuencia positiva del sistema, la matriz corresponderá a un vector formado por las impedancias de las líneas.

El vector de corrientes de lazo  $I_L(i)$  de la figura anterior, representa la suma de todas las corrientes de carga existentes debajo del nodo  $i$ , lo que se conoce como "aguas abajo".

Es importante mencionar que la numeración de la red debe conservar un orden, se requiere que la numeración inicie en el primer nodo troncal y termine en el nodo más alejado de la red, respetando siempre la incidencia del nodo, de manera que las ramificaciones que incidan a un nodo siempre tengan un número mayor.

Este método presenta condiciones iterativas, de manera que a manera de algoritmo se presentan las secciones que lo componen. Las iteraciones se llevan a cabo repetidamente hasta encontrar un valor satisfactorio de convergencia.

Las secciones que componen el algoritmo del método de la matriz de impedancias de lazo son:

a. Lectura de datos e inicialización de las condiciones del sistema.

**Datos del sistema:**

- Número total de nodos.
- Tensión eléctrica de la subestación en voltios con magnitud y ángulo.
- Nodo de envío y recepción.
- Resistencia y reactancia de las líneas en ohmios.
- Carga del sistema en kW y en kVAR.

**Inicialización de las condiciones de tensiones del sistema mediante la ecuación:**

$$\sum_{i=1}^N V_b(i) = V_s \quad [2.21]$$

b. Formación de la matriz de impedancias de lazos. Esta matriz se trabajará como vector formado por las impedancias de las líneas.

c. Cálculo de la inyección de corriente en las ramas laterales debidas a la carga conectada en cada nodo por medio de siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^N I_b(i)^* = \frac{S_b(i)}{V_b(i)} \quad [2.22]$$

d. Cálculo de la corriente de lazo utilizando una trayectoria regresiva como se muestra mediante el siguiente código fuente tipo:

```
SUM=0; INICIALIZACIÓN DE LA VARIABLE SUM.  
FOR (i=1, i≤N, i++); CICLO CON N ITERACIONES.  
{  
  IREG=N-i+1; ARGUMENTO DEL VECTOR SOLUCIÓN  
  IF ("CONEXIÓN ENTRE NODOS TERMINALES EXISTE")  
    SUM=SUM+IL(i); INCREMENTA SUM CON EL VALOR DE IL(i)  
  ELSE  
    SUM=0; SI EL NODO NO CONECTA, NO SUMA CORRIENTE.  
  ENDIF  
  IL(IREG) = SUM + IL(i); EL VECTOR SOLUCIÓN.  
}; FIN DEL CICLO FOR  
END ;FIN DEL PROCESO
```

e. Cálculo de las diferencias de tensión nodales por medio de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^N V_b(i) = Z_{LOOP}(i) I_L(i) \quad [2.23]$$

f. Cálculo de los nuevos valores de tensiones de nodo utilizando las ecuaciones:

$$V_N(i) = V_s - V_b(i) \quad [2.24]$$

$$\sum_{i=1}^N V_N(i) = V_N(i-1) - V_b(i) \quad [2.25]$$

g. Cálculo del error generado de tensión eléctrica con respecto a la iteración anterior y cambio de las condiciones iniciales de tensión eléctrica.

h. Prueba de convergencia, si algún valor no satisface la tolerancia se inicia el ciclo desde el inciso “b”, de lo contrario el proceso converge.

i. Cálculo de la regulación, caída de tensión y corriente entre nodos.

j. Cálculo de las pérdidas de potencia real y reactiva en las líneas y totales del sistema.

k. Impresión de resultados:

- Datos del sistema:
  - Nodo de envío y recepción.
  - Resistencia y reactancia de las líneas en ohmios.
  - Cargas del sistema.
- Resultados del estudio de flujos:
  - Tensiones eléctricas de nodo (magnitud y ángulo).
  - Corrientes de carga en amperios.
  - Regulación de la caída de tensión (%).
  - Caída de tensión en voltios (magnitud y ángulo).
  - Pérdidas de potencia en la línea (kW y kVAR).
  - Número total de iteraciones utilizadas para la convergencia.

En resumen, este método está basado principalmente en la matriz de impedancias. El algoritmo primero utiliza una trayectoria regresiva para calcular la corriente de lazo  $I_L(i)$ , y una trayectoria hacia delante calculando los nuevos valores de tensión eléctrica en cada nodo.

Este método tiene un algoritmo sencillo y rápido y su implementación computacional es simple, además está diseñado para analizar sistemas con  $N$  ramificaciones (ramales o laterales), lo cual hace que se adapte muy bien a las características de las redes radiales.

# Capítulo 3.

## Caso de estudio.

### **Introducción.**

Para ejemplificar la utilización del programa *CYMDIST* en la red de distribución perteneciente a Luz y Fuerza del Centro, se ha seleccionado el caso del Hospital General de Tláhuac.

El hospital se ubica en una zona rodeada de alimentadores que tienen problemas de sobrecargas o de baja tensión. Es responsabilidad de la empresa suministradora, adecuar la red eléctrica de forma que se pueda otorgar el servicio al hospital.

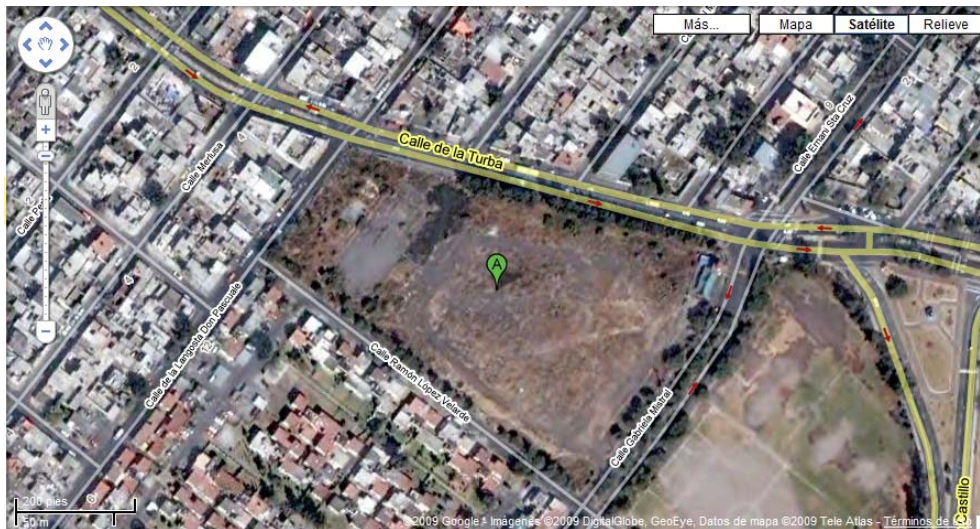
En este capítulo se revisarán las condiciones en las que se encuentra el alimentador correspondiente al Hospital General de Tláhuac y los recursos eléctricos con los que cuenta la zona.

### **3. El Hospital General de Tláhuac.**

Después de comentar y analizar las condiciones de las subestaciones de distribución pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro y las zonas críticas que éstas representan, en el capítulo 1, se atenderá la problemática cuando un cliente potencial de Luz y Fuerza del Centro requiere el suministro de energía eléctrica y por ende conectarse a la red de distribución con una carga mayor a 25 [kW]. Para este caso se empieza con un estudio de factibilidad para ver si dicha carga no pone en riesgo las condiciones de operación del sistema.

El caso mencionado es el del Hospital General de Tláhuac con una carga solicitada de 1,350 [kW]. Ubicado en la esquina donde intersecan las calles de

Avenida La Turba y calle Langosta, en la colonia Villa Centroamericana y del Caribe, de la delegación Tláhuac.



**Figura 3.1. Ubicación geográfica del Hospital General de Tláhuac.**

De los aspectos sociales y económicos que rodean al proyecto, actualmente existen en la delegación de Tláhuac 14 centros de salud, y dos hospitales: el Hospital Materno Infantil y el Hospital Psiquiátrico. La delegación cuenta además con 14 clínicas de salud integral privadas. Esta delegación tiene una población que supera los 340 mil habitantes<sup>11</sup>, para mencionar el impacto social de esta obra.

El proyecto de inversión más grande del Gobierno del Distrito Federal, en materia de salud, está en el Hospital General de Tláhuac con un presupuesto de 417 millones de pesos. Además del Hospital están en proceso la línea 12 del Metro, una alberca olímpica y un nuevo sistema de drenaje para la propia delegación de Tláhuac.

La capacidad operativa anual del Hospital General de Tláhuac rebasa las: 240 mil consultas generales, 59 mil consultas médicas especializadas, 2 mil intervenciones quirúrgicas, 4 mil partos, 10 mil estudios radiológicos y 2 mil

<sup>11</sup> Fuente: Censo de población y vivienda, 2008.

estudios de ultrasonido. Dentro de los servicios hospitalarios que ofrecerá se encuentran las especialidades de: ginecología y obstetricia, pediatría, medicina interna, cirugía general, geriatría, dermatología, endocrinología, cardiología, psiquiatría, urgencias, otorrinolaringología, traumatología y ortopedia; así como oftalmología, urología, diagnósticos y tratamientos, de acuerdo con el discurso inaugural.

La superficie es de 21,522.29 [m<sup>2</sup>], de los cuales se utilizarán 14,800 [m<sup>2</sup>] de construcción. El diseño de este nuevo modelo de hospital está basado en la humanización de espacios, satisfacción integral, funcionalidad operativa, racionalización de la inversión, flexibilidad para incorporar nuevas tecnologías, adecuación al contexto urbano, seguridad del usuario y del inmueble, facilidad de crecimiento a futuro, equipo y tecnología adaptables al cambio.<sup>12</sup>

#### **3.2 Parámetros eléctricos de la zona crítica.**

El alimentador que abastece a la zona es el XOC-24X que tiene una longitud de 58.547 [km], los cuales están distribuidos con los siguientes conductores con sus respectivas longitudes:

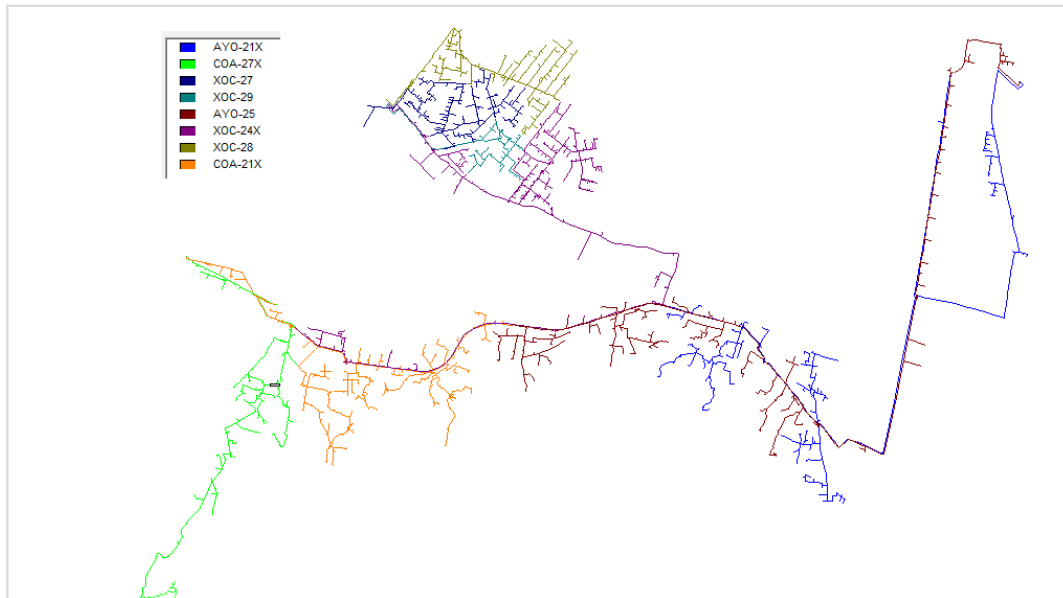
- 0.4267 [km] de cable 23PT1X240 (0.73%).
- 22.6505 [km] de línea ALD336 (38.69 %).
- 6.7010 [km] de línea ACSR1/0 (11.45%).
- 28.7694 [km] de línea ACSR2 (49.14%).

El alimentador XOC-24X posee 38 juegos de cuchillas, un seccionador, un reconector, 32 usuarios en media tensión, 236 transformadores de distribución y 36,815 [kVA] conectados. La demanda máxima coincidente de dicho alimentador fue de 18,159.83 [kVA].

Las colindancias del alimentador XOC-24X se muestran en la figura 3.2.

---

<sup>12</sup> Boletín de prensa, <http://www.comsoc.df.gob.mx/noticias/boletines.html?id=1341237>, Agosto de 2007



**Figura 3.2. Alimentadores colindantes con el XOC-24X.**

La energía eléctrica en la zona donde estará el Hospital General de Tláhuac proviene de la subestación Xochimilco, la cual cuenta con tres bancos instalados de 60 [MVA] de capacidad con una conexión T221, esto es: alimentación primaria de 230 [kV] y alimentación secundaria de 23 [kV]. Actualmente están en operación dos de los tres bancos debido a que el tercero es un banco de respaldo.

El objetivo principal de la reingeniería de los alimentadores es reconfigurar la red de media tensión para disminuir las pérdidas técnicas e incrementar la confiabilidad de la misma. Como objetivos secundarios están:

- Incrementar la capacidad de transporte.
- Aumentar la capacidad de transferencia de carga en los alimentadores.
- Mejorar la flexibilidad de la operación.
- Balancear la utilización de carga instaladas en subestaciones y alimentadores.<sup>13</sup>

Las políticas del Departamento de Planeación contemplan que las subestaciones se deberán uniformizar y utilizarse de acuerdo con un crecimiento proyectado de cargas. En cuanto a los alimentadores la tendencia

<sup>13</sup> Manual de Obras de Distribución, reglamento interno de Luz y Fuerza del Centro, 2007.



es segmentarlos para que sus demandas operen entre los 3 [MVA] y los 5 [MVA]. Cada segmento deberá tener doble alimentación alterna de alimentadores adyacentes de preferencia de transformadores distintos.

Las principales herramientas con las que se cuenta para cubrir los requisitos son: la construcción de enlaces, la recalibración de los tramos, la instalación de equipo de seccionamiento como cuchillas, seccionadores y una posible duplicación troncal (no muy utilizada por sobrecargar mecánicamente a los postes). Todo esto debe conducir a un estudio en el que se analiza la relación costo beneficio para poder llegar así a una propuesta viable.

Para la red de distribución existe otra opción práctica que es la instalación de transformadores de distribución no mayores de 50 [kVA], con la finalidad de que en caso de falla de un transformador, la zona afectada sea la mínima posible. Es por eso que si un cliente solicita una carga por encima de los 19 [kW] el servicio se lo otorgan en cuentas especiales, las cuales tienen la particularidad que alimentan al usuario en media tensión.

#### **3.2.1 Capacidad instalada en la zona crítica.**

El alimentador que corresponde a la zona elegida (es el XOC-24X), el cual presenta sobrecargas debido a que las mediciones de demanda máxima coincidente son de 455 [A]. El Hospital solicitó el servicio para una carga de 1,350 [kW], mismos que a un factor de potencia unitario representan 34 [A]. Si se añaden 34 [A] a los 455 [A] se obtiene un total de 489 [A], éstos rebasan la capacidad del conductor principal, mismo que posee una capacidad de conducción de 470 [A] (correspondiente al conductor ALD336).

#### **3.2.2 Demanda máxima.**

La cantidad de energía demandada por la zona se puede especificar mediante dos indicadores, la demanda máxima instalada y la demanda máxima coincidente.

La demanda máxima instalada equivale a la suma de cargas instaladas en la línea. En la realidad la totalidad de usuarios no utiliza al 100% su capacidad instalada. Pero la demanda máxima es un indicador de los recursos necesarios para la evaluación de proyectos de crecimiento.

La demanda máxima coincidente, es la suma de demandas corrientes, esto es, la utilización de la línea, y es un dato que se obtiene de equipos de medición en la subestación, se hacen cada hora en el caso de subestaciones convencionales, mismas que se reportan vía telefónica a la Gerencia de Operación de Redes de Distribución. Si la subestación está equipada con un sistema *SCADA*, la consulta se hace a través de un programa de cómputo y los datos se almacenan en una base de datos que se puede consultar en línea. De estos datos históricos se toma el valor máximo y ese valor corresponde a la demanda máxima coincidente. Es así como se obtiene un dato útil en cuanto a la utilización de la red de distribución.

La demanda máxima coincidente de 455 [A] es un número redondeado de su equivalente 18,159.93 [kVA]. De manera que por políticas en la operación de alimentadores se está excediendo en poco más de 6 [MVA] el valor máximo que debieran soportar los alimentadores, siendo que una de las propuestas existentes en la Subdirección de Distribución y Comercialización es que los alimentadores de distribución trabajen alrededor de los 12 [MVA].

#### **3.3 Recursos eléctricos de la zona crítica.**

Si bien la subestación Xochimilco alimenta a la zona en estudio, las subestaciones vecinas que tienen alimentadores cercanos a dicha zona son las subestaciones Ayotla y Coapa. También existen subestaciones colindantes a la subestación Xochimilco en la región noreste y noroeste, pero para fines de este estudio y por la ubicación del hospital sólo se tratarán las dos primeras.

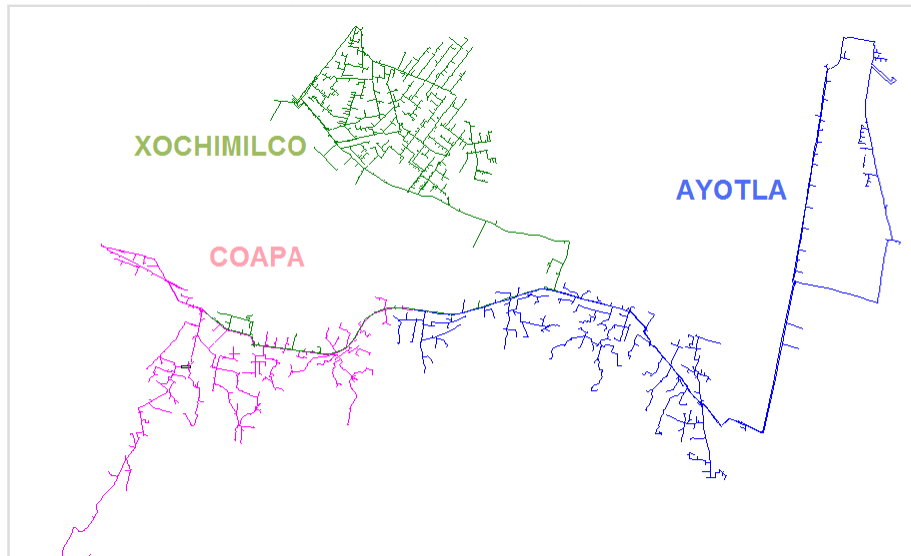


Figura 3.3. Subestaciones colindantes a la subestación Xochimilco.

 <b>SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION</b> <b>GERENCIA DE OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION</b> <b>C.O.R.D. PEDREGAL</b>							
<b>CARGAS EN BANCOS Y ALIMENTADORES PARA LA FACTIBILIDAD DE NUEVOS SERVICIOS</b> <b>CENTRO DE OPERACIÓN REDES PEDREGAL</b> <b>AGOSTO DE 2007</b>							
S.E.	DATOS DE BANCOS					DATOS DE ALIMENTADORES	
	BANCO	MVA	DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (A)	TOTAL (A)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	ALIMENTADOR	CARGA MAXIMA (A)
XOCHIMILCO	221-A	60	1515	1352	100,60	XOC-21	308
						XOC-23	200
						XOC-25	79
						XOC-27	300
						XOC-29	104
						XOC-21X	361
	221-C	60	1646	1882	109,30	XOC-22	372
						XOC-24	324
						XOC-26	305
						XOC-28	381
						XOC-22X	45
	XOC-24X	455					
	221-B	60					0

Tabla 3.15. Datos de la subestación Xochimilco. Fuente: CORDP, AGOSTO 2007.

 <b>SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION</b> <b>GERENCIA DE OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION</b> <b>C.O.R.D. PEDREGAL</b> <b>CARGAS EN BANCOS Y ALIMENTADORES PARA LA FACTIBILIDAD DE NUEVOS SERVICIOS</b> <b>CENTRO DE OPERACIÓN REDES PEDREGAL</b> <b>AGOSTO DE 2007</b>						
S.E.	DATOS DE BANCOS				DATOS DE ALIMENTADORES	
	MVA	DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE (A)	TOTAL (A)	FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)	ALIMENTADOR	CARGA MAXIMA (A)
AYOTLA	60	1277	1317	96,96	AYO-21	467
					AYO-23	51
					AYO-25	455
					AYO-27	356
	60	1314	1314	100,00	AYO-22	410
					AYO-24	450
					AYO-26	327
					AYO-28	275
	60	812	812	100,00	AYO-21X	388
					AYO-23X	94
					AYO-25X	134
					AYO-27X	350
COAPA	60	1259	1299	96,92	COA-21	423
					COA-23	355
					COA-25	396
					COA-27	325
	60	1274	1309	97,33	COA-22	375
					COA-24	317
					COA-26	261
					COA-28	351
	60	1267	1307	96,94	COA-21X	373
					COA-23X	333
					COA-25X	283
					COA-27X	319

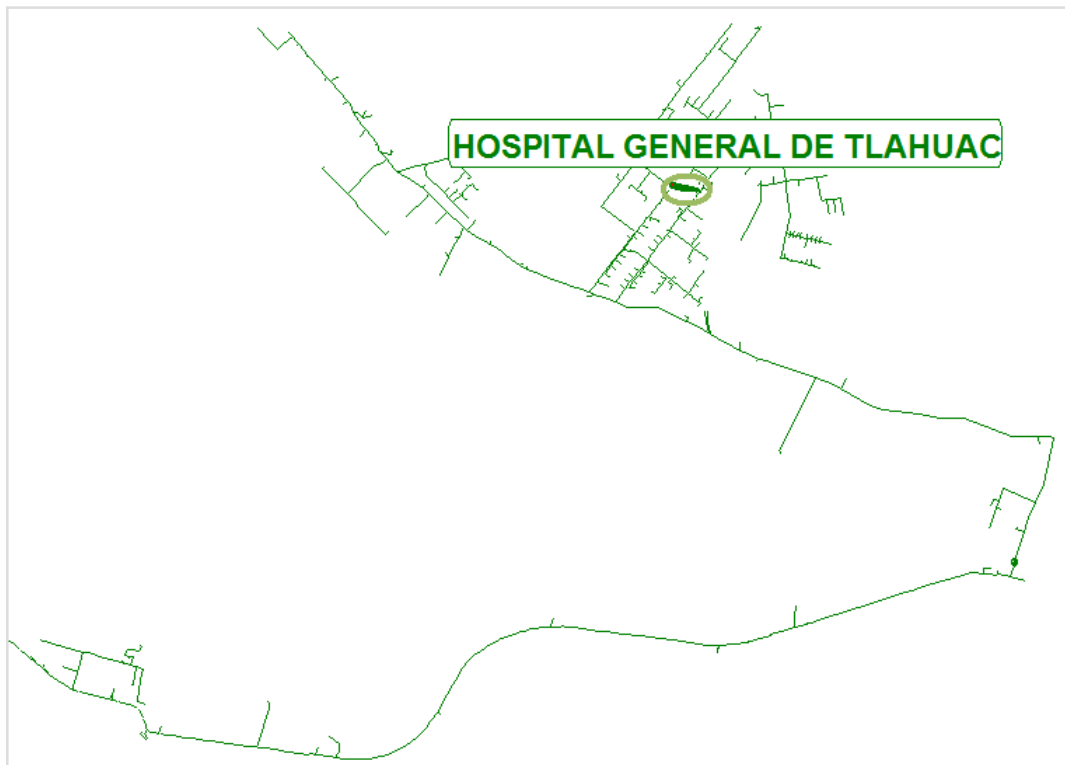
Tabla 3.16. Cargas en las subestaciones colindantes a la subestación Xochimilco.

En la tabla 3.1 y 3.2 se puede observar la utilización de los alimentadores, y de los bancos de las subestaciones. Se reporta cada hora la medición de corriente de cada alimentador y la total de la subestación, estos datos se manipulan para obtener las sumatorias respectivas (horarias) y esto da lugar a la demanda máxima coincidente. El factor de utilización se calcula a partir de la demanda coincidente y la capacidad del banco.

#### **3.4 Situación actual de la zona crítica mediante el uso del programa CYMDIST.**

Utilizando la base de datos del programa *CYMDIST* se observan, mediante estudios de flujos de carga, las caídas de tensión y la sobrecarga en los alimentadores así como la situación actual de la zona crítica y sus alrededores.

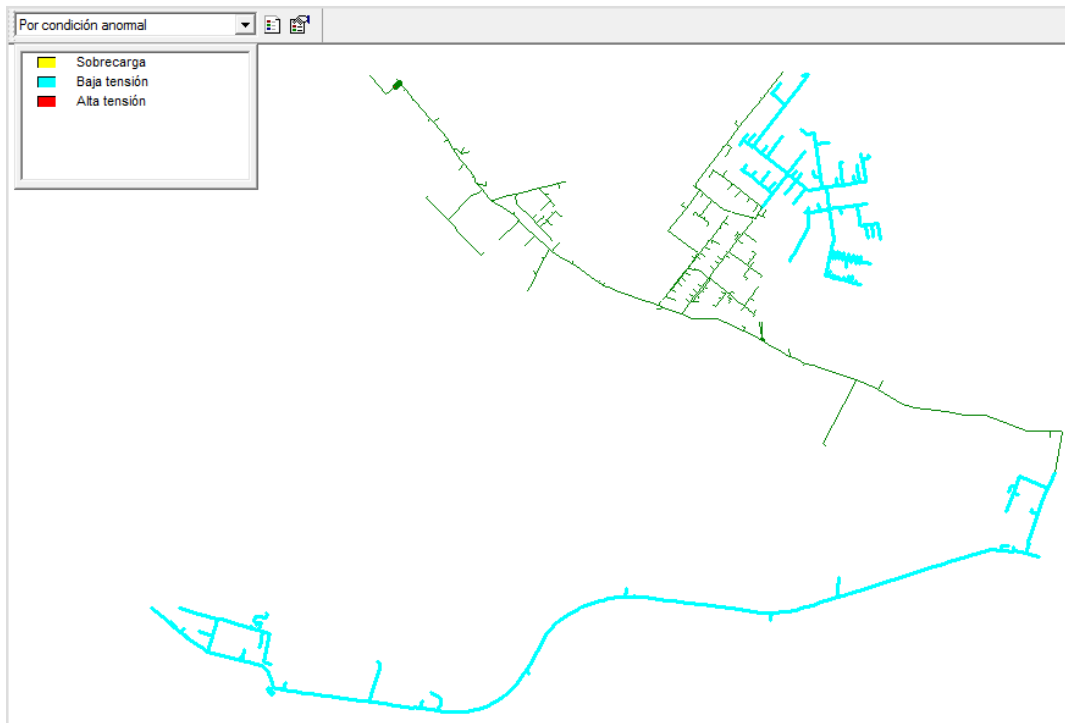
El alimentador XOC-24X y la ubicación del Hospital General de Tláhuac se muestran en la figura 3.4.



**Figura 3.4. Ubicación del Hospital General de Tláhuac en el alimentador XOC-24X.**

En la figura 3.4 se observa el alimentador **XOC-24X** y la ubicación del Hospital General de Tláhuac, el cual se encuentra por debajo del título en el tramo seleccionado (aparece con una línea más gruesa).

Y con un análisis de flujos de carga actual (sin conectar la carga del Hospital), el alimentador **XOC-24X** tiene un comportamiento que se puede apreciar en la figura 3.5.



**Figura 3.5. Flujos de carga en el alimentador XOC-24X.**



**Figura 3.6. Análisis de flujos de carga conectando el hospital general de Tláhuac.**

De los dos análisis, reportados en las figuras 3.5 y 3.6, se observa que el alimentador presentaría (en caso de suministrar el servicio sin adecuar la red eléctrica) problemas considerables en su mayoría, principalmente de tensión baja, también se observa que presentaría sobrecarga en el principio de la línea debido a que la carga rebasa la capacidad nominal de conducción de los conductores (como se mencionó con anterioridad), por esta razón se deben ubicar los medios de seccionamiento para conocer las opciones de transferencia de carga, en la figura 3.7 se indican estos equipos.

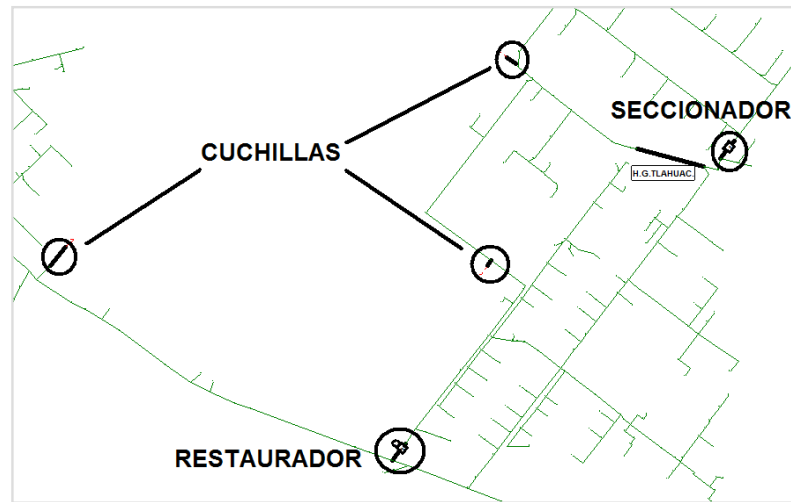


Figura 3.7. Medios de seccionamiento cercanos al Hospital General de Tláhuac.

De la figuras 3.8 a la 3.11 se muestran los alimentadores vecinos del **XOC-24X** que son: **XOC-27**, **XOC-28**, **XOC-29**, **COA-21X**, **COA-27X**, **AYO-21X** y **AYO-25**. Todos ellos se presentan con su respectivo estudio de flujos de carga.

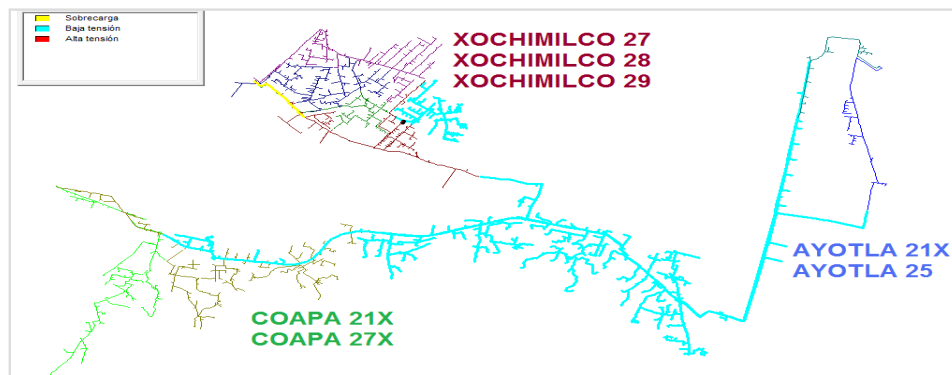


Figura 3.8. Condiciones anormales en la zona de estudio.

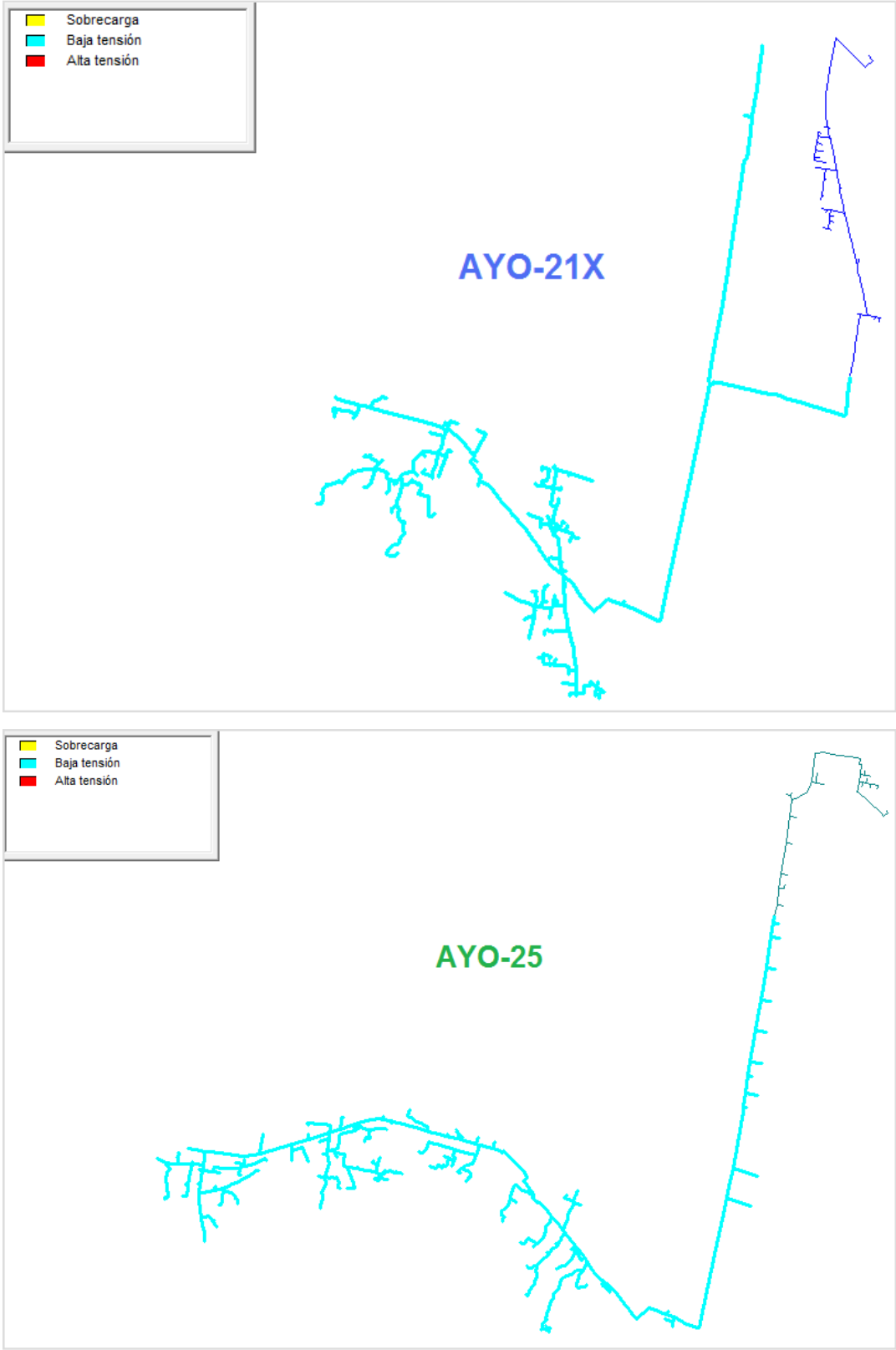


Figura 3.9. Alimentadores pertenecientes a la subestación Ayotla.



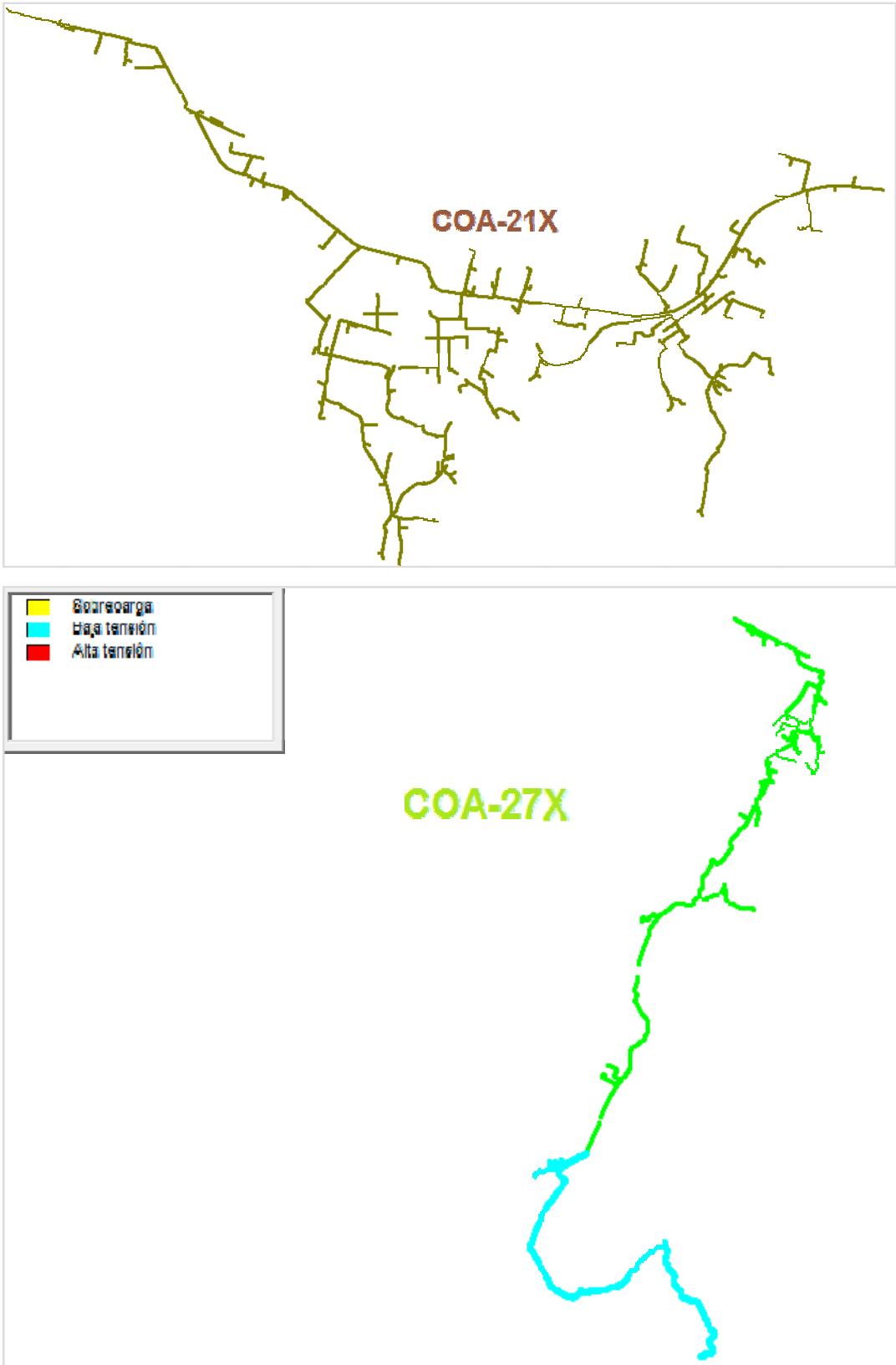


Figura 3.10. Alimentadores pertenecientes a la subestación Coapa.

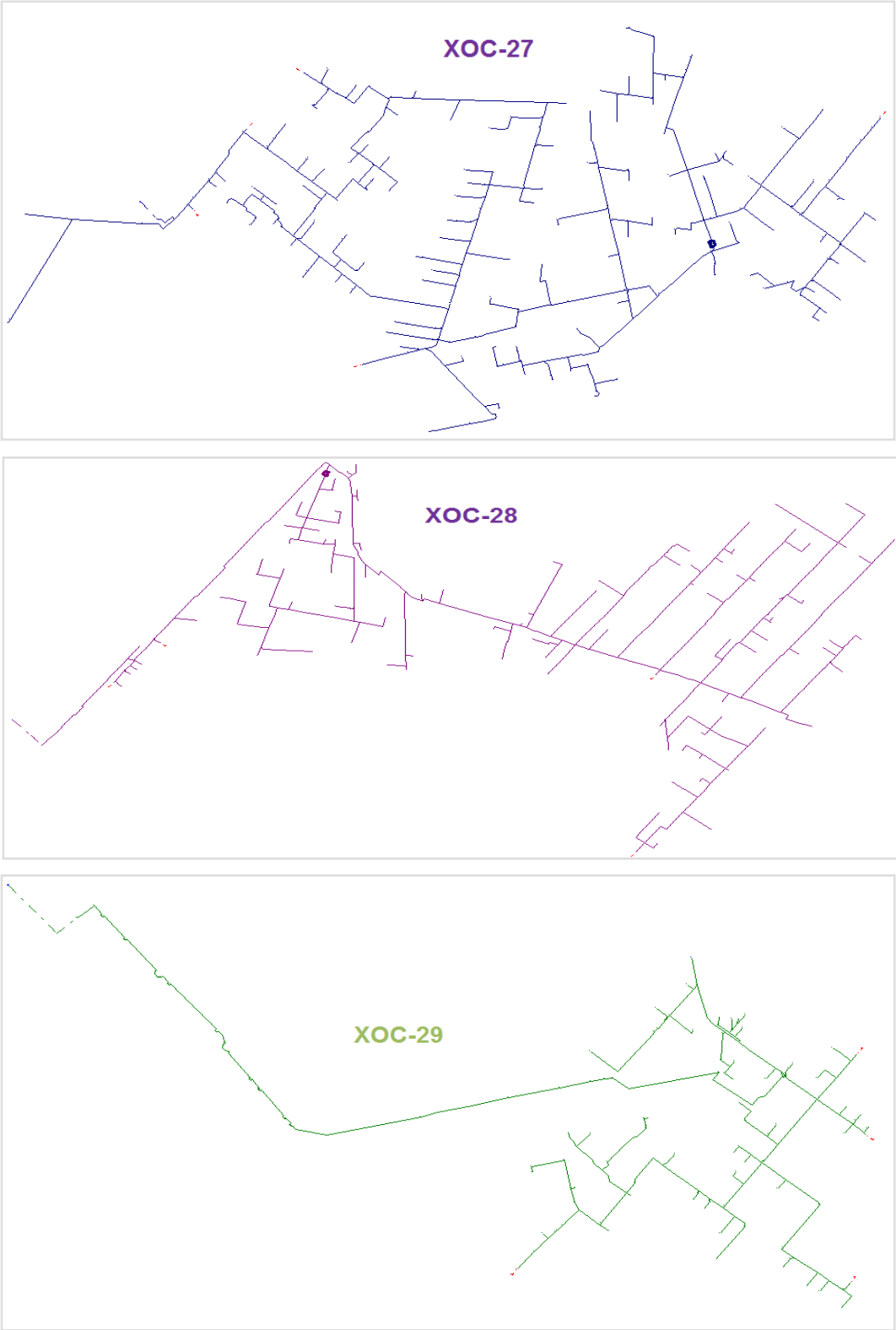


Figura 3.11. Alimentadores de la subestación Xochimilco sin anomalías.

Antes de dar una solución al problema, para este caso particular, es necesaria la transferencia de carga del alimentador a otros. No es posible utilizar otras técnicas para hacer reingeniería al alimentador como recalibrar tramos o instalar capacitores, ya que las prácticas usuales no permiten el uso del conductor ALD556 (de mayor ampacidad que el ALD336) y los capacitores han probado ser conflictivos en su instalación.<sup>14</sup>

La transferencia de carga debe de realizarse en los alimentadores más próximos de preferencia en los que no presenten condiciones anormales (en este caso son los de la subestación Xochimilco), tratando de corregir al máximo los problemas de caída de tensión, y utilizando la cantidad mínima de equipo instalado, para que la solución sea efectiva en cuanto a costos y beneficios.

Es notorio que el problema de transferencia de carga es serio ya que los alimentadores vecinos no están en las mejores condiciones posibles (Ayotla y Coapa). En el siguiente capítulo se analizarán algunas propuestas que den solución a este problema, entendiendo que las soluciones no son triviales ni únicas. Además de estos factores, hay que considerar (y escapa a los propósitos del presente trabajo), el crecimiento poblacional, los estimados en cuanto a concentraciones de carga y las proyecciones de las tasas de crecimiento basados en los proyectos de la administración, por ejemplo, la línea 12 del Sistema Transporte Colectivo Metro, dichos análisis quedan para los ingenieros de planeación.

---

<sup>14</sup> Reingeniería en alimentadores de distribución: alternativa de solución para factibilidades en zonas críticas, RVP-AI/2008 – DIS – 19. División Metropolitana Norte de Luz y Fuerza del Centro. Julio de 2008.

# Capítulo 4.

## Transferencia de carga en alimentadores de distribución.

### **Introducción.**

La transferencia de carga en los alimentadores de distribución ha probado ser una técnica que da buenos resultados para la solución expedita de factibilidades que se han negado debido a la alta densidad de carga en una zona.

Básicamente consiste en aislar una región de carga perteneciente a un alimentador y conectarla a otro alimentador el cual puede pertenecer a un banco distinto de la misma subestación o a otra subestación. Para realizar esto hay que tener en cuenta los siguientes factores, para establecer una solución óptima al problema de zonas con sobrecargas:

- a. Ubicación de la zona crítica. Estudio de sus parámetros eléctricos.
- b. Revisar la alternancia con alimentadores vecinos que pertenezcan a un banco distinto.
- c. Revisar la arquitectura actual de la red y sus características de construcción.
- d. Obtener las características de la carga
- e. Analizar las incidencias y los tipos de fallas.

Estas características las puede contener directamente el programa *CYMDIST*. En el capítulo anterior se revisaron los puntos considerados entre los incisos a y d, el inciso e pertenece a información clasificada por parte de Luz y Fuerza del Centro, pero se menciona por ser relevante en cuanto a las propuestas a establecer.

### 4.1 Ventajas y desventajas de la transferencia de carga en alimentadores.

Dentro de las ventajas que se tienen al transferir carga de un alimentador a otro, se pueden mencionar:

1. Minimizar las pérdidas en los alimentadores. Mismas que caen dentro de la definición de pérdidas técnicas las cuales son ya sea por efecto Joule ( $I^2R$ ), por efecto corona ( $\nabla V$ ) o por corrientes parásitas llamadas de efecto “*Eddie*” (en transformadores).<sup>15</sup>
2. Balanceo de cargas, con lo que se utiliza la red de manera equilibrada, atendiendo a que no existan alimentadores sobrecargados o con cargas nulas, y analizando siempre las violaciones de caída de tensión o de temperatura del conductor.
3. Eliminar problemas de transformadores sobrecargados. Al configurar la red de distribución se puede además balancear las condiciones de trabajo de las subestaciones que suministran energía a las regiones críticas. Alargando la vida útil de las subestaciones y reduciendo los tiempos en los que se les da mantenimiento a las mismas.
4. Eliminación de violaciones de tensión eléctrica y temperatura. Mediante una correcta configuración de la red estos parámetros pueden estar controlados, aumentando así la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Dentro de las desventajas de la reconfiguración de alimentadores se encuentran:

1. Realización de obras. En ocasiones los sistemas de información geográfica permiten observar que existen diversas opciones para el transporte eléctrico, la repercusión es clara si se sabe que de acuerdo con precios del Sistema Eléctrico Nacional, por ejemplo mano de obra e infraestructura en promedio, un kilómetro de línea eléctrica instalada tiene un costo por encima de un millón de pesos. Estas obras afectan no sólo a la red sino al tránsito de la ciudad.

---

<sup>15</sup> RVP-AI/2007-DIS-24 Estrategias para la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución eléctrica. Gilberto Enríquez Harper. UIE, CFE, SEPI, ESIME, Julio de 2007.

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

---

2. Instalación de una mayor cantidad de equipo. Una vez realizada la reconfiguración, se debe asegurar que se sigue contando con interruptores o seccionadores en los límites de los alimentadores, de manera que para cubrir esto la mayoría de las veces hay que instalar el equipo y ubicarlo en la región óptima.
3. Documentación adecuada de los proyectos. El mantenimiento de la base de datos de los equipos tiene que ser continuo de manera que las maniobras realizadas a la red deberían de reportarse inmediatamente, así como las cargas comprometidas (servicios que han sido otorgados aunque no han sido conectados), para una mejor utilización del sistema. Este punto no siempre tiene posibilidades debido a la alta tasa de maniobrabilidad que tiene la red eléctrica, la cual todos los crece en cuanto a número de usuarios.
4. Los análisis son complicados, costosos y tardados, utilizan una gran cantidad de recursos humanos y sobre todo computacionales, además las soluciones no son triviales y los métodos que son útiles en redes con cierta configuración, se vuelven poco prácticos en redes con otra configuración por ejemplo las redes configuradas en anillo.

La poca atención de la red de distribución en esta materia, originaría un aumento en el número de quejas que recibe la compañía debido a falta de suministro o baja calidad en el servicio.

Existen varios métodos para reconfigurar redes de distribución, se mencionarán los más conocidos como son:

- El de Masut E. Baran y Felix F. Wu<sup>16</sup>, quienes utilizan una fórmula para determinar las reducciones en las pérdidas después de realizar una opción de transferencia.
- El de Tim Taylor<sup>17</sup> que propone la utilización de algoritmos de lógica difusa en la reconfiguración de la red mediante la utilización de

---

<sup>16</sup> Masut E. Baran y Felix F. Wu, "Network Configuration in Distribution Systems for loss reduction and load balancing", IEEE, Transactions on Power Delivery, Vol 4, No 2, Abril de 1999.

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

---

conocimientos empíricos propuestas por expertos en la operación del sistema de distribución.

- El de Civanlar, el cual consiste en generar una lista de opciones de transferencia, entendiéndose por esto como el cierre de un dispositivo de enlace y la apertura de otro de seccionamiento que promete una reducción de pérdidas del sistema, manteniendo los sistemas radiales. La reconfiguración está definida como la alteración de la estructura topológica de los alimentadores de distribución mediante los cambios de estado (cerrado o abierto) de los dispositivos de enlace. Este método es utilizado por el programa *CYMDIST*, del cual se estudiarán las ecuaciones y métodos que lo caracterizan.

Para el caso particular de la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro, ésta es radial, lo que la hace de bajo costo, requiriendo esquemas simples de protección y un fácil control del flujo de energía. La red cuenta además con dispositivos de seccionamiento y de enlace, los cuales se ubican en las fronteras de los alimentadores (también en puntos estratégicos) uniendo virtualmente a dos alimentadores vecinos. Estos dispositivos operan en estado de emergencia de manera que la carga de un alimentador la pueda absorber otro durante el periodo de maniobras o en caso de disturbios.

Este método utiliza una mínima cantidad de recursos de cómputo, además sirve para proporcionar un criterio en el cual se evitan opciones de transferencia indeseables ya que sobredimensionan el problema.

La utilización del algoritmo planteado por Civanlar no nada más sirve para solucionar una situación de agravio a la red eléctrica, como lo es la instalación de una carga considerable en el alimentador, también se puede aplicar para mejorar las condiciones existentes de la red eléctrica.

---

<sup>17</sup> T.Taylor "A heuristic approach to Electric Power Distribution System Feeder Reconfiguration" Department of electrical and computer engineering, North Carolina State University, Agosto de 1988.

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

---

Para estimar las pérdidas resultantes de la transferencia de cargas de un alimentador a otro, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta P = Re \left\{ 2 \left( \sum_{i \in D} I_i \right) (E_m - E_n)^* \right\} + R_{LOOP} \left| \sum_{i \in D} I_i \right|^2 \quad [4.1]$$

Donde:

*D*: Conjunto de nodos desconectados del alimentador "II"  
y conectados al alimentador "I"

*m*: Bus de enlace del alimentador "I" en donde las cargas del  
alimentador "II" serán conectadas

*n*: Bus de enlace del alimentador "II" que será conectado al  
bus *m* a través de un dispositivo de enlace

*I<sub>i</sub>*: Corriente de bus compleja en el bus *i*

*R<sub>LOOP</sub>*: Resistencia serie del trayecto que conecta a los dos buses de las  
subestaciones de alimentador "I" y el alimentador "II", a través del cierre  
del dispositivo de enlace determinado

*E<sub>m</sub>*: Caída de tensión en el bus *m*. Representa la suma de las caídas de  
tensiones existentes en el trayecto que va del nodo "m" hacia la subestación  
de este bus.

*E<sub>n</sub>*: Similar a *E<sub>m</sub>*, pero por el bus del alimentador "II"

Como  $\Delta P$  representa la reducción de pérdidas, si el resultado de la ecuación anterior es positivo, esto implica que existe la condición de aumento de pérdidas, lo cual se debe evitar. El segundo término del lado derecho de la ecuación es siempre positivo, implicando con ello que para reducir las pérdidas se debe tener un primer término negativo, lo cual se adquiere cuando  $E_m$  sea significativamente menor que  $E_n$  indicando así la probabilidad de una posible transferencia. De esta forma se presenta un criterio muy útil para la elección de algunas transferencias y no computar todas las posibles.

Para ejemplificar la utilización del criterio y del método de Civanlar, se plantea una red con tres alimentadores y un sólo nodo de unión con cada alimentador contiguo. La representación esquemática se muestra en la figura 4.1.



#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

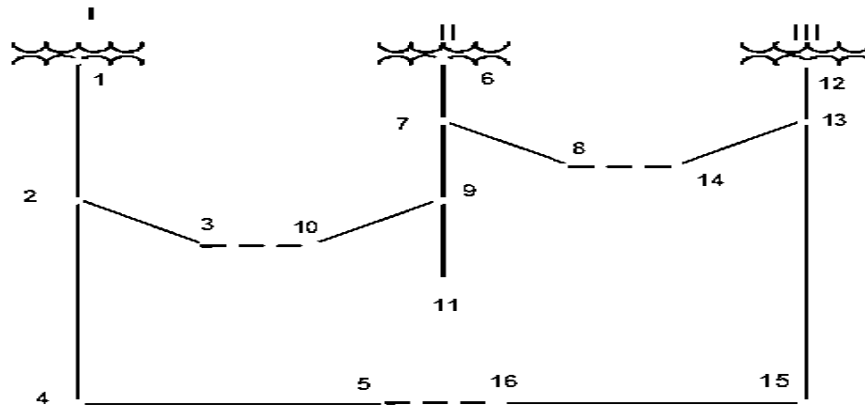


Figura 4.1. Red eléctrica sencilla para ejemplificar el método de Civanlar.

El método considera como líneas normalmente cerradas los tramos: **1-2, 2-3, 2-4, 4-5, 6-7, 7-8, 7-9, 9-10, 9-11, 12-13, 13-14, 13-15, 15-16**. Y como líneas normalmente abiertas: **3-10, 5-16, 8-14**. Además para ejemplificar un número mayor de opciones de configuración, se considerarán instaladas cuchillas en cada tramo conectado.

SECCIÓN DE LA LÍNEA	RESISTENCIA [Ω]	REACTANCIA [Ω]	CARGA EN NODO [kW]	CARGA EN NODO [kVA]
1-2	0,3967	0,529	2000	1600
2-3	0,4232	0,5819	3000	400
2-4	0,4761	0,9522	2000	-400
4-5	0,2116	0,2116	1500	1200
6-7	0,5819	0,5819	4000	2700
7-8	0,5819	0,5819	1000	900
7-9	0,4232	0,5819	5000	1800
9-10	0,5819	0,5819	600	-500
9-11	0,4232	0,5819	4500	-1700
12-13	0,5819	0,5819	1000	900
13-14	0,4761	0,6348	1000	-1100
13-15	0,4232	0,5819	1000	900
15-16	0,2116	0,2116	2100	-800
3-10	0,2116	0,2116		
5-16	0,4761	0,4761		
8-14	0,2116	0,2116		

Tabla 4.17. Datos del sistema formado por tres alimentadores.

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

---

Las opciones de transferencia consisten en abrir una línea normalmente cerrada y cerrar una línea normalmente abierta, de manera que la red radial no se altere, así que el número total de combinaciones son:  $13 \times 3 = 39$ . Pero no todas las combinaciones matemáticas son viables, de modo que si se cierra el tramo **3-10**, se pueden abrir los tramos: **2-3**, **1-2**, (el **2-4** no se puede abrir ya que deja sin alimentación al tramo **4-5**), **9-10**, (el **9-11** no se puede abrir debido a que se queda sin alimentación el nodo **11**), el **7-9** y el **6-7** con lo que quedaría toda la carga repartida en dos bancos. De manera análoga se pueden analizar los casos correspondientes al cierre del tramo **8-14** y **5-16**. Resumiendo las posibles combinaciones en la tabla 4.2:

No.	CERRAR	ABRIR
1	3-10	2-3
2	3-10	1-2
3	3-10	9-10
4	3-10	7-9
5	3-10	6-7
6	3-10	4-5
7	5-16	2-4
8	5-16	1-2
9	5-16	15-16
10	5-16	13-15
11	5-16	12-13
12	8-14	7-8
13	8-14	6-7
14	8-14	13-14
15	8-14	12-13

Tabla 4.18. Posibles combinaciones para el sistema de tres alimentadores.

De modo que existen de las 39 combinaciones, 15 funcionales, y de estas funcionales el criterio permite eliminar aquellas combinaciones que arrojen como resultado una  $\Delta P$  positiva.

La primer maniobra a realizar es la de cerrar el interruptor **3-10**, y abrir el tramo **9-10**, con lo que se transfiere la carga del nodo **10**, originalmente en el

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

alimentador *II* al alimentador *I*. En este caso *D* es igual a un único tramo que se desconectó del alimentador *II* y se transfirió al alimentador *I*, por lo tanto  $D = \text{nodo } 10$ ;  $m = \text{nodo } 3$  y  $n = \text{nodo } 10$ , y sabiendo que  $|E_3| < |E_{10}|$  y  $|E_3| < |E_{11}|$ , de modo que transferir esas cargas resultará en un incremento de pérdidas, en vez de una reducción. Si se continúa haciendo lo mismo para los siguientes cierres, se puede concluir que existen sólo 8 opciones de transferencia que reducen pérdidas.

No.	CERRAR	ABRIR
1	3-10	9-10
2	3-10	7-9
3	3-10	6-7
4	5-16	15-16
5	5-16	13-15
6	5-16	12-13
7	8-14	7-8
8	8-14	6-7

Tabla 4.19. Opciones de transferencia para reducir pérdidas.

Estas ocho opciones ofrecen reducción de pérdidas, el método consiste en sólo realizar operaciones de reducción de pérdidas sobre estas ocho configuraciones (para el caso mencionado de tres alimentadores). Y evaluar las opciones para implementar aquella que ofrezca la mayor reducción de pérdidas.

Este algoritmo puede ser reiterativo, conduciendo a una solución todavía más óptima, los recursos computacionales que utiliza una solución iterativa se multiplican de manera que no es óptimo el esquema de solución. El programa *CYMDIST* utiliza sólo una iteración del método de Civanlar y ha probado ser más que suficiente para reducción de pérdidas y balanceo de cargas<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> "Distribution Feeder Reconfiguration For Loss Reduction", S. Civanlar, J.J. Grainger, H.Yin y S. S. H. Lee, Electric Power Research Center, School of Engineering, North Carolina State University, IEEE, Transactions on Power Delivery, Volumen 3, No. 3, Julio de 1988.

## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

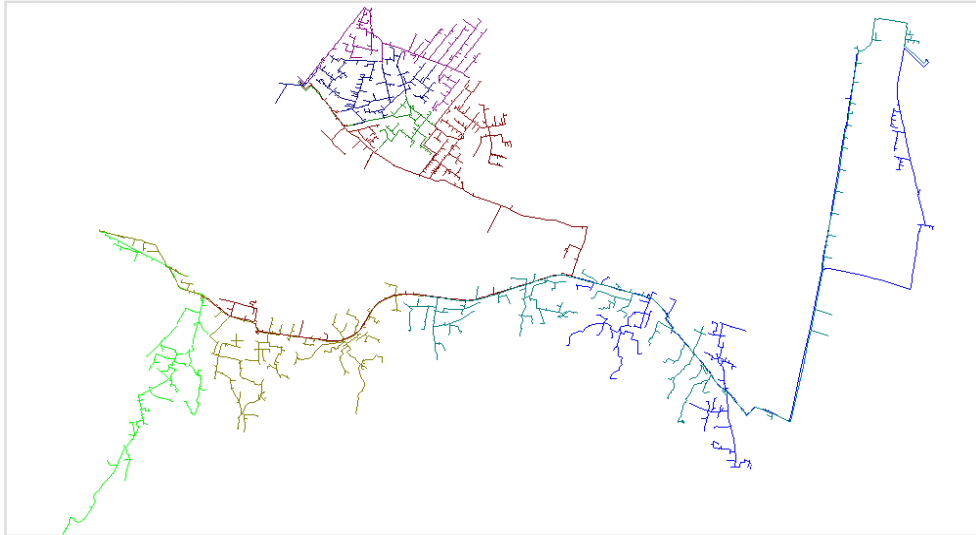


Figura 4.2. Red formada por alimentadores vecinos al XOC-24X, utilizados en el estudio.

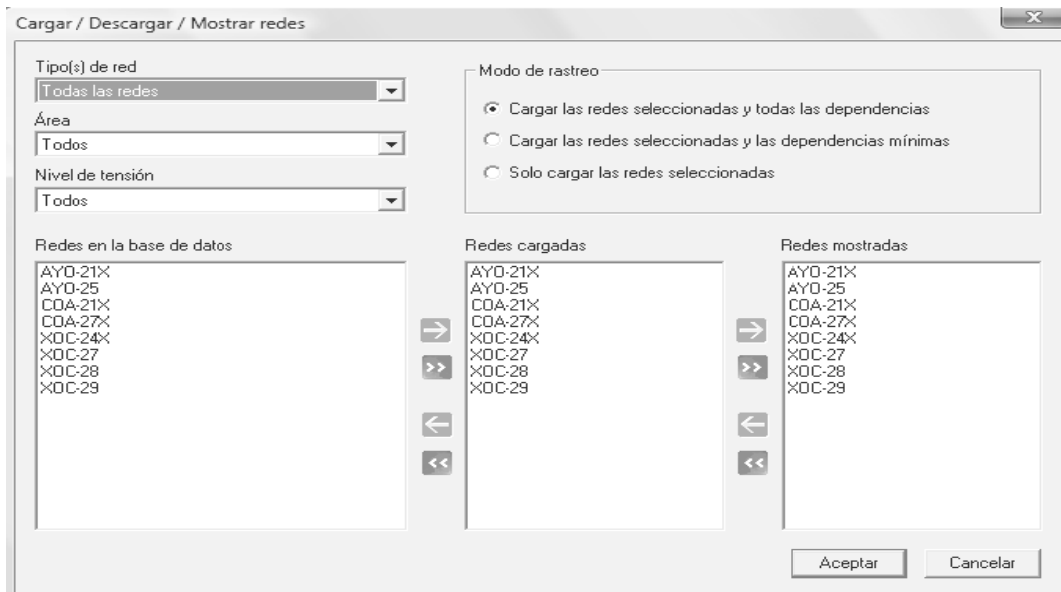


Figura 4.3. Alimentadores a mostrar en la ventana de trabajo.

### 4.2 Condiciones iniciales de carga de los alimentadores vecinos.

Haciendo referencia a lo comentado en el capítulo 3, es visible que los alimentadores vecinos al alimentador **XOC-24X**, presentan las condiciones anormales mostradas en la figura en cuanto a caída de tensión se refieren.

Una vez abierto el programa *CYMDIST* y cargando la base de datos con la que se trabajará se procede a realizar los estudios pertinentes.

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

---

Es necesario realizar un estudio de flujos de cargas y uno de caída de tensión (la manera de realizar estos estudios está documentada en el capítulo 2 del presente trabajo) para poder generar los reportes en condiciones iniciales.

Los reportes lo ofrece la herramienta *CYMDIST* con la capacidad de generarlos en hoja de cálculo de *Microsoft Office*. Los parámetros que se pueden incluir en un reporte son de carácter eléctrico, económico o topológico. Dentro del ramo eléctrico está la tensión eléctrica, la dirección de flujo, las pérdidas eléctricas, la corriente por tramo, respecto al económico están los costos de material, activo instalado, costos de pérdidas por tramo, costos de pérdidas por alimentador, y respecto al topológico están la distancia de los tramos, la ubicación de los postes, el equipo instalado, las condiciones del equipo de seccionamiento (abierto o cerrado), las condiciones del equipo instalado (conectado o no conectado, como en el caso de un banco de capacitores, que puede existir en un poste, pero no estar físicamente conectado) entre otros.

Para acceder al menú de reportes a seleccionar se utiliza la ruta: **Reporte** → **Reporte de los cálculos**. Esta ventana se muestra en la figura 4.5.

Hay que asegurarse de que están seleccionados los alimentadores involucrados, así como los reportes: **Caída de tensión–Carga de alimentadores y Caída de tensión–Resumen**.

Se presentan los niveles de tensión y potencia aparente en el tramo más crítico de cada alimentador desde la gráfica 4.1 hasta la 4.8. Cabe mencionar que sólo se presentan los datos de una fase debido a que los análisis se realizan a sistemas balanceados.

## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

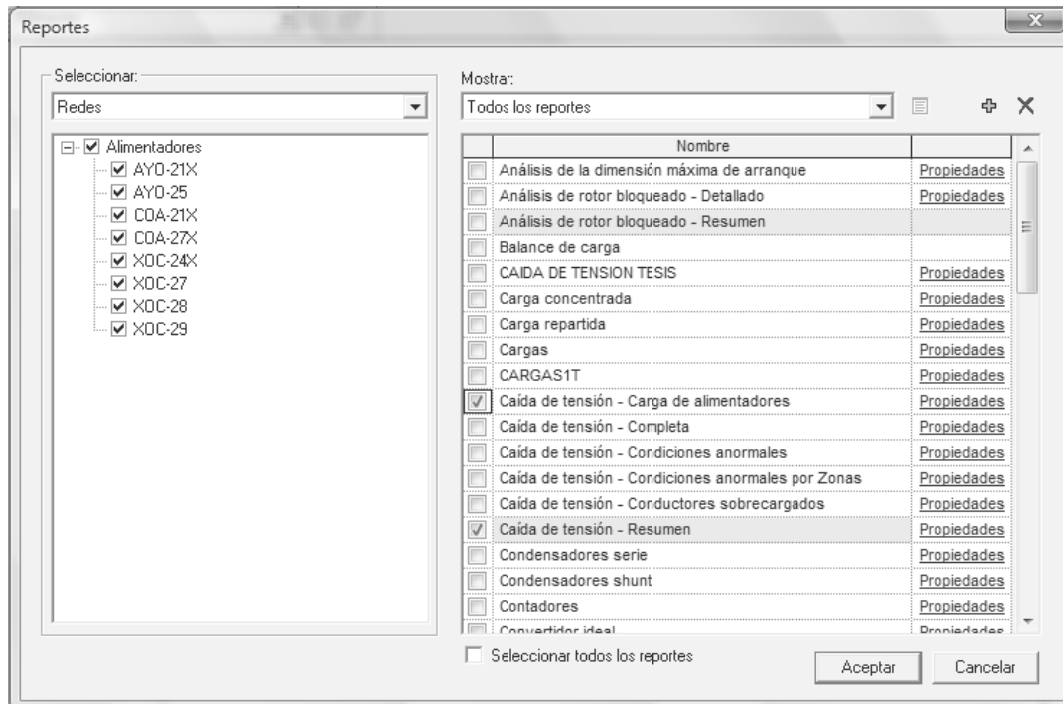


Figura 4.4. Catálogo de reportes en el programa Cymdist.

En lo correspondiente a caídas de tensión, se puede apreciar que estas son causadas en su mayoría a un exceso en la longitud del alimentador. Otro factor característico de la caída de tensión es la sobrecarga del alimentador en zonas de alta concentración de demanda. Estas zonas se localizan fácilmente a través de la gráfica de potencia aparente ya que hay un incremento acelerado en la gráfica la cual está relacionada con la distancia del conductor.

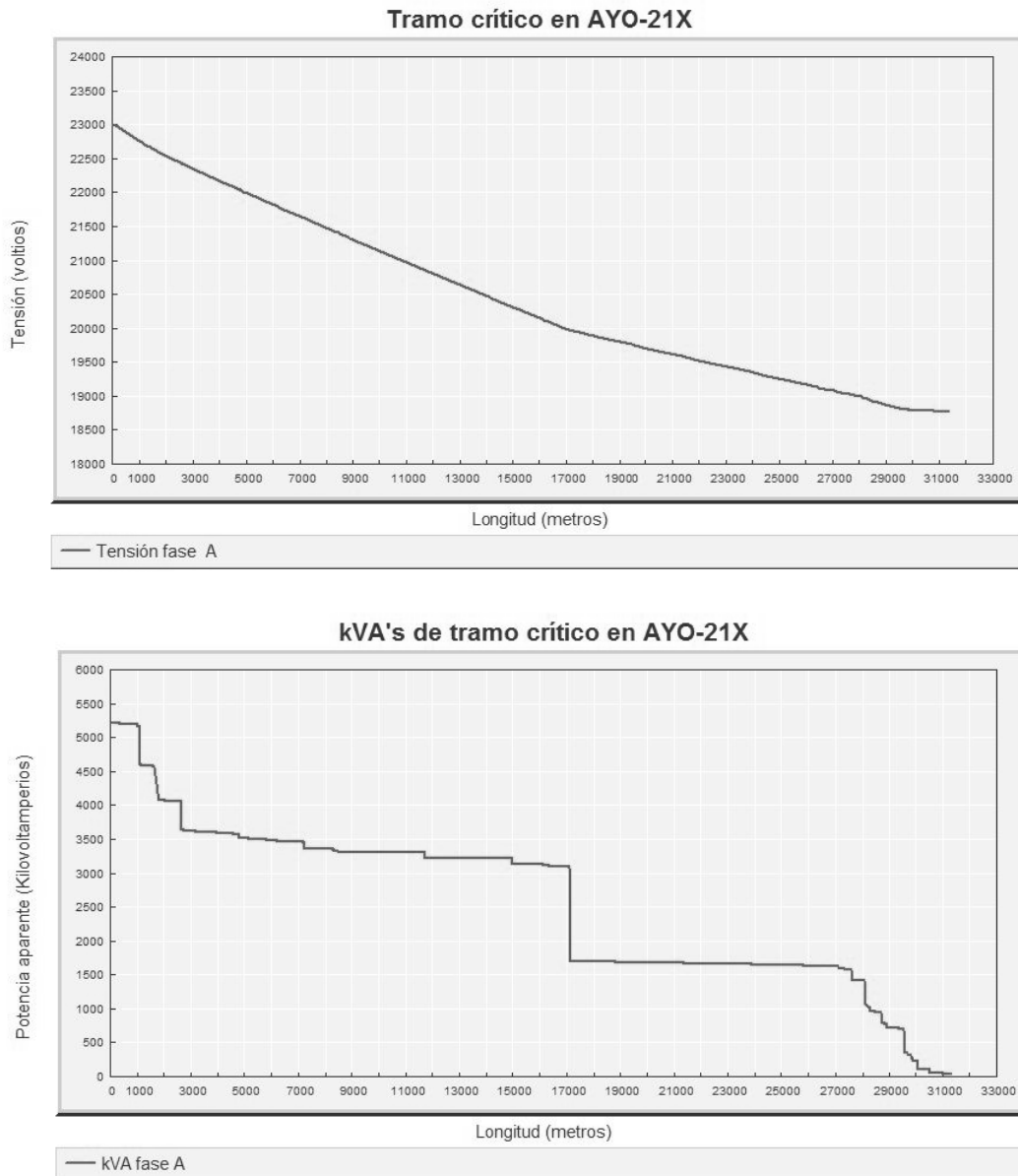
En la gráfica 4.1 se observa para el alimentador **AYO-21X**, el nivel de tensión es demasiado crítico (aproximadamente 19 [kV]). La distancia total del tramo desde la subestación rebasa los 30 [km]. En este caso particular la problemática de caída de tensión podría ser solucionada instalando bancos de capacitores.

En la gráfica 4.2 se aprecia que el nivel de tensión para el alimentador **AYO-25** está por debajo de los 19 [kV] y la distancia del mismo rebasa los 30 [km], de modo que es posible solucionar este mediante la instalación de bancos de

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

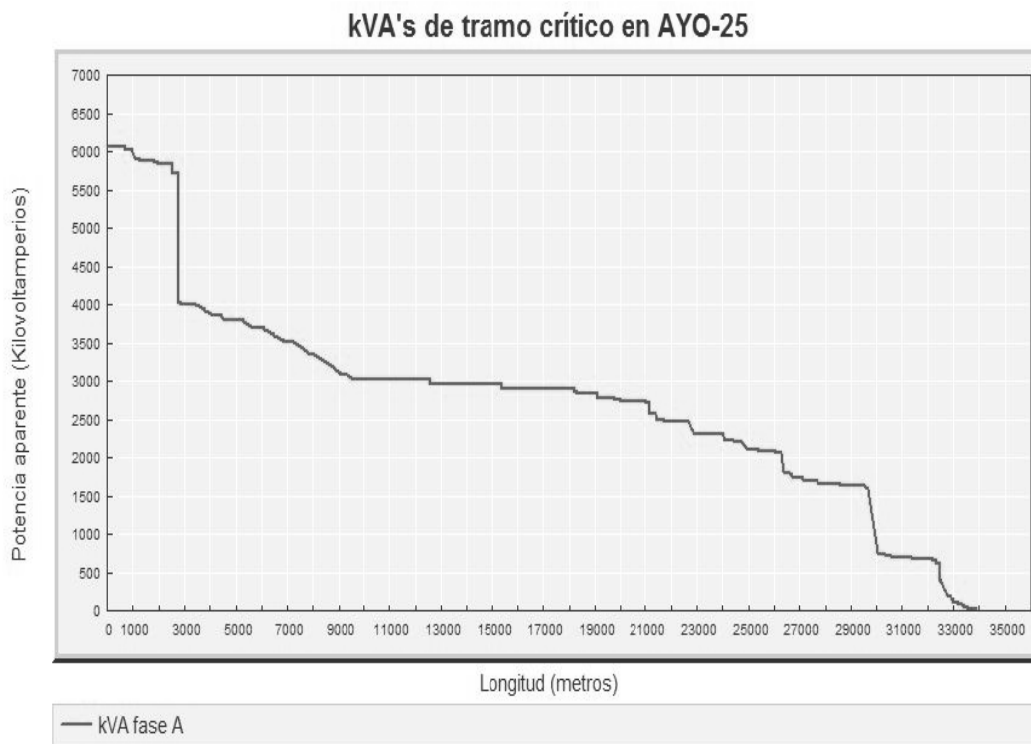
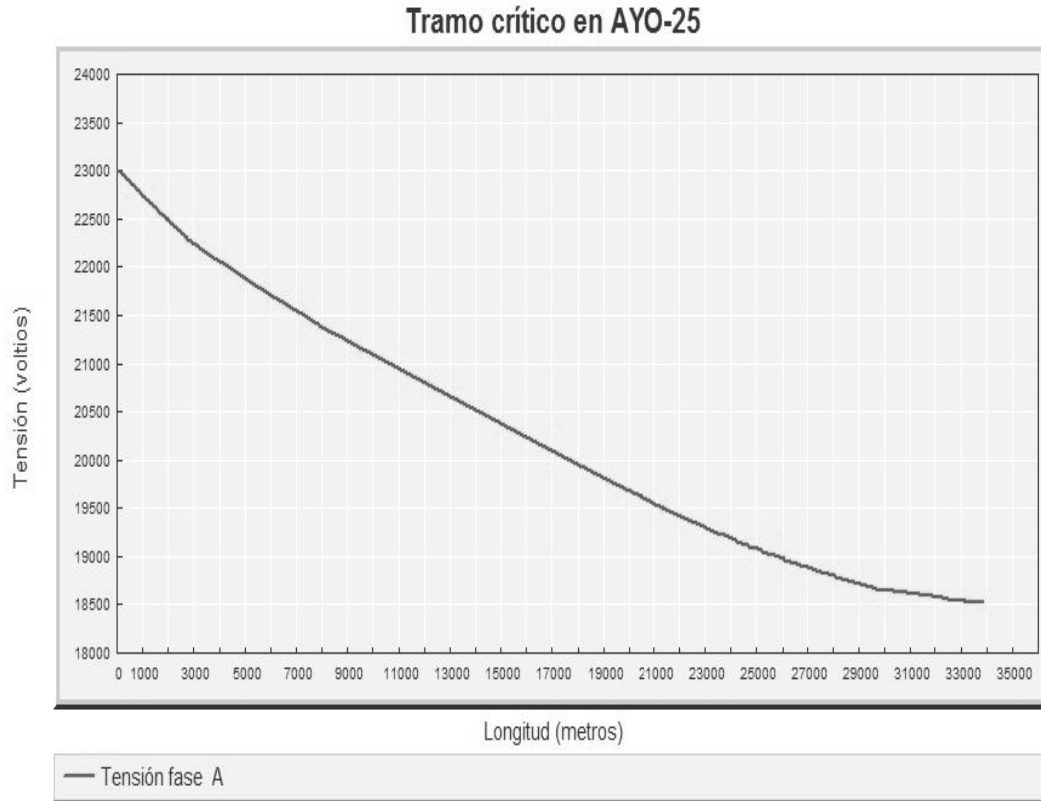
capacitores en puntos específicos a modo de reducir los efectos nocivos de la longitud excesiva.

Para la gráfica 4.3 el alimentador **COA-21X** presenta un nivel de tensión de 22 [kV] el cual se ubica en los tramos finales y esto indica que no es tan crítico. La longitud (en lo que respecta al tramo crítico) supera los 7.6 [km]. A diferencia de los 30 [km] que presentan los alimentadores de la subestación Ayotla, este tiene buenas posibilidades de ayudar en el problema de flujos de carga.



**Gráfica 4.2. Tramo crítico en alimentador AYO-21X.**

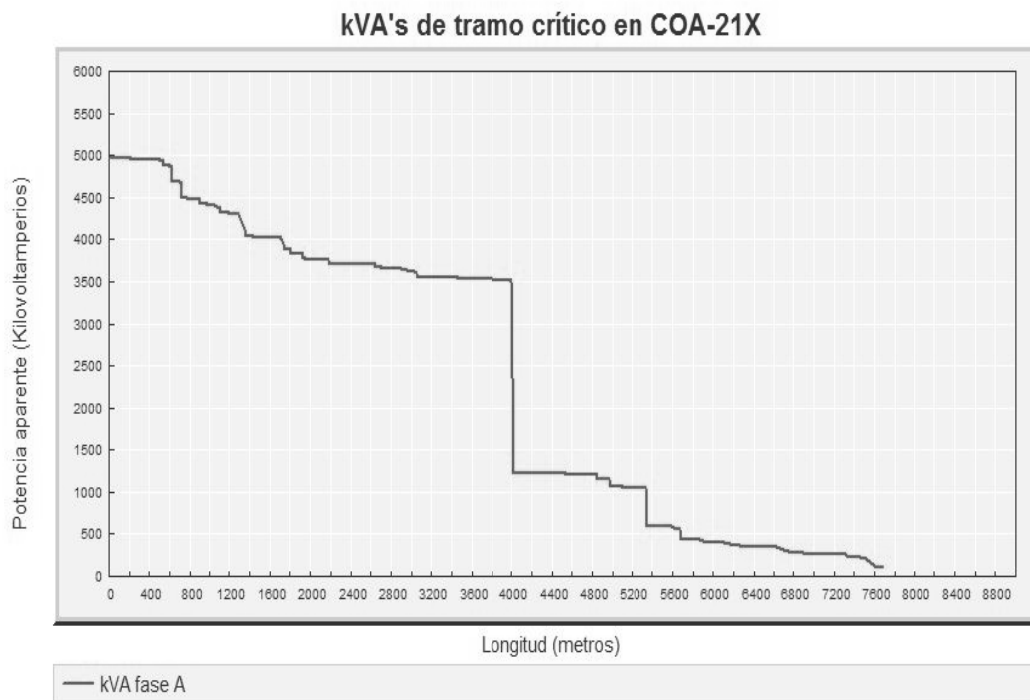
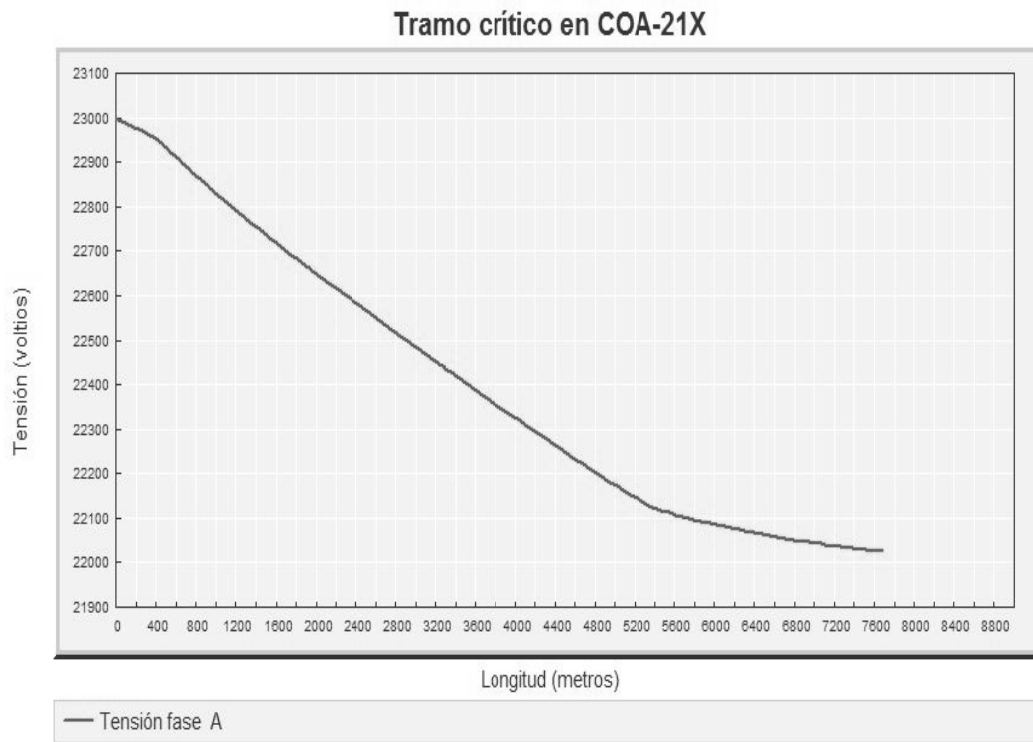
#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN



**Gráfica 4.3. Tramo crítico del alimentador AYO-25.**

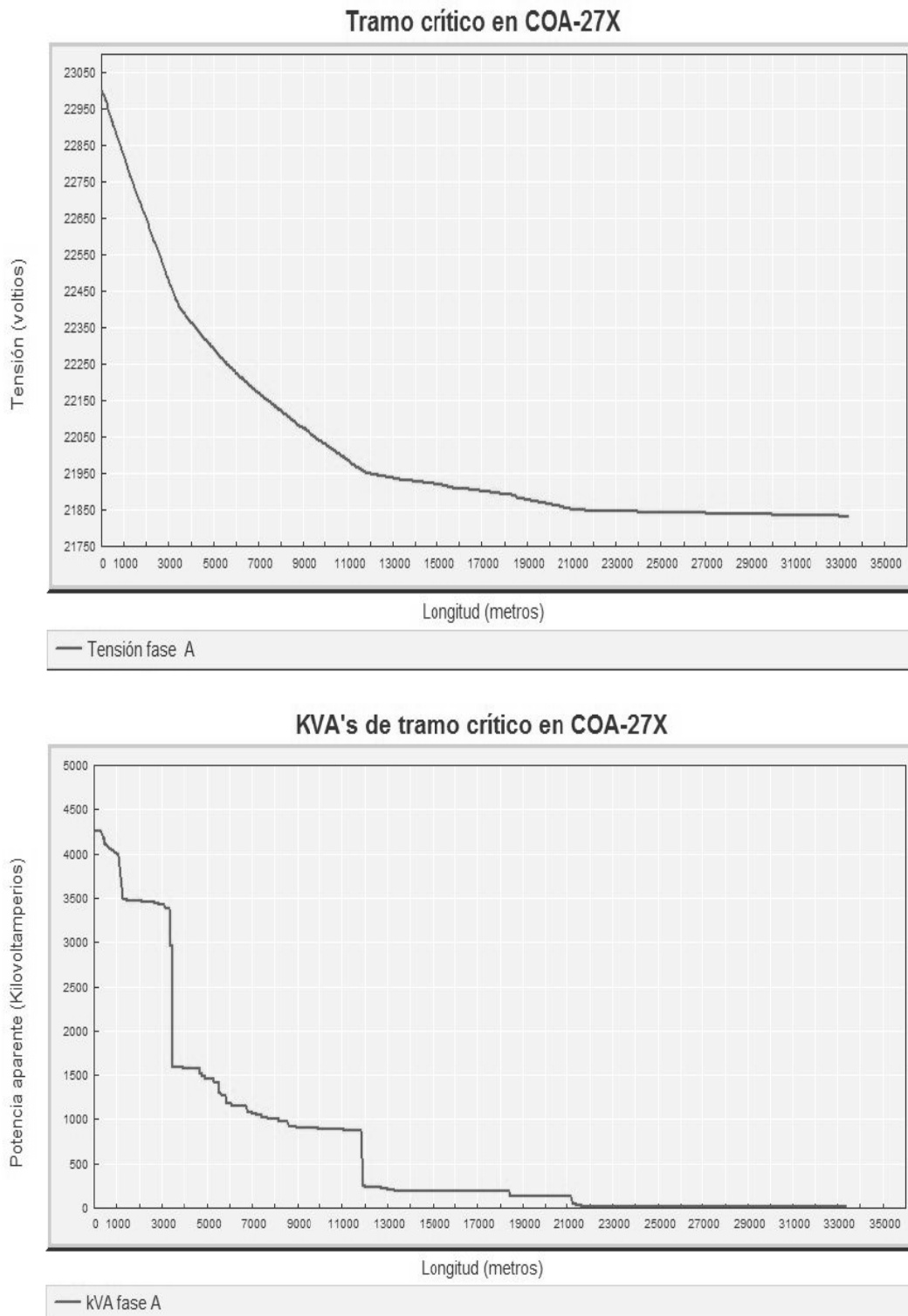


## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN



**Gráfica 4.4. Tramo crítico en alimentador COA-21X.**

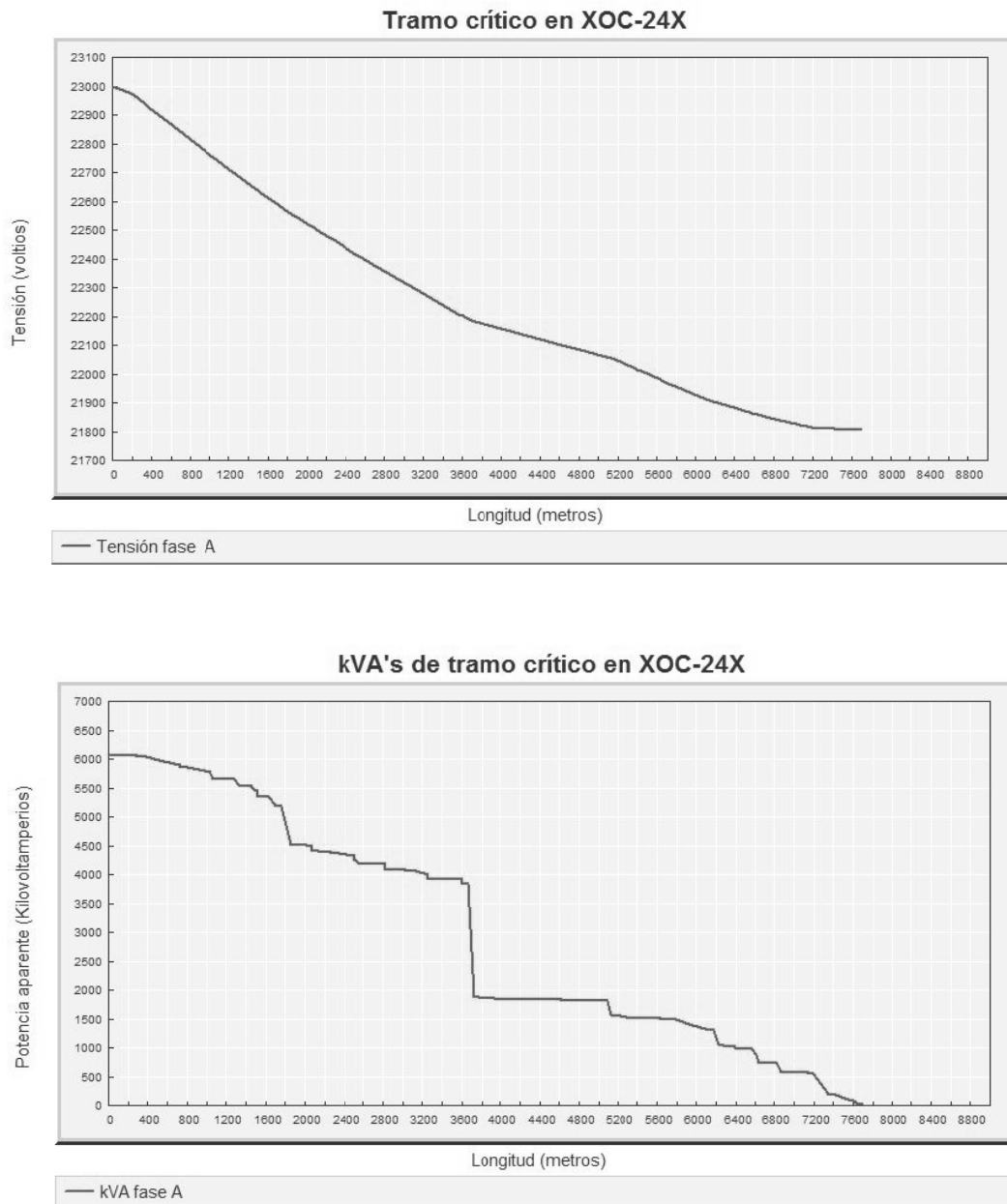
## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN



**Gráfica 4.5. Tramo crítico en alimentador COA-27X.**

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

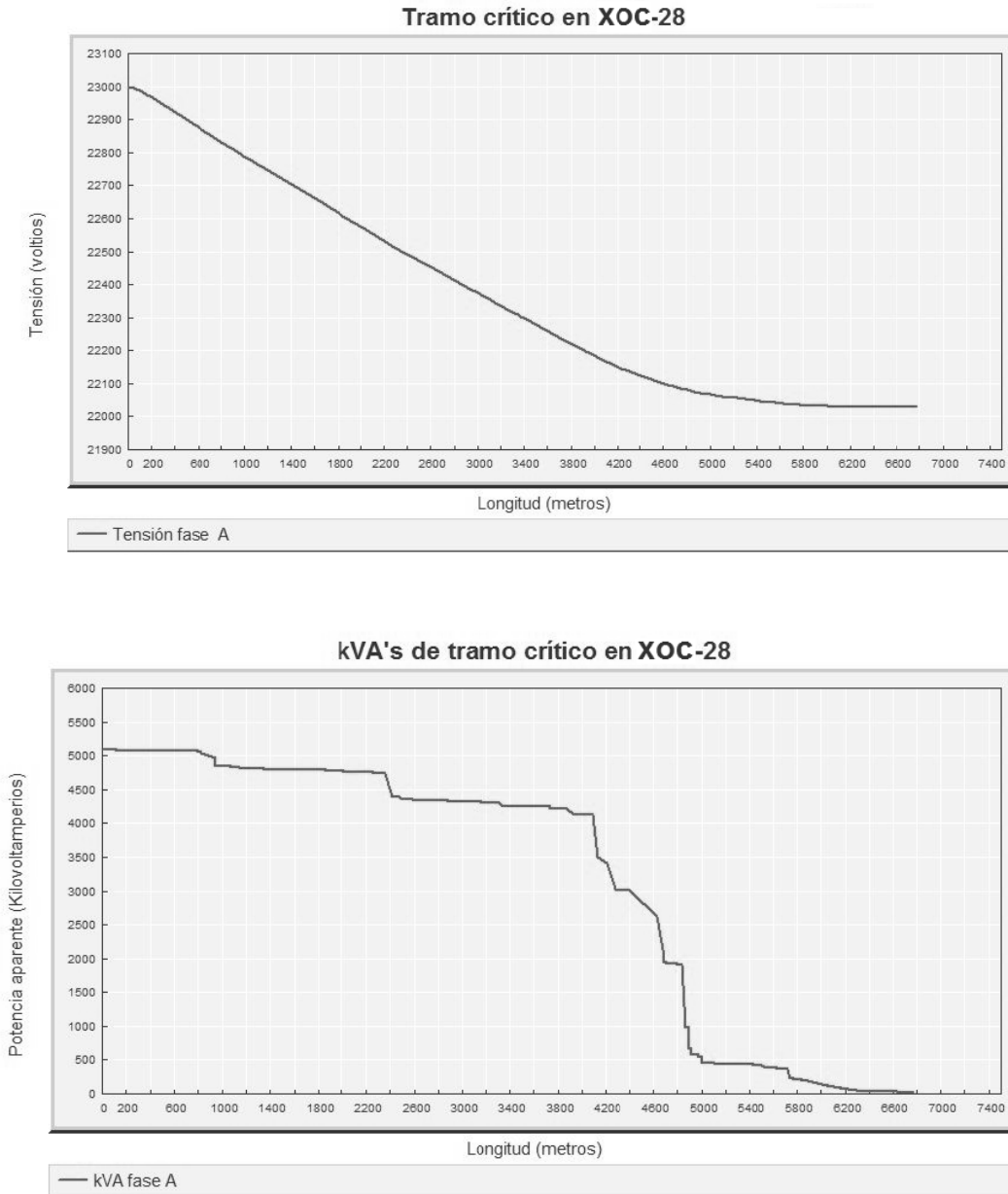
De la gráfica 4.4 se observa que el alimentador **COA-27X**, es más problemático que el **COA-21X**, esto es debido a que la distancia que presenta el tramo rebasa los 30 [km], y el nivel de tensión está por debajo de los 22 [kV], una forma para solucionar el problema particular de este puede ser solucionado instalando capacitores en puntos específicos, de modo que la tensión se mantenga estable a lo largo del tramo.



**Gráfica 4.6. Tramo crítico que alimentaría al Hospital General de Tláhuac.**

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

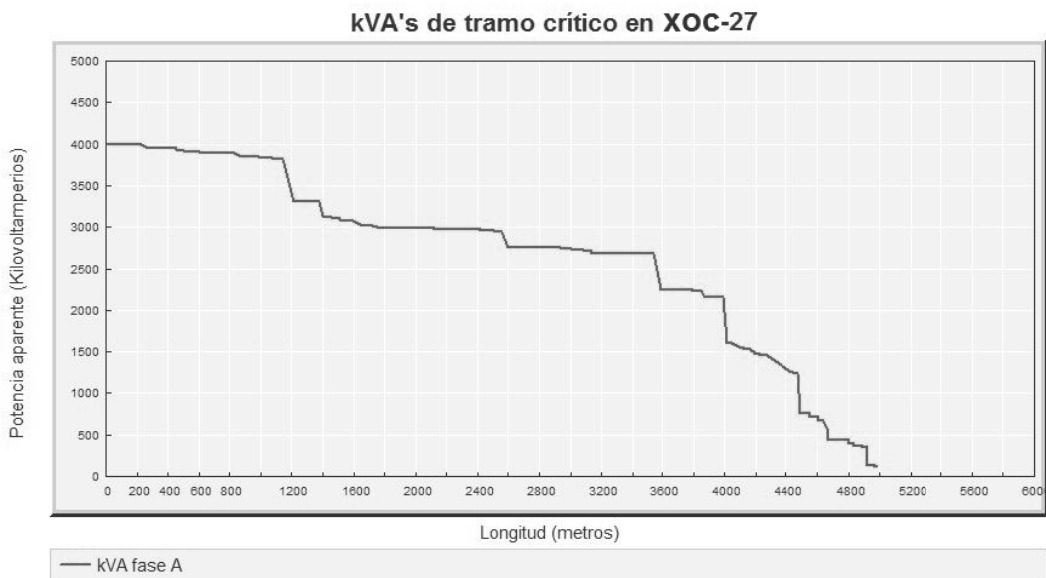
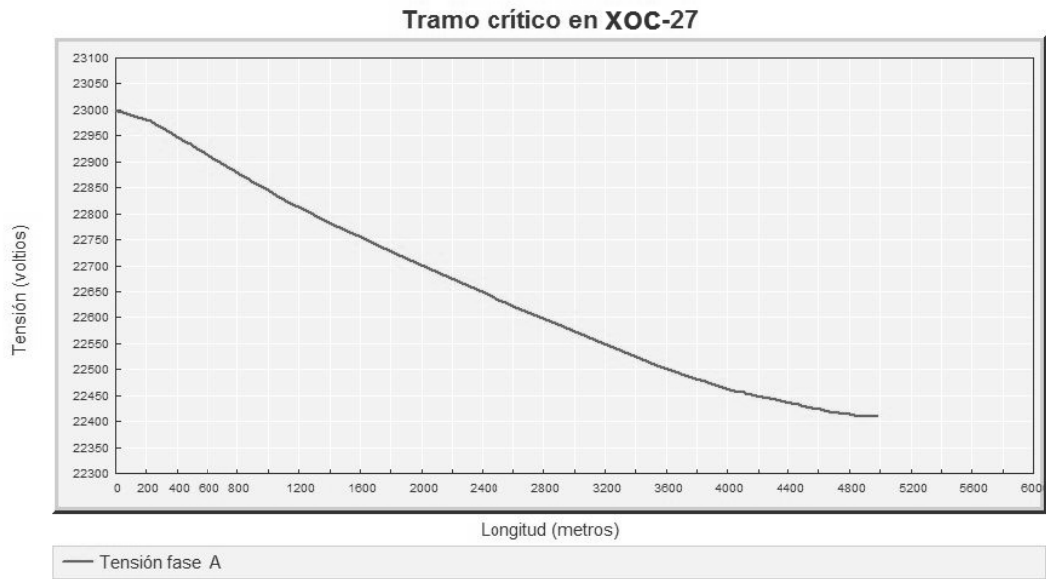
De la gráfica 4.5 es notorio que el alimentador **XOC-24X** está sobrecargado. En este caso el banco de capacitores no solucionaría la caída de tensión, la cual está relacionada con la distribución de la carga. Es necesario transferir carga de este a los vecinos. Se puede observar la gran concentración de carga que se presenta entre los kilómetros 3.6 y 4 del tramo crítico. Este es el que corresponde al Hospital General de Tláhuac.



**Gráfica 4.7. Tramo crítico perteneciente al alimentador XOC-28.**

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

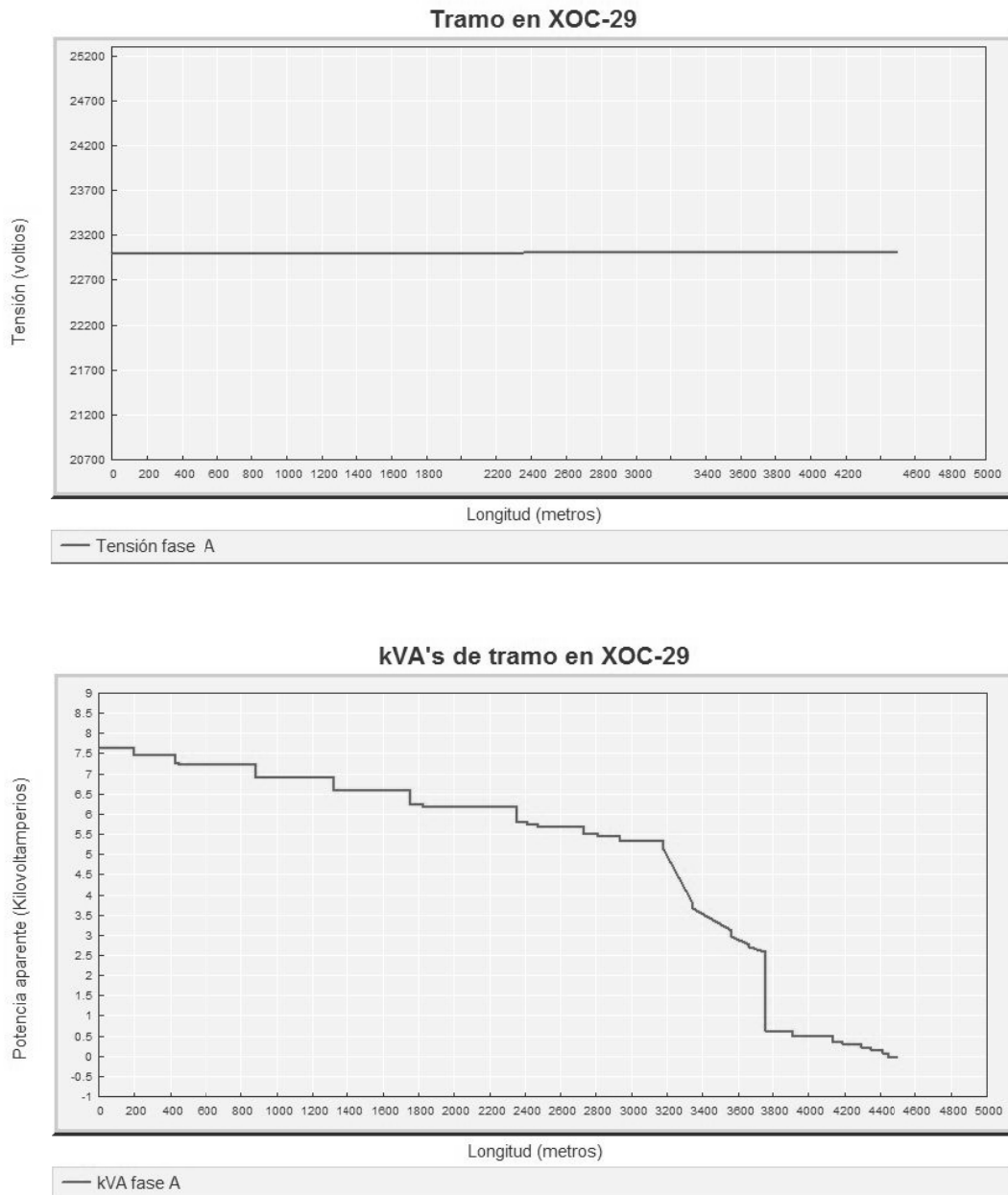
El alimentador **XOC-28**, mostrado en la gráfica 4.6, no presenta condiciones anormales, de modo que es ideal para equilibrar y transferir cargas. No tiene una longitud muy extensa, aunque si presenta una gran cantidad de carga a partir de los 4.2 [km]. El nivel de tensión está por encima de los 22 [kV] en los últimos tramos, lo cual habla de una adecuada regulación.



**Gráfica 4.8. Tramo crítico en alimentador XOC-27.**

## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Otro alimentador que no presenta condiciones anormales en sus estudios de caída de tensión es el **XOC-27**, como se puede observar en la gráfica 4.7. La longitud del mismo es adecuada ya que comprende poco menos de cinco kilómetros. Su nivel de tensión se mantiene por encima de los 22.4 [kV], haciéndolo una excelente opción para la transferencia de carga.



**Gráfica 4.9. Tramo en alimentador XOC-29.**

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Nombre del alimentador	Carga total		Pérdidas totales		Long :
	[kVA]	PF [%]	[kVA]	PF [%]	[m]
AYO-21X	15510.39	84.89	2122.12	44.97	67494.64
AYO-25	18113.79	90.03	2741.17	44.23	63587.01
COA-21X	14893.27	89.93	562.57	48.15	41017.74
COA-27X	12780.98	84.82	433.52	44.75	53934.47
XOC-24X	18188.75	89.95	789.37	46.65	53436.12
XOC-27	12000.81	89.87	301.44	45.35	25477.08
XOC-28	15252.04	89.93	711.96	44.74	25019.65
XOC-29	22.93	-0.00	0.00	45.97	10617.93

Alimentador	Condición	Nombre del tramo con peores condiciones	%
AYO-21X	Sobrecarga	AYO-21X-202	190.78
	Baja tensión	AYO-23-T7600	81.77
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000095	100
AYO-25	Sobrecarga	AYO-23-D184	241.17
	Baja tensión	COA-21X-T3188	80.63
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000100	100
COA-21X	Sobrecarga	COA-21X-7	83.08
	Baja tensión	COA-27X-C5036	95.76
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000037-COA	100
COA-27X	Sobrecarga	COA-27X-D16	78.25
	Baja tensión	COA-27X-T5071	94.92
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000046-COA	100
XOC-24X	Sobrecarga	XOC24X-D69	146.2
	Baja tensión	XOC24X-T9157	94.8
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000079-XOC	100
XOC-27	Sobrecarga	XOC27-2	64.1
	Baja tensión	XOC27-C1007	97.43
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000081-XOC	100
XOC-28	Sobrecarga	XOC28-D3	158.23
	Baja tensión	XOC28-T3312	95.77
	Alta tensión	TOPO_HEADNODE_ID_000082-XOC	100
XOC-29	Sobrecarga	7215	0.55
	Baja tensión	996	100
	Alta tensión	1041	100

**Tabla 20.4. Reporte de condiciones anormales en alimentadores estudiados.**

#### 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Alimentador	Descripción	Carga total			
		kW	kVAR	kVA	FP (%)
AYO-21X	Carga total leída (no regulada)	12212.65	6417.04	13795.91	88.52
	Carga total utilizada (regulada)	12212.64	6417.03	13795.9	88.52
	Capacitancia total del conductor		114.78		
	Pérdidas totales	954.38	1895.41	2122.12	44.97
	Potencia total desde las fuentes	13167.02	8197.66	15510.39	84.89
AYO-25	Carga total leída (no regulada)	15095.09	5528.54	16075.65	93.9
	Carga total utilizada (regulada)	15095.08	5528.53	16075.64	93.9
	Capacitancia total del conductor		101.84		
	Pérdidas totales	1212.37	2458.5	2741.17	44.23
	Potencia total desde las fuentes	16307.45	7885.19	18113.79	90.03
COA-21X	Carga total leída (no regulada)	13123	6099	14471.04	90.68
	Carga total utilizada (regulada)	13122.95	6098.98	14470.98	90.68
	Capacitancia total del conductor		79.43		
	Pérdidas totales	270.9	493.05	562.57	48.15
	Potencia total desde las fuentes	13393.86	6512.6	14893.27	89.93
COA-27X	Carga total leída (no regulada)	10646.53	6488.56	12467.96	85.39
	Carga total utilizada (regulada)	10646.5	6488.54	12467.92	85.39
	Capacitancia total del conductor		105.91		
	Pérdidas totales	194	387.69	433.52	44.75
	Potencia total desde las fuentes	10840.5	6770.31	12780.98	84.82
XOC-24X	Carga total leída (no regulada)	15992.87	7352.71	17602.11	90.86
	Carga total utilizada (regulada)	15992.86	7352.71	17602.1	90.86
	Capacitancia total del conductor		104.57		
	Pérdidas totales	368.25	698.21	789.37	46.65
	Potencia total desde las fuentes	16361.12	7946.35	18188.75	89.95
XOC-27	Carga total leída (no regulada)	10647.97	5046.44	11783.28	90.37
	Carga total utilizada (regulada)	10647.96	5046.44	11783.28	90.37
	Capacitancia total del conductor		51.04		
	Pérdidas totales	136.72	268.65	301.44	45.35
	Potencia total desde las fuentes	10784.67	5264.05	12000.81	89.87
XOC-28	Carga total leída (no regulada)	13397.23	6083.29	14713.67	91.05
	Carga total utilizada (regulada)	13397.15	6083.25	14713.58	91.05
	Capacitancia total del conductor		48.75		
	Pérdidas totales	318.5	636.74	711.96	44.74
	Potencia total desde las fuentes	13715.65	6671.25	15252.04	89.93
XOC-29	Carga total leída (no regulada)	0	0	0	0
	Carga total utilizada (regulada)	0	0	0	0
	Capacitancia total del conductor		22.93		
	Pérdidas totales	0	0	0	45.97
	Potencia total desde las fuentes	0	-22.93	22.93	0

**Tabla 4.21. Reporte de cargas y pérdidas de los alimentadores estudiados.**



## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

La información de los reportes de caída de tensión en los alimentadores anteriores se puede resumir en tablas, como la tabla 4.4 y 4.5, generadas por el programa *CYMDIST*, las cuales se exportan al programa *EXCEL* de *Microsoft Office* y tienen la opción de hacer un análisis de costos de pérdidas por alimentador.

### 4.3 Propuesta de reingeniería de alimentadores.

Se utilizará como herramienta el módulo SOM (*“Switching Optimization Module”*) del programa *CYMDIST*, que utiliza el método de Civanlar y promete minimizar las pérdidas de la red, mejorando las condiciones de tensión eléctrica del sistema, y balanceando las cargas entre los alimentadores.

Como punto de partida se muestra la situación actual de los alimentadores vecinos al alimentador **XOC-24X** para este análisis se utilizarán los alimentadores: **AYO-21X**, **AYO-25**, **COA-21X**, **COA-27X**, **XOC-24X**, **XOC-27**, **XOC-28** y **XOC-29**, los resultados se presentan a continuación

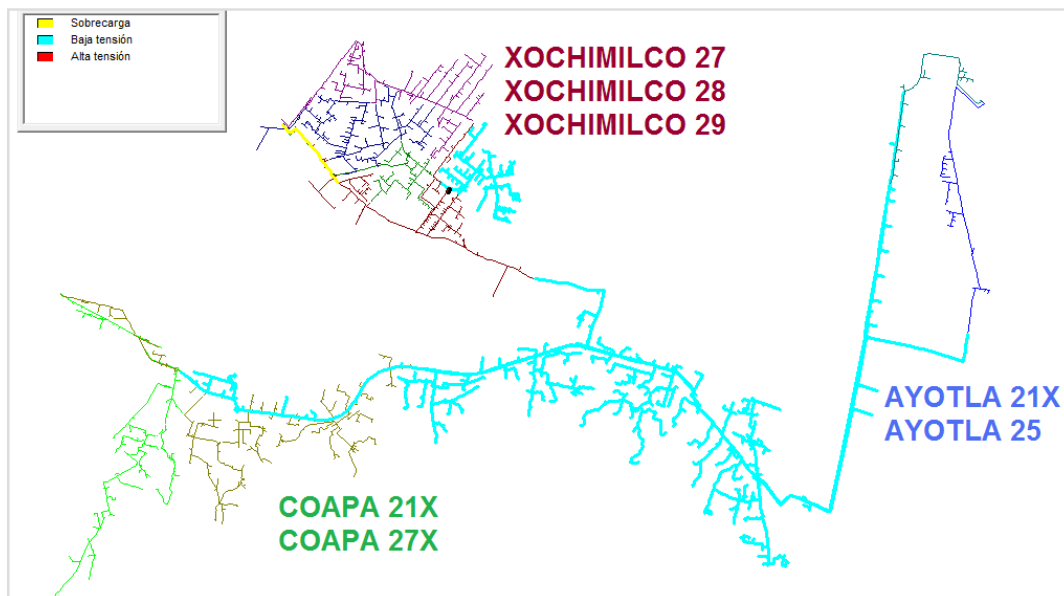


Figura 4.5. Condiciones iniciales de la zona de estudio.

## 4. TRANSFERENCIA DE CARGA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

A partir de estos datos se utiliza el módulo *SOM* (“*Switching Optimization Module*”) del programa *CYMDIST*, para ello se utiliza la ruta **Análisis**→ **Configuración Óptima (SOM)**... con lo que el programa abre una ventana, a la cual se deben introducir los parámetros mostrados en la figura 4.6, una vez realizados los cambios se procede a pulsar el botón **Ejecutar**.

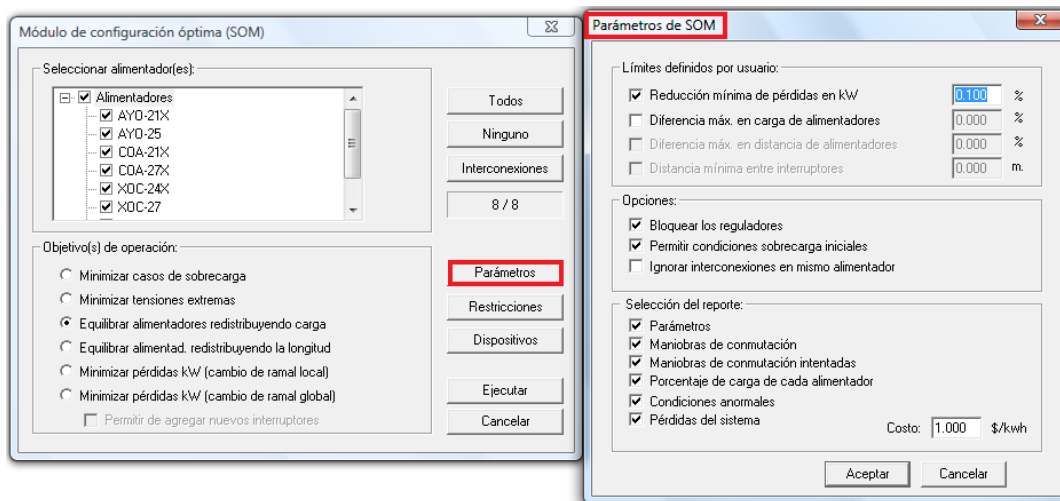


Figura 4.6. Ventana de configuración óptima.

Mediante el uso de esta herramienta se presentarán en el siguiente capítulo los resultados asociados al estudio en cuestión.

# Capítulo 5.

## Resultados.

### **Introducción.**

Las soluciones propuestas en para realizarse son resultado de análisis y cálculos en los que se hacen suposiciones que no contemplan todas las variables. Las operaciones realizadas permiten obtener una buena aproximación de lo que es la realidad, no olvidando que existen otros elementos que complementan el proyecto y la propuesta.

En diversas ocasiones se presenta la solución más óptima pero ésta entra en conflicto con espacios privilegiados, con un reporte de históricos de fallas al cual no se tiene acceso, de manera que se deben presentar varias propuestas por parte del departamento de ingeniería para que las mismas sean evaluadas por un departamento con poder resolutivo en materia de obras y maniobras.

Las propuestas presentadas a continuación son resultado directo de un módulo del programa *CYMDIST* el cual no puede actuar sólo sino que requiere de información y datos proporcionados por el usuario. Es importante adquirir experiencia en la forma que se toman las decisiones para ir encaminando las propuestas en ese sentido.

Como objetivo secundario a otorgar la factibilidad al Hospital General de Tláhuac, se encontraba el de solucionar la situación tan crítica en la zona cercana al hospital. No es el único servicio que se va a otorgar. La problemática no tiene una solución trivial y las posibilidades de transferencia son demasiadas para evaluarlas y calcularlas todas. Se debe acotar el problema a cubrir los objetivos específicos del mismo.

### 5.1 Resultados del estudio.

Al aplicar el módulo SOM (*“Switching Optimization Module”*), del programa *CYMDIST*, se muestran las maniobras a realizar en los alimentadores vecinos al alimentador **XOC-24X: AYO-21X, AYO-25, COA-21X, COA-27X, XOC-24X, XOC-27, XOC-28 y XOC-29**, los cuales se presentan en la figura 5.1.

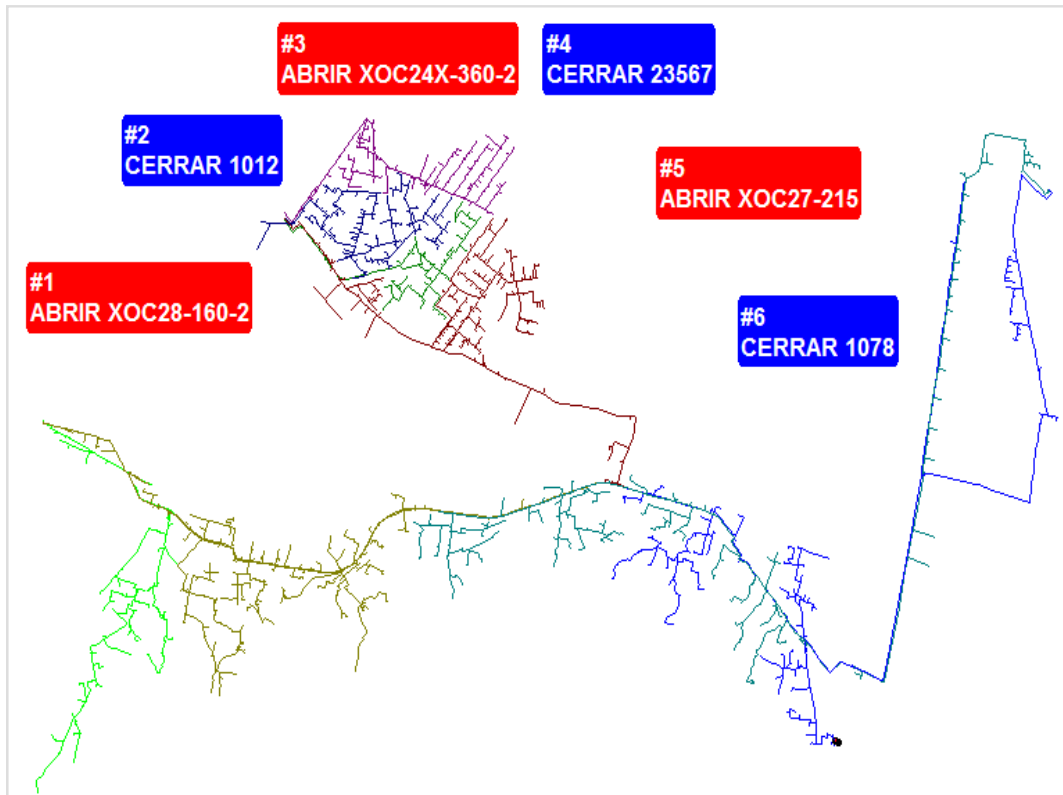


Figura 5.1. Resultados del módulo de configuración óptima.

Estas maniobras consisten en la apertura y cierre de un equipo de seccionamiento, manteniendo a la red radial. Una vez realizadas éstas acciones propuestas por el módulo de optimización se procede a realizar, una vez más, un estudio de caída de tensión para visualizar las mejoras establecidas en la red eléctrica, realizando así un estudio del tipo: ¿qué pasaría si...?

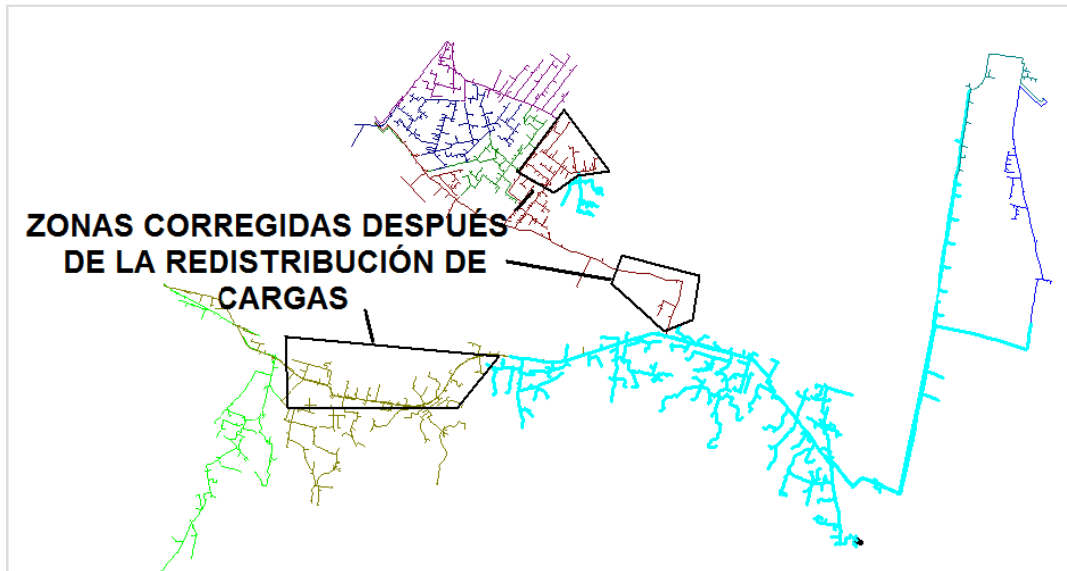


Figura 5.2. Mejoras a los alimentadores utilizados en el estudio.

### 5.2 Instalación de bancos de capacitores.

De la figura 5.2 se observa que existen zonas con un problema severo de bajo nivel de tensión, mismas que se pueden corregir instalando bancos de capacitores en la red de distribución. El lugar donde se instalarán dichos bancos será en los tramos donde presenten bajos niveles de tensión.

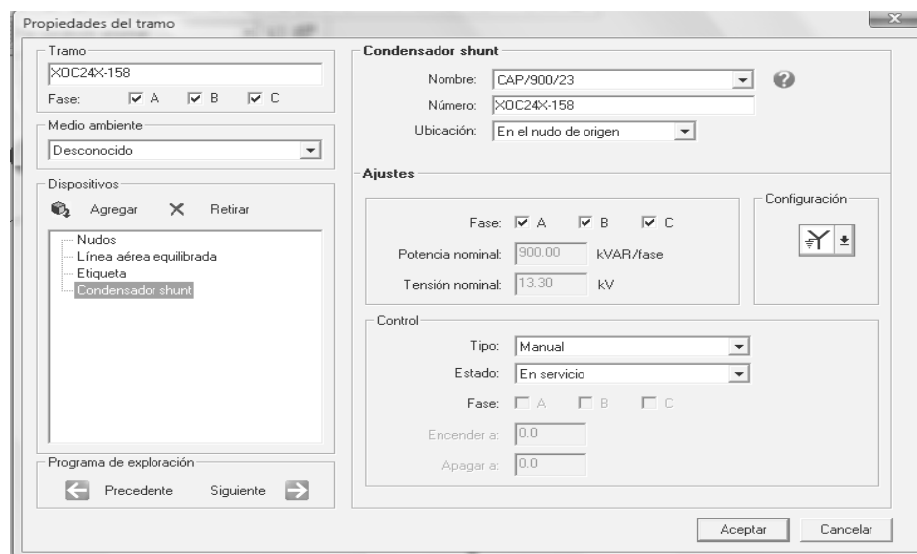


Figura 5.3. Instalación de capacitores en la red.

Para instalar estos capacitores se selecciona un tramo de la línea y se pulsa dos veces con el puntero del ratón en el tramo de manera que aparezca la ventana **propiedades del tramo**, en esa ventana se pulsa el botón **agregar**, y de las opciones se selecciona el condensador en derivación (tipo “shunt”). Se deberán ingresar los parámetros adecuados para dicho condensador.

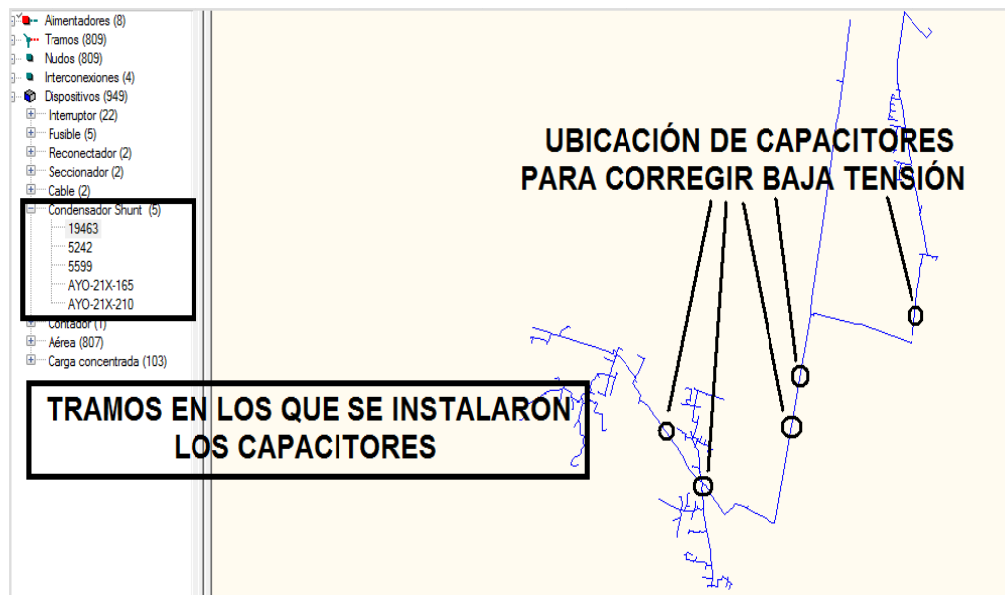


Figura 5.4. Ubicación de capacitores en el alimentador AYO-21X.

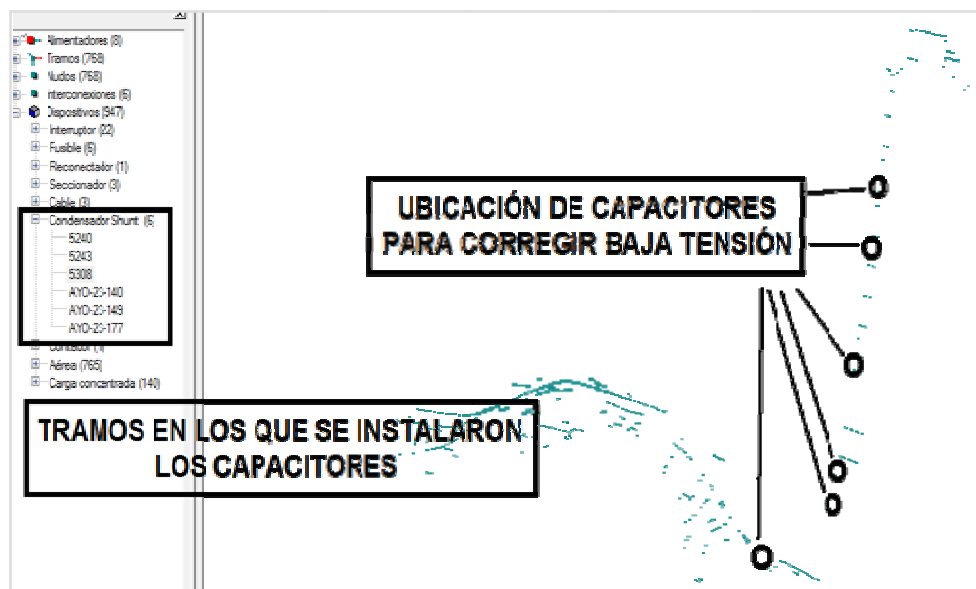


Figura 5.5. Ubicación de capacitores en el alimentador AYO-25.



Figura 5.6. Ubicación de capacitores en el alimentador XOC-24X.

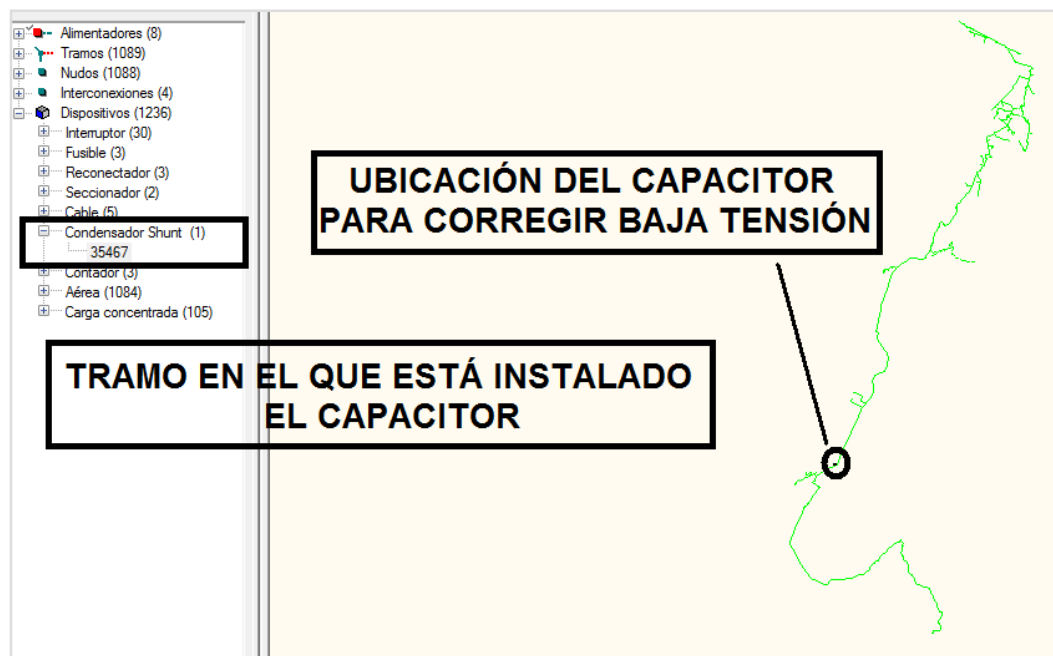
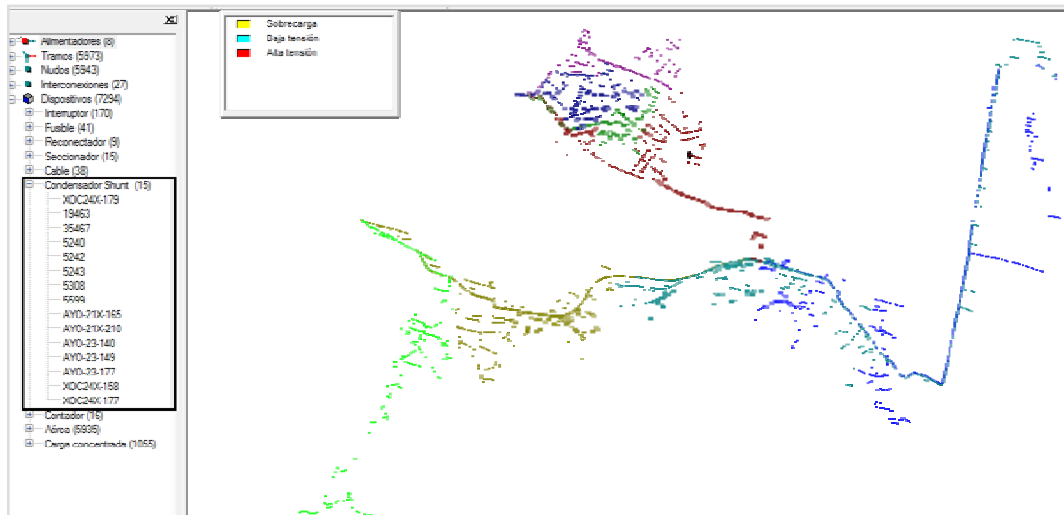


Figura 5.7. Ubicación del capacitor en el alimentador COA-27X.

Una vez instalados los bancos de capacitores en los alimentadores conflictivos, se realiza un nuevo estudio de caídas de tensión para obtener las condiciones anormales en los alimentadores restantes. Después de instalar los bancos de capacitores se espera que los alimentadores no presenten condiciones anormales.



**Figura 5.8. Estudio de caída de tensión. No hay condiciones anormales. En la barra de exploración se pueden observar los capacitores instalados en la red.**

Esta solución es la más adecuada en términos operativos de la red eléctrica. No existen caídas de tensión en ningún tramo. Se corrigieron además los problemas de los alimentadores **AYO-21X**, **AYO-25**, **COA21X** y **COA-27X**, con la instalación de bancos de capacitores a lo largo de la red eléctrica de distribución.

### **5.3 Transferencia de carga en alimentadores de la subestación Xochimilco.**

La solución propuesta implicaría la instalación de bancos de capacitores, esto compite con las políticas actuales del Departamento de Planeación de Luz y Fuerza del Centro que no contemplan la instalación de estos bancos en mediana tensión debido a que se han presentado accidentes en los postes que los contienen. Existen reportes de explosión y accidentes de los mismos.

Buscando otra de solución y estudiando la parte anterior, es visible que las maniobras propuestas pertenecen en su mayoría a equipos de seccionamiento instalado en los alimentadores pertenecientes a la subestación Xochimilco.



Por esta razón se descarta el uso de los alimentadores pertenecientes a la subestación Ayotla y Coapa, debido a que las transferencias de carga en los mismos requieren elementos adicionales como el uso de bancos de capacitores.

Realizando el estudio de transferencias de carga a través del módulo *SOM* del programa *CYMDIST* se obtienen las maniobras a realizar descritas en la figura 5.9.

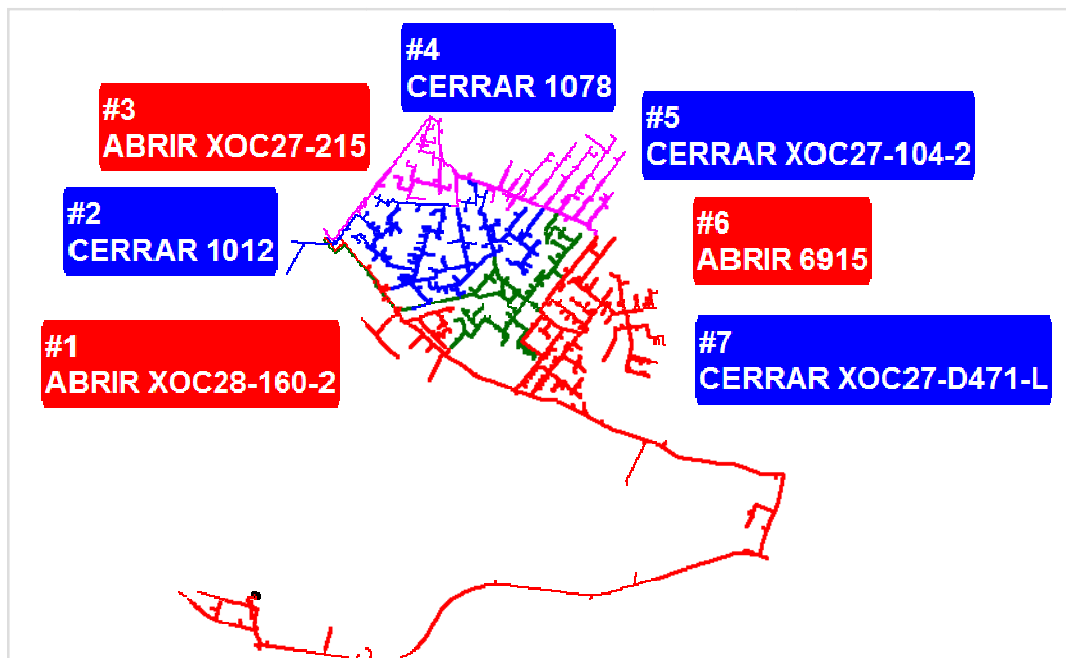


Figura 5.9. Maniobras a realizar en los alimentadores de la subestación Xochimilco.

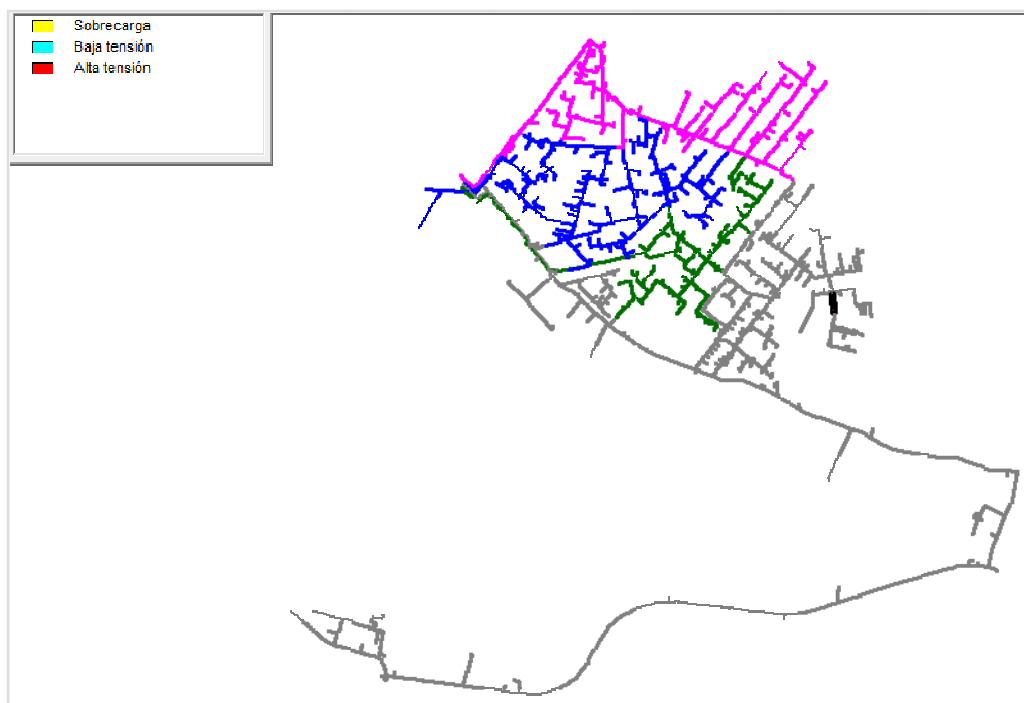
#### 5.4 Simulación de la solución utilizando el programa CYMDIST.

Una vez realizados los cambios la nueva configuración de la red eléctrica entregó los siguientes resultados en cuanto a caídas de tensión se refiere.

Los alimentadores seleccionados no presentan sobrecargas ni caídas de tensión en toda su extensión. La red es operante y las condiciones de frontera

en alimentadores se siguen cumpliendo, es decir, la red eléctrica presenta el esquema radial y condiciones favorables para la conexión del Hospital General de Tláhuac.

Dadas las condiciones de la red no es posible atender a las políticas del Departamento de Planeación en materia de mantener 12 [MVA] por alimentador, contenidas en el Manual de obras de Distribución pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro. En este caso la prioridad es otorgar el servicio al Hospital General y dicho objetivo, debe ser cubierto de manera expedita.



**Figura 5.10. Nula presencia de condiciones anormales en los alimentadores de la subestación Xochimilco.**

Una vez realizado el estudio de caída de tensión y viendo que éste no presenta condiciones anormales en los alimentadores seleccionados de la subestación Xochimilco es prudente revisar con detalle el resumen de maniobras a realizar.

Esta solución requiere de siete maniobras sobre equipo ya instalado en la red eléctrica y sin necesidad de instalar equipo adicional o bancos de capacitores.

A continuación se presentan los reportes generados por el programa. Se pueden visualizar las maniobras a realizar, la transferencia de cargas mencionando alimentador origen y alimentador destino, la condición final de cada alimentador, los dispositivos sobrecargados y un reporte de reducción de pérdidas en el sistema.

Parámetros									
Objetivo		Equilibrar alimentadores redistribuyendo carga							
Mejoramiento del desequilibrio mínimo		0.00 %							
Bloquear los reguladores		Sí							
Permitir condiciones anormales iniciales		Sí							
Costo de energía		1.000 \$/kWh							
Maniobras de conmutación									
			Carga transferida		Pérdidas				
Nombre del tramo	Acción	Nombre del interruptor	De	A	kW	kW			
XOC28-D57	Abrir	XOC28-160-2				3,453.4			
XOC-29-1012	Cerrar	1012	XOC-28	XOC-29	2,673	3,346.4			
XOC24X-D78	Abrir	XOC24X-360-2				3,335.5			
23567	Cerrar	23567	XOC-24X	COA-21X	844	3,335.5			
XOC27-215	Abrir	XOC27-215				3,334.0			
XOC-29-1078	Cerrar	1078	XOC-27	XOC-29	67	3,334.0			
		Carga inicial		Carga final		Longitud inicial		Longitud final	
Nombre del alimentador	kVA	%	kVA	%	m.		m.		
AYO-21X	15,506.0	82.82	15,506.0	82.82	68,490.9		68,490.9		
AYO-25	18,110.5	96.73	18,110.5	96.73	64,155.6		64,155.6		
COA-21X	14,892.3	79.54	15,944.9	85.16	41,017.7		53,110.9		
COA-27X	12,780.3	68.26	12,780.3	68.26	53,934.5		53,934.5		
XOC-24X	18,187.0	97.13	17,116.2	91.42	53,436.1		41,342.9		
XOC-27	12,000.6	64.09	11,922.9	63.68	25,477.1		25,332.8		
XOC-28	15,250.7	81.45	12,093.6	64.59	25,019.7		21,701.9		
XOC-29	4,147.9	22.12	9,026.9	46.17	10,617.9		18,080.0		

**Tabla 5.1. Resumen de maniobras y mejoras en los alimentadores de la subestación Xochimilco.**

Condiciones anormales				
	Inicial		Final	
Tipo de violación	# Dispositivos	Peor [%]	# Dispositivos	Peor [%]
Sobrecarga	1	241.14	0	100.00
Baja tensión	1,875	80.63	3,223	80.63
Alta tensión	0	100.00	0	100.00

Pérdidas en el sistema				
Pérdidas iniciales	Pérdidas finales		Economías	
[kW]	[kW]	[kW]	[%]	[\$/año]
3,453.43	3,334.02	119.42	3.46	1,046,089

**Tabla 5.2. Reporte sobre condiciones anormales y pérdidas en el sistema.**

Dentro de los beneficios económicos del proyecto se encuentra en la tabla 5.2 el ahorro económico por año si el costo del kilovatio hora fuera de un peso. Este ahorro rebasa el millón de pesos anuales y sólo activando o desactivando siete equipos de seccionamiento.

La realización de estas maniobras impidió que el hospital se autoabasteciera de energía eléctrica mediante una planta de diesel, lo que generaría contaminación ambiental en la delegación de Tláhuac.

Es claro que mediante la utilización de paquetería especializada como el programa *CYMDIST*, se reducen no sólo tiempos de cálculo sino que además se puede llevar una bitácora de los cambios que ha sufrido la red eléctrica, se tiene más control sobre la misma, facilitando el trabajo de los ingenieros analistas, de los ingenieros proyectistas y del personal relacionado con los trabajos propios de la red de distribución.

# Capítulo 6.

## Conclusiones.

### 6.1 Capítulo 1.

Lamentablemente la información proporcionada en los textos consultados pertenece a economistas en su mayoría, los problemas técnicos a los que se enfrentó Edison para desarrollar su lámpara incandescente, los problemas eléctricos que debió resolver para poner en marcha el sistema eléctrico de potencia, están pobremente documentados. Las innovaciones realizadas al generador de corriente directa para aumentar su eficiencia no se encuentran en las patentes, y en caso de existir, Edison no era un hombre que sustentara sus modificaciones con rigor matemático.

La información relevante a sistemas eléctricos de potencia se encuentra en los cursos impartidos por la Facultad de Ingeniería, en donde se cubren todos los aspectos de los sistemas eléctricos de potencia, dejando a un lado temas novedosos como lo son el análisis armónico, la cogeneración, la calidad de la energía, por mencionar algunos, pero el más importante es el aspecto financiero de los proyectos relacionados con sistemas de distribución eléctrica, costos de generación, costos de producción, costos de transporte, manejo de precios unitarios, costos de administración, de pérdidas técnicas y de pérdidas no técnicas. Estos aspectos son importantes en la formación de un ingeniero ya que asociado a un proyecto se encuentra un presupuesto y el manejo del mismo.

Para mantener en operación la red eléctrica de Luz y Fuerza del Centro es necesario que entren en operación medidas que ayuden a la utilización de la misma. Con anterioridad se han implementado cambios grandes en la red (cambio de tensión de 6 [kV] a 23 [kV], o la unificación de frecuencias) de manera que si se proyectan las políticas del Departamento de Planeación con adecuada logística, es factible que se logren implementar en un corto período.

Otro aspecto de administración de la red es que los niveles de tensión en los circuitos de distribución se seleccionan basados en la relación costo beneficio. El hecho de que se estén cambiando todos los sistemas de la zona central a 23 [kV] radica en las ventajas de trabajar con niveles elevados de tensión para la distribución. Por un lado los conductores se vuelven más económicos porque se requiere menos área transversal del conductor para transmitir la misma cantidad de potencia (es su principal ventaja) pero las desventajas radican en que los equipos de control aumentan de precio conforme se incrementa el nivel de tensión a la que operan y los sistemas de protección también proveen costos elevados.

Dadas las grandes distancias en los circuitos de distribución de la zona central y el crecimiento constante que ha tenido la zona, la distribución radial con el nivel de tensión actual es la opción a elegir. Además el homogeneizar la red eléctrica no sólo comprende que las tensiones de los circuitos de distribución estén normadas, también existen propuestas para hacer que la potencia que suministra cada alimentador sea normalizada en 12 [MVA] por alimentador.<sup>19</sup>

Un problema que se detecta a todas luces en la empresa Luz y Fuerza del Centro es el que sus departamentos trabajan de forma aislada e independiente, dificultando la implementación de medidas que ayuden al sistema de distribución eléctrica.

Como consecuencia directa del párrafo anterior está la organización de los recursos, de manera general se puede comentar que otra de las políticas del Departamento de Planeación señala que cada alimentador debe contar con al menos un equipo telecontrolado. La realidad es que existen alimentadores que contienen varios equipos telecontrolados y existen alimentadores que no tienen un equipo telecontrolado.

---

<sup>19</sup> RVP-AI/2008-DIS-14 "Zonas Críticas en el Sistema de Distribución de la División Metropolitana Oriente de Luz y Fuerza del Centro y su resolución a mediano plazo" Ing. Fernando Vallejo Quintero, Ing. Gustavo Robles Peña, Ing. Jesús Reguera, LYFC DMO, 2008

### 6.2 Capítulo 2.

El programa fue adquirido por la Universidad Nacional Autónoma de México hace más de cuatro años, por la Facultad de Ingeniería. La empresa que lo distribuye en México, INININ, comenta al respecto que la Universidad adquirió el programa a un costo muy por debajo del costo real, pero no se ha actualizado ni difundido.

De lo visto en la Reunión de Verano de Potencia, desde el año 2005 hasta el año 2008, la tendencia de los sistemas eléctricos es la automatización, los sistemas de comunicaciones para la adquisición de datos, y los sistemas en línea.

La capacidad del programa permite ahorrar mucho tiempo en análisis, sobretodo en flujos de cargas y caídas de tensión. Con la ayuda de estos programas la red eléctrica podría quedar completamente automatizada (utilizando dispositivos telecontrolados) y así se podrían atender las sobrecargas al sistema mediante un cierre y apertura de equipos de seccionamiento manteniendo las características del sistema radial.

Permite además el análisis sobre mejoras de la red eléctrica constantemente y realización de estudios del tipo “¿Qué pasaría si...?”. El simulador eléctrico es una herramienta que necesita estar actualizada con las bases de datos de todos los equipos que tiene la compañía. Es altamente configurable, por lo que si un equipo no existiera en la base de datos se puede agregar mediante sencillos pasos.

Surge la pregunta: ¿es la solución automatizar la red en este momento? La respuesta es no. Existen particularidades de la red eléctrica que el programa no muestra actualmente, como los horarios de demandas máximas, o los históricos de las fallas. Las maniobras y la reconfiguración de la red eléctrica deben ir de la mano de los archivos históricos de fallas, de manera que un dispositivo de enlace o seccionamiento no se instale en un poste con

tendencias a disturbios como choque de automóviles u objetos extraños sobre la línea. También se debe tener al día los mantenimientos de la red eléctrica de manera que ésta se encuentre trabajando dentro de las especificaciones del fabricante. Es también necesaria una correcta y completa coordinación de protecciones para cumplir con los estándares de continuidad en el servicio.

Debe quedar en la parte humana la toma de decisiones, ya que el programa no es capaz de resolver aspectos involucrados con la información de disturbios. Si bien la herramienta de cómputo es poderosa, también lo es la experiencia adquirida con los años. La propuesta de trabajo sería que un ingeniero eléctrico capacitado en el uso de la herramienta computacional, trabajará de cerca con un ingeniero eléctrico con experiencia en el comportamiento de la red de distribución de manera que el último solicitara análisis, reportes, e hiciera propuestas de modificaciones a la red. De esta forma se ahorran muchos recursos, ya que el tiempo de un ingeniero experimentado es muy valioso para desperdiciarlo en una capacitación que probablemente no dominaría al 100%.

Es claro pues que los recursos con los que puede trabajar un ingeniero eléctrico son electrónicos, de manera que la formación de un Ingeniero Eléctrico Electrónico es de gran ayuda ya que comprende no sólo los problemas de la red eléctrica de distribución, sino la problemática del envío de información, el tiempo de procesamiento de una máquina, las capacidades de programación de un relevador microprocesado, las limitantes de un sistema SCADA, entre muchos otros.

### **6.3 Capítulo 3.**

Se observó que las transferencias de carga en los alimentadores de la zona metropolitana de la ciudad de México no es un problema trivial, la realidad es que el problema ha rebasado a la compañía suministradora (así como muchos otros servicios han sido rebasados en la ciudad, por ejemplo: las vías de comunicación terrestre, suministro de agua, etc.), desgraciadamente la ciudad no se encuentra en posibilidades de proporcionar derechos de vía para la



construcción de nuevos circuitos (ni para las obras que la construcción de estos implicarían). Por estas razones la suministradora tendrá que aprovechar al máximo los recursos con los que cuenta actualmente. Una solución a corto y mediano plazo son los proyectos de generación distribuida (4 subestaciones autorizadas para entrar en operación en el mes de Julio del año 2009: Tezontle, Zaragoza, Chalco y Fisisa), la ampliación de subestaciones existentes (tercer banco de 60 [MVA] en la subestación Aurora en Junio de 2008 y tercer banco de 60 [MVA] en subestación Ixtapaluca en Julio de 2009) o la construcción de subestaciones convencionales.

Si bien es cierto que los problemas se manifiestan cuando se niegan las factibilidades, existen factores que no han favorecido al sector como son el crecimiento desmedido de la ciudad y la centralización de fuentes de empleo. Esto ofrece como resultado un sistema de distribución no homogéneo.

Idealmente, no debería de ser necesario aplicar reingeniería o redistribuciones de carga a los alimentadores para poder proporcionar un servicio, lo idóneo sería trabajar sobre una red en la cual al conectar una carga nueva se realicen las modificaciones pertinentes para que tanto redes como subestaciones o líneas de transmisión no operen al borde de sus condiciones nominales, desafortunadamente estas concentraciones de carga son casi imposibles de controlar.

En nuestro país no existe una cultura de logística de proyecto, muchos grandes proyectos se inician y dan por sentado que el servicio de energía eléctrica se les otorgará sin problema alguno, siendo que es uno de los servicios más importantes y que no siempre es fácil obtener, se debe de sugerir una planeación rigurosa de las obras que contemple tiempo de resolución de la factibilidad y de realización de obras (en caso de ser necesarias).

La propuesta es realizar adecuaciones a la red eléctrica de distribución que limiten tanto la carga que circula por los circuitos así como su longitud, de esta manera y en conjunto con tecnologías poderosas como el SCADA o el control a

distancia de equipos de seccionamiento pueden proporcionar una mejor operación del sistema.

### 6.4 Caso de Estudio

Los alimentadores vecinos a la subestación Xochimilco, presentaban problemas de sobrecargas y caídas de tensión, de manera que transferirles carga a ellos era problemático. El método de Civanlar promete balancear las cargas en los alimentadores, no olvidando que el objetivo del trabajo era otorgar la factibilidad de servicio al Hospital General de Tláhuac, de esta forma la inclusión de los alimentadores pertenecientes a las subestaciones Coapa y Ayotla permitirían un reacomodo de cargas en la zona y se beneficiaría a un área más grande.

Para el desarrollo de la propuesta los alimentadores de las subestaciones Ayotla y Coapa tuvieron que ser retirados del método de Civanlar, incluido en el módulo SOM (*“Switching Optimization Module”*) ya que las mejoras obtenidas de su condición no solucionaban el problema de sobrecarga en el alimentador **XOC-24X**.

Finalmente mediante el uso de herramientas computacionales se logró dar la factibilidad de servicio al Hospital General de Tláhuac, mediante reingeniería de alimentadores de distribución y utilizando para ello la transferencia de cargas entre los alimentadores de la subestación Xochimilco.

Esperando que el presente trabajo sea de utilidad para la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial para nuestra Facultad de Ingeniería.

**23TC1xXXX.** Cable con aislamiento de polietileno (XLPE) capaz de soportar 23 [kV] de tensión eléctrica. Las XXX indican el área transversal del conductor en milímetros cuadrados.

**23TP1xXXX.** Cable con aislamiento de termoplástico capaz de soportar 23 [kV] de tensión eléctrica. Las XXX indican el área transversal del conductor en milímetros cuadrados.

**Access.** Computación. Programa de la “suite” Microsoft Office. Maneja bases de datos.

**Aceite de nabo.** Energético. Grasa butírica. Combustible utilizado para encender farolas.

**Acometida.** Eléctrico. Puede estar compuesta tanto de carga como de generación.

**Aisladores.** Eléctrico. Dispositivos de cerámica o cristal utilizados para soportar al conductor y que éste no se aterrice. En líneas de media tensión se utilizan de 6”.

**Aislamiento.** Eléctrico. Sistema o dispositivo que impide la conducción de electricidad.

**ALD.** Eléctrico. Siglas para denominar a un conductor de aleación aluminio 1350.

**Algoritmo.** Computación. Conjunto ordenado y finito de operaciones que permite hallar la solución de un problema.

**Alimentador emergente.** Eléctrico. Conjunto de conductores que proporcionan energía de respaldo a un predio, utilizados cuando el preferente se encuentra fuera de operación.

**Alimentador preferente.** Eléctrico. Conjunto de conductores que proporcionan energía de respaldo a un predio, utilizados cuando el preferente se encuentra fuera de operación.

**Alimentadores primarios.** Eléctrico. Conjunto de conductores que proporcionan energía al sistema de distribución.

**Alta tensión.** Eléctrico. Se le llama así a las tensiones superiores a 35 [kV]

**Alumbrado público.** Eléctrico. Conjunto de luces que alumbran un sitio.

**Ampacidad.** Eléctrico. En los conductores eléctricos se define como la capacidad máxima de conducción de corriente.

**Amperio.** Eléctrico. Unidad de corriente eléctrica.

**Analistas.** Laboral. Personal que lleva a cabo análisis informáticos.

**Anillo de 400 [kV].** Conjunto de subestaciones interconectadas para abastecer la demanda de la zona central del país.

**ASCR.** Eléctrico. (“Aluminium Conductor Steel Reinforced”) Conductor de aluminio reforzado con acero.

**Auto CAD.** Programa de diseño asistido por computadora (CAD:

Computer Aided Design) para dibujar en 2D y 3D .

**AYO-21X.** Nombre del alimentador perteneciente al banco C de la subestación Ayotla.

**AYO-25.** Nombre del alimentador perteneciente al banco A de la subestación Ayotla.

**Baja tensión.** Eléctrico. Se denomina así a las tensiones menores a 1 [kV].

**Balanceo de cargas.** Eléctrico. En sistemas eléctricos se utiliza para repartir equitativamente el trabajo en las tres fases.

**Banco de capacitores.** Eléctrico. Conjunto de capacitores que proveen de energía reactiva al sistema.

**Barra de exploración.** Computación. Dentro de un programa, es la barra que contiene hipervínculos, al hacer clic en estos se abre un archivo.

**Barra de herramientas.** Computación. Interfaz gráfica de un programa que contiene íconos y

botones alineados horizontal y verticalmente.

**Barra de información.**

Computación. Parte de la ventana de un programa que despliega información sobre elementos seleccionados.

**Barra de menú.**

Computación. Parte de la ventana de un programa que contiene diversos menús como por ejemplo: Archivo, Edición, Herramientas, Ayuda, entre otros.

**Base de datos.**

Computación. Término dado a la información ordenada en una tabla, de la cual se puede consultar toda o por partes.

**Brea.** Energético. Sustancia viscosa que se obtiene de destilar al fuego la madera de varios árboles.

**Bus de enlace.** Eléctrico. Conjunto de conductores que se conectarán a otra carga.

**C.F.E.** Eléctrico. Ver: Comisión Federal de Electricidad.

**C.O.R.D.E.** Eléctrico. Centro de Operación de Redes de Distribución Ecatepec.

**C.O.R.D.P.** Eléctrico. Centro de Operación de Redes de Distribución Pedregal.

**C.O.R.D.V.** Eléctrico. Centro de Operación de Redes de Distribución Verónica.

**Cables subterráneos.** Eléctrico. Conjunto de conductores instalados en media tensión cuya trayectoria se encuentra por debajo del piso.

**Cadena cruzada.** Eléctrico. Tipo de polietileno que sirve como aislante de los conductores.

**Capacidad firme.** Eléctrico. Total de kVA que puede suministrar una subestación.

**Capacidad instalada.** Eléctrico. Total de kWh y que puede suministrar una subestación.

**Carbón.** Energético. Materia sólida muy combustible que resulta de la combustión incompleta de la leña.

**Carga.** Eléctrico. Consumidor de energía eléctrica.

**Carga conectada.** Eléctrico. Consumidor de energía eléctrica conectado.

**Carga pico.** Eléctrico. Suma de consumidores eléctricos en un instante de tiempo.

**Carga promedio.** Eléctrico. Suma de consumidores eléctricos divididos por una unidad de tiempo.

**Central generadora.** Eléctrico. Parte del sistema eléctrico de potencia encargado de transformar la energía de un tipo cualquiera en eléctrica, para su transmisión.

**Civanlar.** Eléctrico. Nombre de un algoritmo para cálculo de pérdidas en transferencias de carga, propuesto por S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin y H. Lee.

**COA-21X.** Eléctrico. Nombre del alimentador perteneciente al banco C de la subestación Coapa.

**COA-27X.** Eléctrico. Nombre del alimentador perteneciente al banco C de la subestación Coapa.

**Código Nacional Eléctrico.** Documento publicado en 1926 con

la finalidad de regular las actividades eléctricas en el país.

**Comercialización.** Eléctrico. Departamento de la empresa Luz y Fuerza del Centro encargado de los aspectos económicos y financieros de la misma.

**Comisión Federal de Electricidad.** Eléctrico. Organismo creado en 1960 con la finalidad de hacer público el servicio.

**Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.** Eléctrico. Empresa que para 1930 atendía el 47% del servicio público. Comprada en 1960 con motivo de la nacionalización.

**Compagine du Necaxa.** Eléctrico. Empresa establecida en Canadá el 10 de septiembre de 1902, con capitales franceses, encargada de explotar la caída de las aguas del río Necaxa.

**Conductividad.** Eléctrico. Propiedad que tienen los cuerpos de conducir corrientes eléctricas.

**Conductores.** Eléctrico. Conjunto de hilos metálicos por los que puede circular una corriente eléctrica.

**Conmutador.** Eléctrico. Dispositivo de transferencia.

**Consulta** en línea. Computación. Actividad de consulta que involucra el uso del ciberespacio.

**Contingencias.** Eléctrico. En análisis de sistemas de distribución son fallas que podrían ocurrir.

**Coordinación de protecciones.** Eléctrico. La relación apropiada que deben guardar los equipos de protección de un sistema eléctrico.

**CORDE.** Véase C.O.R.D.E.

**CORDP.** Véase C.O.R.D.P.

**CORDV.** Véase C.O.R.D.V.

**Corriente.** Eléctrico. Circulación de cargas eléctricas a través de un circuito, no necesariamente cerrado ya que existen las corrientes de convección.

**Corriente alterna.** Eléctrico. Circulación de cargas eléctricas de manera que la amplitud varía y es periódica.

**Corriente directa.** Eléctrico. Circulación de cargas eléctricas de manera constante.

**Corrientes parásitas.** Eléctrico. También llamadas corrientes de Foucault. Son generadas cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable. El movimiento relativo causa una corriente inducida dentro del conductor.

**Cuadrilla.** Eléctrico. Grupo de personas para el desempeño de trabajos propios de la red de distribución eléctrica.

**Cuchillas.** Eléctrico. Medio de seccionamiento que operan de modo manual y son capaces de interrumpir de forma visible un circuito.

**Curva de carga.** Eléctrico. Gráfico que muestra el comportamiento de utilización de energía eléctrica a lo largo de un tiempo.

**CYMDIST.** Computación. Programa que contiene diferentes módulos relacionados con la distribución eléctrica.

**CYME.** Computación. Empresa desarrolladora de *Software*. Plataforma donde se puede ejecutar el programa *CYMDIST*.

**Demanda.** Eléctrico. Cantidad de energía que consume un equipo.

**Demanda máxima.** Eléctrico. Cantidad de energía máxima que consume un equipo. Suma de demandas.

**Demanda máxima coincidente.** Eléctrico. Cantidad máxima de energía utilizada simultáneamente.

**Distribución.** Eléctrico. Referente al sistema de distribución.

**Edison Electric Light Company.** Compañía formada en 1878 con el propósito de difundir el sistema de distribución eléctrica.

**Efecto corona.** Eléctrico. El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire

se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor.

**Efecto Joule.** Eléctrico. Si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. Este efecto es conocido como Efecto Joule en honor a su descubridor el físico británico James Prescott Joule, que lo estudió en la década de 1860.

**Equipo de seccionamiento.** Eléctrico. Dispositivo capaz de interrumpir el flujo eléctrico.

**Escobillas.** Eléctrico. Componente de la máquina eléctrica que permite la conexión entre el las bobinas del rotor y el estator.

**Estructuras.** Eléctrico. Conjunto de elementos físicos fijos que sostienen los conductores de un sistema de distribución.



**Exportar.** Computación. Conversión de información para que sea útil en otro programa.

**Factibilidad eléctrica.** Eléctrico. Proceso por el cual se determina la posibilidad de otorgar el servicio de energía eléctrica.

**Faroles.** Eléctrico. Poste instalado en la calle que contiene una caja de vidrio en la cual se coloca una luz.

**Flujos de cargas.** Eléctrico. Estudios que se realizan en la red de distribución para determinar las condiciones eléctricas del mismo.

**Fonógrafo.** Eléctrico. Instrumento que registra y reproduce las vibraciones de cualquier sonido en un disco.

**Franck Pope.** Eléctrico. Consultor del área eléctrica, trabajó para George Westinghouse.

**Frecuencia.** Eléctrico. Indica el número de repeticiones que ocurre un evento en una unidad de tiempo.

**Gas líquido (trementina).** Energético. Se denomina con este nombre al líquido que se obtiene de

la destilación con vapor de la resina oleosa que es extraída por resinación de diversas especies de coníferas y de varias especies de árboles terebintáceos. Es un líquido casi incoloro de olor característico.

**Generación.** Eléctrico. Departamento que se encarga de la transformación de energía eólica, térmica, hidráulica, entre otras en eléctrica.

**Generadores.** Eléctrico. Máquinas eléctricas que transforman la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

**George Westinghouse.** Inventor norteamericano responsable de la transmisión de energía eléctrica por corriente alterna.

**GIS.** Ver. SIG.

**Harold P. Brown.** Inventor estadounidense. Se le atribuye la invención de la silla eléctrica.

**Hertzio.** Eléctrico. Unidad para la medición de frecuencia.

**Hidroeléctrica.** Eléctrico. Tipo de central generadora en la que se

transforma la energía hidráulica en eléctrica.

**Históricos de fallas.** Eléctrico. Documentos que contienen información relacionada con los eventos de disturbio.

**Hoja en blanco.** Cómputo. Ventana de un programa donde se pueden colocar diversos objetos.

**Impedancia.** Eléctrico. Característica de oposición al flujo de corriente que presentan diversos elementos como por ejemplo los conductores.

**Importar.** Cómputo. Conversión de datos de un programa externo para su utilización.

**Ingenieros de planeación.** Laboral. Personal de Luz y Fuerza del Centro encargados de elaborar proyectos de crecimiento de la red de distribución.

**Iteración.** Cómputo. Es la repetición de una serie de instrucciones en un programa de computadora.

**Ixtle.** Fibra textil que proviene del maguey.

**J.P. Morgan.** Empresario y banquero norteamericano que domino las finanzas corporativas. En 1891 acordó la fusión de la “*Edison General Electric Company*” y la “*Thomson – Houston Electric Company*” para formar la “*General Electric Company*”.

**John Gibbs.** Junto con *Lucien Gaulard* en la convención de Turín en 1882 demostraron la transmisión de energía eléctrica utilizando un transformador y logrando una distancia de cuarenta kilómetros.

**Joseph Swan.** De nacionalidad inglesa y de profesión físico y químico. Inventor de la primera bombilla eléctrica.

**Keroseno.** Energético. Combustible líquido a base de hidrocarburo. También llamado aceite de parafina.

**Kilovatio hora.** Eléctrico. Unidad de medición para el consumo de energía eléctrica.

**Línea de transmisión.** Eléctrico. Conjunto de conductores eléctricos que operan en alta tensión, conduciendo la corriente eléctrica de las centrales generadoras hasta las subestaciones.

**Líneas aéreas.** Eléctrico. Nombre que se les da a los conductores instalados en los postes de distribución.

**LyF.** Luz y Fuerza del Centro.

**LyFC.** Luz y Fuerza del Centro.

**Media tensión.** Eléctrico. Se denomina así a las tensiones superiores a 1 [kV] y menores a 35 [kV].

**Mediana tensión.** Véase media tensión.

**Mexican Electric Works.** Empresa constituida el 27 de abril de 1898. Operaba una planta de 4.8 [kV] en Nonoalco, Ciudad de México.

**Mexican Light and Power Company, Ltd.** Empresa concesionaria de la “*Compaigne du Necaxa*”. Fundada en septiembre de

1902 con la intención de generar, distribuir y comercializar la energía eléctrica.

**Mex-Light.** Empresa subsidiaria de “*Mexican Light and Power Company, Ltd.*”

**Motor de corriente alterna.** Eléctrico. Máquina eléctrica que transforma corriente alterna en movimiento rotacional.

**Motor de corriente directa.** Eléctrico. Máquina eléctrica que transforma corriente directa en movimiento rotacional.

**Nikola Tesla.** Eléctrico. Inventor croata. Desarrolló el motor de corriente alterna y la transmisión de energía eléctrica por corriente alterna. Años después de su muerte se le concedió la patente de las ondas de radio.

**Ohmio.** Eléctrico. Unidad utilizada en la medición de resistencia eléctrica.

**Operadores.** Laboral. Personal encargado de dirigir las maniobras a

realizar en el sistema de distribución.

**Optimización de transferencia.**

Computación. Recurso utilizado para determinar la opción de transferencia más óptima utilizando sólo un nivel de iteración.

**ORACLE.** Cómputo. Sistema de gestión de bases de datos relacionales.

**Pértiga.** Eléctrico. Bastón largo útil para realizar maniobras en los postes de distribución.

**Pestaña.** Cómputo. Parte saliente de las ventanas para que resalten distintos títulos.

**Planero.** Eléctrico. Plano geográfico en el que se colocan señalamientos correspondientes a la red de distribución.

**Postes.** Eléctrico. Estructuras que soportan los cables eléctricos de distribución aérea.

**Potencia eléctrica.** Eléctrico. Cantidad de energía eléctrica consumida o generada.

**Potencial eléctrico.** Eléctrico. Tensión eléctrica.

**Ramal.** Eléctrico. Parte del sistema de distribución que se deriva del circuito subtronal.

**Recalibración.** Eléctrico. Reemplazar un conductor por otro de calibre distinto.

**Reconfiguración.** Eléctrico. Modificar el arreglo actual de una red de distribución.

**Recursos de cómputo.** Cómputo. Conjunto de elementos útiles para la realización de operaciones como son: memoria, velocidad de procesamiento, entre otros.

**Red automática.** Eléctrico. Red eléctrica que se conecta y desconecta sin intervención externa.

**Relevador microprocesado.** Eléctrico. Dispositivo de seccionamiento con capacidad de recolectar información, tomar tiempos de interrupción y realizar cierres o aperturas de forma automática.

**Resistencia.** Eléctrico. Propiedad de los resistores.

**Restauradores.** Eléctrico. Equipos de seccionamiento. Una vez que operan, mediante un temporizador se vuelven a conectar. Si la falla persiste un cierto número de veces éstos se desconectan hasta que los restablecen manualmente.

**Rigidez dieléctrica.** Eléctrico. Capacidad de un cuerpo a soportar tensiones eléctricas sin que se produzca corriente de convección.

**S.E.** Eléctrico. Subestación.

**SAD.** Eléctrico. Sistema de Administración de la Distribución.

**SCADA.** Eléctrico. “*Supervisory Control and Data Acquisition*”. Es una aplicación diseñada para funcionar sobre computadoras, proporcionando comunicación con los dispositivos instalados.

**SIG.** Eléctrico. Sistemas de Información Geográfica. Utilizados para obtener bases de datos referente a la topología de la red de distribución eléctrica.

**Sistema de distribución eléctrica.**

Eléctrico. Comprende la transformación de la energía a tensiones de distribución, las subestaciones, los conductores eléctricos, las estructuras, los equipos de seccionamiento, los equipos de protección, los transformadores de distribución y las acometidas de usuario.

**Sistema Eléctrico Nacional.**

Eléctrico. Comprende nueve áreas eléctricas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Se encuentran estas áreas interconectadas con excepción de las Baja Californias.

**Sistema polifásico.** Invención de Nikola Tesla para transmitir energía eléctrica con más de dos fases.

**Sobrecarga de alimentadores.**

Eléctrico. Cuando los conductores que componen la red de distribución trabajan por encima de su capacidad nominal.

**Sprunger.** Eléctrico. Inventor alemán de bombas de vacío.

**SQL.** Cómputo. “*Structured Query Language*”. Lenguaje estructurado de peticiones. Mediante este lenguaje se pueden acceder y operar bases de datos relacionales.

**Subestación.** Eléctrico. Una subestación **eléctrica** es usada para la transformación de la tensión de la energía eléctrica. El componente principal de una subestación eléctrica es el transformador y como componentes secundarios están los equipos de protección.

**Subramal.** Eléctrico. En los sistemas de distribución es el circuito derivado del ramal.

**Subtruncal.** Eléctrico. En los sistemas de distribución es el circuito derivado del troncal.

**Tarifa horaria.** Eléctrico. Tarifa que varía dependiendo el horario.

**Teas de ocote.** Energético. Rajas de ocote que agrupadas y encendidas servían de antorchas.

**Termoeléctrica.** Eléctrico. Central capaz de transformar energía térmica en energía eléctrica.

**Thomas Alva Edison.** Inventor norteamericano responsable de la bombilla eléctrica y el sistema de distribución.

**Tramo.** Eléctrico. Segmento de conductor eléctrico en los sistemas de distribución.

**Transformación.** Eléctrico. Departamento que se encarga de manejar y administrar las subestaciones.

**Transformador de distribución.** Elemento formado por bobinas acopladas magnéticamente y que eleva o reduce el nivel de tensión. Como función secundaria aísla circuitos.

**Troncal.** Eléctrico. Circuito principal de una red de distribución.

**Unificación de frecuencias.** Eléctrico. Evento que tuvo lugar en 1973 y que consistió en la homogenización de la utilización de la energía a 60 hertzios.

**Usuarios.** Eléctrico. Clientes de Luz y Fuerza del Centro.

**Vatio.** Eléctrico. Unidad utilizada para medir potencias.

**Ventana.** Cómputo. Región rectangular en la que se ejecutan los programas.

**Violación de temperatura.** Eléctrico. Condición que alcanza un conductor cuando conduce corrientes superiores a las nominales.

**Voltio.** Eléctrico. Unidad para medir la diferencia de potencial eléctrico.

**Wall-Street.** Es el nombre de la estrecha calle neoyorkina situada en el bajo Manhattan, entre Broadway y el East River. Considerado el corazón histórico del distrito financiero, es el principal y permanente hogar de la Bolsa de Valores de Nueva York.

**Western Union.** Compañía fundada en 1851, nombrada así en 1856, dedicada al ramo telegráfico y a la transferencia de fondos.

**William Kremmler.** Primer sentenciado a muerte que utilizó la silla eléctrica en 1911.

**XOC-24X.** Eléctrico Nombre del alimentador perteneciente al banco C de la subestación Xochimilco.

**XOC-27.** Eléctrico Nombre del alimentador perteneciente al banco A de la subestación Xochimilco.

**XOC-28.** Eléctrico Nombre del alimentador perteneciente al banco B de la subestación Xochimilco.

**XOC-29.** Eléctrico Nombre del alimentador perteneciente al banco A de la subestación Xochimilco.

**Zona crítica.** Eléctrico. Región en la cual la capacidad de abastecimiento de energía eléctrica ha sido rebasada.

**Zona metropolitana.** Área que comprende las dieciséis delegaciones del Distrito Federal, cuarenta municipios del Estado de México y un municipio del Estado de Hidalgo.

---

[kV]	<i>kilovoltio.</i>
[VA]	<i>voltio amperio.</i>
[kVA]	<i>kilovoltio amperio.</i>
[kVAR]	<i>kilovoltio amperio reactivo.</i>
[MVA]	<i>mega voltio amperio.</i>
[V]	<i>voltio.</i>
[kW]	<i>kilovatio.</i>
[GWh]	<i>giga vatio hora.</i>
[kWh]	<i>kilovatio hora.</i>
[MWh]	<i>megavatio hora.</i>
[Hz]	<i>hertzio.</i>
[s]	<i>segundo</i>
[mm <sup>2</sup> ].	<i>milímetros cuadrados.</i>
[MW]	<i>megavattios.</i>
[A]	<i>amperios</i>
[%]	<i>por cien.</i>
$P$ :	<i>potencia eléctrica.</i>
$p(\omega t)$ :	<i>potencia eléctrica instantánea.</i>
$d(\omega t)$	<i>diferencial de frecuencia.</i>
$V$	<i>tensión eléctrica.</i>
$I$	<i>corriente eléctrica.</i>
$\cos \theta$	<i>factor de potencia.</i>
$R$	<i>resistencia.</i>
$V_{\phi}$	<i>tensión de fase.</i>
$V_L$	<i>tensión de línea.</i>
$V_{an}$	<i>tensión de la fase "a" a neutro.</i>
$V_{bn}$	<i>tensión de la fase "b" a neutro.</i>
$V_{cn}$	<i>tensión de la fase "c" a neutro.</i>
$I_{\phi}$	<i>corriente de fase.</i>
$I_L$	<i>corriente de línea.</i>
$I_a$	<i>corriente de la fase "a".</i>
$I_b$	<i>corriente de la fase "b".</i>

---



---

$I_c$	<i>corriente de la fase "c".</i>
$\theta$	<i>ángulo de desfaseamiento.</i>
$\theta_a$	<i>ángulo de desfaseamiento para la fase "a".</i>
$\theta_b$	<i>ángulo de desfaseamiento para la fase "b".</i>
$\theta_c$	<i>ángulo de desfaseamiento para la fase "c".</i>
P	<i>potencia activa.</i>
S	<i>potencia aparente.</i>
Q	<i>potencia reactiva.</i>
$P_T$	<i>potencia trifásica</i>
$D_{mnc}$	<i>Demanda máxima no coincidente.</i>
$D_{div}$	<i>Demanda diversificada.</i>
$D_{i\ t_a}$	<i>Demanda de cada carga en el instante de tiempo <math>t_a</math>.</i>
$F_{div}$	<i>Factor de diversidad.</i>
$D_{mi}$	<i>Demanda máxima individual.</i>
$D_{max}$	<i>Demanda máxima del grupo.</i>
$F_p$	<i>Factor de pérdidas.</i>
$F_c$	<i>Factor de carga.</i>
$k(i, j)$	<i>Elemento <math>i, j</math> de la matriz de nodos.</i>
$V(i)$	<i>Tensión eléctrica en cada nodo</i>
$IC(i)$	<i>Inyección de corriente debido a la carga conectada en cada nodo</i>
$IL(i)$	<i>Corriente de línea</i>
$IC(i)$	<i>Corriente de carga</i>
$K(i, j)^t$	<i>Transpuesta de la matriz de incidencia</i>
$V(i)$	<i>Tensión eléctrica del nodo</i>
$CV(i)$	<i>Caída de tensión de la sección de la línea "i"</i>
$ESM$	<i>Nivel de tensión de la subestación</i>
$K(i, j)$	<i>matriz de incidencias</i>
$V_b(i)$	<i>Tensión en el nodo.</i>
$I_b(i)^*$	<i>Inyección de corriente debida a la carga en la rama lateral.</i>
$V_b(i)$	<i>Tensión eléctrica en el nodo</i>
$V(i)$	<i>Tensión eléctrica entre los nodos</i>
$V_s$	<i>Nivel de tensión de la subestación</i>

---

$[Z_{LOOP}]$ : Matriz de impedancias de lazos de la red (cte. durante el proceso)

$[V]$ : Vector de las caídas de tensión en las líneas

$[I_L]$ : Vector de corrientes de lazo

$D$ : Conjunto de nodos desconectados del alimentador "II" y conectados al alimentador "I"

$m$ : Bus de enlace del alimentador "I" en donde las cargas del alimentador "II" serán conectadas

$n$ : Bus de enlace del alimentador "II" que será conectado al bus  $m$  a través de un dispositivo de enlace

$I_i$ : Corriente de bus compleja en el bus  $i$

$R_{LOOP}$ : Resistencia serie del trayecto que conecta a los dos buses de las subestaciones de alimentador "I" y el alimentador "II", a través del cierre del dispositivo de enlace determinado

$E_m$ : Caída de tensión en el bus  $m$ . Representa la suma de las caídas de tensiones existentes en el trayecto que va del nodo "m" hacia la subestación de este bus.

$E_n$ : Similar a  $E_m$ , pero por el bus del alimentador "II"

**Textos.**

Mc Nichol, Tom  
AC/DC The Savage Tale of the First Standards War  
Jossey-Bass a Wiley Imprint  
San Francisco, CA, 2006

Short, Tom A.  
Electric Power Distribution Handbook.  
CRC Press  
Boca Raton, Florida, 2004

Roeder, Ralph  
Hacia el México moderno: Porfirio Díaz.  
Fondo de Cultura Económica  
México, 1973

Espinosa y Lara, Roberto  
Sistemas de distribución  
Editorial Limusa.  
México, 1990

Westinghouse Electric Corporation.  
Electrical Transmission and Distribution Reference Book  
Westinghouse Electric Corporation.  
East Pittsburgh Pennsylvania, 1964.

Enríquez Harper, Gilberto.  
Líneas de Transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica.  
Editorial Limusa.  
México, 1980

Gonen, Turan.  
Electric Power Distribution Engineering.  
Mac Graw Hill.  
New York, 1986.

Campos Aragón, Leticia.  
La electricidad en la ciudad de México y área conurbada: historia, problemas y perspectivas.  
Siglo XXI  
México, 2005.

Reséndiz Núñez, Daniel (Coordinador)  
El sector eléctrico de México  
Fondo de Cultura Económica  
México, 1994

CYME INTERNATIONAL T&D.  
Manual de Referencia de CYMDIST v4.5  
CYME Inc.  
Massachusetts, 2006

CYME INTERNATIONAL T&D.  
Tutorial de CYMDIST v4.5  
CYME Inc.  
Massachusetts, 2005

Reglamento de Operación  
Luz y Fuerza del Centro  
México 2005.

**Portales electrónicos.**

<http://edison.rutgers.edu/>

<http://www.cyme.com/>

<http://www.ieee.org/>

<http://www.lfc.gob.mx/>

<http://www.tlahuac.df.gob.mx/>

<http://maps.google.com/>

<http://www.condumex.com/>

[www.comsoc.df.gob.mx/noticias/boletines.html?id=1341237](http://www.comsoc.df.gob.mx/noticias/boletines.html?id=1341237)

<http://www.eluniversal.com.mx/notas/509772.html>

<http://www.jornada.unam.mx/2007/03/07/index.php?article=042n1cap>

**Artículos y publicaciones.**

RVP-AI/2008-DIS-14  
Zonas Críticas en el Sistema de Distribución de la División Metropolitana  
Oriente de Luz y Fuerza del Centro y su resolución a mediano plazo  
Ing. Fernando Vallejo Quintero, Ing. Gustavo Robles Peña, Ing. Jesús Reguera,  
LYFC DMO, 2008

RVP-AI/2005 – DIS – 06  
Transición en la confiabilidad de la red de distribución desde los planos de  
tintero a la modernidad del mundo digitalizado.  
Ing. Javier Robledo e Ing. Donaciano Quintero.  
LYFC, 2005

RVP-AI/2005-DIS-29

Criterios para la planeación a corto plazo de una red de distribución  
LYFC, Región Pachuca, 2005

RVP-AI/2005-DIS-35

Estudios de la ubicación de capacitores de la subestación Ecatepec de la DMO  
de LYFC,  
División Metropolitana Oriente.  
LYFC DMO, 2005

RVP-AI/2008–DIS–19.

Reingeniería en alimentadores de distribución: alternativa de solución para  
factibilidades en zonas críticas  
División Metropolitana Norte de Luz y Fuerza del Centro.  
Julio de 2008.

RVP-AI/2007-DIS-24

Estrategias para la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución  
eléctrica.  
Gilberto Enríquez Harper. UIE, CFE, SEPI, ESIME  
Julio de 2007.

RVP-AI-2005-DIS13

Aplicación de la metodología de segmentación a la zona de distribución de la  
División Metropolitana Oriente de LyFC.  
Dra. Ma. De Lourdes Gallegos Grajales, Ing. Elidé Medina.  
Gerencia de Transmisión y Distribución – División de Sistemas Eléctricos – IIE  
Julio de 2005.

Mesut E. Baran y Felix F Wu .

“Network Configuration in Distribution Systems for loss reduction and load  
balancing”  
IEEE, Transactions on Power Delivery, Vol 4, No 2  
Abril de 1999.

T.Taylor

“A heuristic approach to Electric Power Distribution System Feeder  
Reconfiguration”  
Department of electrical and computer engineering, North Carolina State  
University  
Agosto de 1988.

S. Civanlar, J.J. Grainger, H.Yin y S. S. H. Lee

“Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction”  
Electric Power Research Center, School of Engineering, North Carolina State  
University, IEEE, Transactions on Power Delivery, Volumen 3, No. 3  
Julio de 1988.

S. Prabhakar Karthikeyan & I Jacaob Raglend  
“A Novel Technique for Distribution System Feeder reconfiguration”  
Fifteenth National Power Systems Conferencia (NPSC)  
Bombay, India, Diciembre de 2008.

Figura 1.1	Esquema de la primera lámpara eléctrica al vacío.	4
Figura 1.2	Implementación de la primera lámpara eléctrica al vacío.	5
Figura 1.3	Primera central generadora de electricidad en Nueva York.	6
Figura 1.4	Motor de inducción de Tesla.	7
Figura 1.5	Construcción de un generador eléctrico.	11
Figura 1.6	México Tenochtitlán (reconstrucción artística).	13
Figura 1.7	Línea de transmisión Necaxa – El Oro, en 1905.	16
Figura 1.8	Organigrama de Luz y Fuerza del Centro.	24
Figura 1.9	Área de influencia de Luz y Fuerza del Centro.	27
Figura 1.10	Regiones y agrupamientos de Luz y Fuerza del Centro.	28
Figura 1.11	Anillo de 400 [kV].	30
Figura 1.12	Subestaciones en el área metropolitana.	34
Figura 1.13	Mapa de la red de distribución (“planero”).	40
Figura 1.14	Cable ALD336.	44
Figura 1.15	Cable 23TC1x50.	44
Figura 1.16	Conductores utilizados en circuitos de distribución.	45
Figura 1.17	Cuchillas para seccionar utilizadas en Luz y Fuerza del Centro.	45
Figura 1.18	Fusibles utilizados en Luz y Fuerza del Centro.	46
Figura 1.19	Seccionadores utilizados en Luz y Fuerza del Centro.	47
Figura 1.20	Restaurador instalado en línea aérea de 23 [kV].	47
Figura 1.21	Esquemas y fotografía de apartarrays instalados en líneas de 23 [kV].	48
Figura 1.22	Aisladores instalados en líneas aéreas de Luz y Fuerza del Centro.	49
Figura 1.23	Diagrama de zonas críticas manejadas por C.O.R.D.P.	52
Figura 1.24	Distribución de cargas en la región perteneciente a C.O.R.D.V.	53
Figura 1.25	Circuitos de distribución de la región perteneciente a C.O.R.D.E.	55
Figura 2.1	Ícono del programa CYMDIST.	60
Figura 2.2	Pantalla inicial del programa CYMDIST.	61
Figura 2.3	Secciones del programa CYMDIST.	62
Figura 2.4	Menú para crear una nueva base de datos.	63
Figura 2.5	Creación de una nueva base de datos.	64
Figura 2.6	Mapa adjuntado.	65
Figura 2.7	Menú para ingresar una nueva subestación.	65
Figura 2.8	Parámetros de la nueva subestación.	66
Figura 2.9	Ícono para agregar un nuevo tramo.	66
Figura 2.10	Parámetros del transformador.	67
Figura 2.11	Tramo agregado en el alimentador.	68
Figura 2.12	Propiedades del tramo agregado.	68
Figura 2.13	Red eléctrica formada por dos alimentadores.	69
Figura 2.14	Carga concentrada.	71
Figura 2.15	Restaurador agregado.	71
Figura 2.16	Parámetros del restaurador.	72
Figura 2.17	Red de distribución compuesta por dos alimentadores.	72
Figura 2.18	Triángulo de potencias.	81

Figura 2.19	Corrida de flujos de potencia, mostrando condiciones anormales.	88
Figura 2.20	Representación unifilar de un sistema compuesto por 12 nodos.	90
Figura 2.21	Representación unifilar de un sistema radial.	94
Figura 3.1	Ubicación geográfica del Hospital General de Tláhuac.	101
Figura 3.2	Alimentadores colindantes con el XOC-24X.	103
Figura 3.3	Subestaciones colindantes con el alimentador XOC-24X.	106
Figura 3.4	Ubicación del Hospital General de Tláhuac en el alimentador XOC-24X.	108
Figura 3.5	Flujos de carga en el alimentador XOC-24X.	109
Figura 3.6	Flujos de carga en el alimentador XOC-24X incluyendo la carga del hospital.	109
Figura 3.7	Medios de seccionamiento cercanos al Hospital General de Tláhuac.	110
Figura 3.8	Condiciones anormales en la zona de estudio.	110
Figura 3.9	Alimentadores pertenecientes a la subestación Ayotla.	111
Figura 3.10	Alimentadores pertenecientes a la subestación Coapa.	112
Figura 3.11	Alimentadores de la subestación Xochimilco sin anomalías.	113
Figura 4.1	Red eléctrica sencilla para ejemplificar el método de Civanlar.	119
Figura 4.2	Red formada por alimentadores vecinos al XOC-24.	122
Figura 4.3	Alimentadores a mostrar en la ventana de trabajo.	122
Figura 4.4	Catálogo de reportes en el programa CYMDIST.	125
Figura 4.5	Condiciones iniciales en la zona de estudio.	135
Figura 4.6	Ventana de configuración óptima.	136
Figura 5.1	Resultados del módulo de configuración óptima.	138
Figura 5.2	Mejoras a los alimentadores utilizados en el estudio.	139
Figura 5.3	Instalación de capacitores en la red.	139
Figura 5.4	Ubicación de capacitores en el alimentador AYO-21X.	140
Figura 5.5	Ubicación de capacitores en el alimentador AYO-25.	140
Figura 5.6	Ubicación de capacitores en el alimentador XOC-24X.	141
Figura 5.7	Ubicación del capacitor en el alimentador COA-27X.	141
Figura 5.8	Estudio de caídas de tensión sin condiciones anormales.	142
Figura 5.9	Maniobras a realizar en alimentadores de la subestación Xochimilco.	143
Figura 5.10	Nula presencia de condiciones anormales en alimentadores de Xochimilco.	144



Tabla 1.1	Longitud de líneas de transmisión (Luz y Fuerza del Centro, 2004 - 2007).	25
Tabla 1.2	Longitud de cables de potencia (Luz y Fuerza del Centro 2004 -2007).	25
Tabla 1.3	Capacidad en subestaciones de potencia (LyFC 2004 – 2007).	29
Tabla 1.4	Subestaciones de potencia conectadas a 400 [kV].	31
Tabla 1.5	Subestaciones de subtransmisión conectadas a 230 [kV].	32
Tabla 1.6	Claves de conexiones en una subestaciones.	33
Tabla 1.7	Subestaciones controladas por el C.O.R.D. Ecatepec.	35
Tabla 1.8	Subestaciones controladas por el C.O.R.D. Verónica.	36
Tabla 1.9	Subestaciones controladas por el C.O.R.D. Pedregal.	37
Tabla 1.10	Propiedades del cable ALD336.	42
Tabla 1.11	Propiedades del cable ASCR 2 y 4/0.	43
Tabla 1.12	Factor de utilización en subestaciones críticas de Pedregal.	52
Tabla 1.13	Factor de utilización en subestaciones críticas de Verónica.	53
Tabla 1.14	Factor de utilización en subestaciones críticas de Ecatepec.	54
Tabla 2.1	Ejemplo de suma de potencias.	82
Tabla 2.2	Matriz de incidencia del diagrama unifilar de la figura 2.20	91
Tabla 3.1	Datos de la subestación Xochimilco.	106
Tabla 3.2	Cargas en las subestaciones colindantes a la subestación Xochimilco.	107
Tabla 4.1	Datos del sistema formado por tres alimentadores.	119
Tabla 4.2	Posibles combinaciones para el sistema de tres alimentadores.	120
Tabla 4.3	Opciones de transferencia que reducen pérdidas.	121
Tabla 4.4	Reporte de condiciones anormales en alimentadores estudiados.	133
Tabla 4.5	Reporte de cargas y pérdidas en los alimentadores estudiados.	134
Tabla 5.1	Resumen de maniobras los alimentadores de Xochimilco.	145
Tabla 5.2	Reporte sobre condiciones anormales y pérdidas en el sistema.	146

Gráfica 2.1	Curva típica diaria para una carga habitacional.	84
Gráfica 2.2	Curva típica diaria para una carga comercial.	84
Gráfica 2.3	Curva típica diaria para una carga industrial.	84
Gráfica 4.1	Tramo crítico en alimentador AYO-21X.	125
Gráfica 4.2	Tramo crítico en alimentador AYO-25.	126
Gráfica 4.3	Tramo crítico en alimentador COA-21X.	127
Gráfica 4.4	Tramo crítico en alimentador COA-27X.	128
Gráfica 4.5	Tramo crítico en alimentador XOC-24X.	129
Gráfica 4.6	Tramo crítico en alimentador XOC-28.	130
Gráfica 4.7	Tramo crítico en alimentador XOC-27.	131
Gráfica 4.8	Tramo crítico en alimentador XOC-29.	132

Ecuación 1.1	Corriente máxima del alimentador a un factor de potencia unitario.	51
Ecuación 21	Potencia eléctrica.	80
Ecuación 2.2	Potencia trifásica.	81
Ecuación 2.3	Factor de potencia.	81
Ecuación 2.4	Factor de carga.	83
Ecuación 2.5	Factor de carga anual.	83
Ecuación 2.6	Demanda máxima no coincidente y demanda diversificada.	85
Ecuación 2.7	Factor de diversidad.	85
Ecuación 2.8	Factor de pérdidas.	86
Ecuación 2.9	Suma de potencias complejas.	91
Ecuación 2.10	Suma de corrientes de línea.	91
Ecuación 2.11	Suma de tensiones eléctricas.	92
Ecuación 2.12	Corrientes de carga en cada nodo.	92
Ecuación 2.13	Corrientes de línea en cada nodo	92
Ecuación 2.14	Caídas de tensión en cada nodo.	92
Ecuación 2.15	Nuevos niveles de tensión.	93
Ecuación 2.16	Error generado.	93
Ecuación 2.17	Suma de potencias complejas.	95
Ecuación 2.18	Tensión eléctrica en el nodo iésimo.	95
Ecuación 2.19	Sumatoria de tensiones eléctricas.	95
Ecuación 2.20	Matriz de tensiones eléctricas.	96
Ecuación 2.21	Sumatoria de tensiones.	97
Ecuación 2.22	Corrientes en ramas laterales.	97
Ecuación 2.23	Sumatoria de tensiones de nodo.	98
Ecuación 2.24	Tensiones de nodo.	98
Ecuación 2.25	Sumatoria de tensiones de nodo.	98
Ecuación 4.1	Diferencia de potencias del método de Civanlar.	118