BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

BUAP

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

PROPUESTA DE CONSTRUCCIÓN DEL CIRCUITO VTU 5055 DE LA S.E. VALLE TULANCINGO

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA:

FERNANDO BONILLA RIVERA

ASESOR:

M.C. CARLOS MORÁN RAMÍREZ

PUEBLA, PUE. SEPTIEMBRE 2014

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios, por estar conmigo a cada paso que doy, por cuidarme siempre y por darme la fortaleza necesaria para continuar siempre adelante.

A mi esposa Cari, por compartir tu vida a mi lado, por el tiempo que no estuve contigo por la elaboración de este proyecto, y por tu ayuda e impulso para concluir esta etapa. ¡TE AMO!

A mi preciosa hija Fernanda por ser el impulso y la luz de mi camino, por haber hecho realidad mi sueño más grande: la felicidad de ser PAPÁ.

A mis padres Silvia y Fidencio, por apoyarme en todo momento, por los valores inculcados, pero sobre todo a mi madre por los sacrificios que hizo para darme la oportunidad de estudiar esta carrera.

A mis hermanos Minerva y Víctor, por su apoyo y ejemplo de fortaleza e independencia para salir adelante lejos de casa.

A mis amigos y compañeros de escuela, con quienes compartí momentos inolvidables en la etapa de estudiante.

Y a las personas que durante mi carrera laboral han sido como un ángel en mi camino; Ing. Rafael Serrano, por haber brindado su apoyo para mi primer trabajo al concluir mi carrera. Y al Ing. Rafael Navarro Pérez, que sin conocerme depositó su confianza en mí para trabajar en CFE y darme la oportunidad de laborar junto a la compañera de mi vida.

INDICE PAG

Agradecimientos

CAPITULO 1 MARCO TEÓRICO

1.1 Introducción……... 1

1.2 Objetivos…… 3

1.3 Justificación……... 4

1.4 Conceptos básicos y características de la carga…… 5

1.5 Criterios básicos de planeación……. 11

1.6 Diseño de un sistema eléctrico de distribución……... 13

1.7 Criterios para circuitos de media tensión……. 26

CAPITULO 2 ZONA DE DISTRIBUCION TULANCINGO

2.1 Historia y situación actual de la zona de distribución Tulancingo…… 27

2.2 Mercado Eléctrico …….. 32

CAPITULO 3 SYNERGEE® ELECTRIC

3.1 Software SynerGEE ® Electric.…… 37

3.2 Requisitos previos para trabajar en SynerGEE® Electric …… 39

3.3 Transferir base de datos a SynerGEE® Electric.…… 43

CAPITULO 4 CIRCUITO VTU 5055

4.1 Circuito VTU 5035 y propuesta de circuito VTU 5055 …….. 48

CONCLUSIONES……. 59

BIBLIOGRAFÍA …… 60

CAPÍTULO 1
MARCO TEÓRICO

1.1 Introducción

Comisión Federal de Electricidad es una empresa paraestatal con infraestructura y patrimonio propios, dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, y estos mismos procesos permiten que la electricidad se ponga a disposición de los usuarios finales (industriales, comerciales, domésticos y otros).

Distribución es el proceso que se encarga de la distribución y comercialización de la energía eléctrica, este mismo proceso es quien ve todo lo relacionado al mantenimiento, restablecimiento y construcción de la Red Eléctrica de Distribución.

La construcción para las ampliaciones de la Red Eléctrica de Distribución se origina por tres motivos: de la aportación de un solicitante que requiere el servicio de energía eléctrica, de obras construidas por terceros que serán entregadas a CFE para su mantenimiento y operación, y obras construidas con presupuesto federal, este presupuesto es asignado por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público. Las obras construidas con este recurso son destinadas a mejorar la calidad de la Energía del servicio público de la Red Eléctrica de Distribución así como contar con la infraestructura necesaria para cubrir las necesidades de demanda de energía de calidad para los usuarios finales.

Para llevar a cabo la construcción de obras de inversión se visita en campo y se proyecta la trayectoria de los circuitos evitando lugares arbolados o de difícil acceso, así como reservas naturales protegidas o aéreas de conflicto que impidan el acceso para la construcción y el mantenimiento; una vez visitado en campo se simula la trayectoria y calibre de conductor para poder realizar estudios, dentro de estos se encuentran el de Pérdidas de Energía, Perdidas de Potencia, si se requieren Equipos Eléctricos en los circuitos como son Reguladores, Banco de Capacitores,

Restauradores, etc. Se realiza los estudios de flujos y perdidas de energía en el sistema SynerGEE® Electric, con lo cual se justifica o se rechaza el monto de la inversión realizando una evaluación económica.

1.2 Objetivos

Objetivo General

Proponer la construcción de 1 circuito de línea de media tensión de la Subestación Valle Tulancingo (VTU) con criterios de Economía, Capacidad y Calidad en el Servicio por medio del programa SYNERGEE® Electric, en la Zona de Distribución Tulancingo en el estado de Hidalgo, Mex.

Objetivo Específicos

- Explicar conceptos y definiciones de la Red Eléctrica de Distribución así como plantear los criterios básicos de Planeación para proyectar circuitos de Distribución.
- Describir las condiciones existentes de la Red Eléctrica de Distribución en la Zona de Distribución Tulancingo para conocer la necesidad de obra de construcción. Conocer el Mercado Eléctrico de la Zona de Distribución Tulancingo, para conocer la demanda actual y esperada en los próximos años.
- Conocer el sistema SYNERGEE® Electric y los requisitos necesarios para trabajar en este sistema.
- Realizar los estudios de Regulación y Pérdidas del circuito VTU 5035, así como del circuito nuevo propuesto para construcción y su costo beneficio.

1.3 Justificación

A la fecha la zona no se cuenta con un plan rector que indique cómo y por donde se debe construir, por lo que el crecimiento de las instalaciones ha sido construyendo la distancia más corta del circuito existente al nuevo servicio a alimentar, o realizando construcciones entre circuitos para transferir cargas pero sin una visión integral del sistema de media tensión. De la última subestación que entró en operación Valle Tulancingo (VTU), se construyeron los nuevos circuitos hasta los extremos de los circuitos existentes para descarga estos últimos, pero sin una visión integral, por lo que actualmente se tiene invasión de las áreas de influencia entre subestaciones y entre circuitos, operando el sistema con mayores pérdidas técnicas de las necesarias, con un exceso de enlaces entre circuitos que ocasionan, en caso de falla, confusiones de los operadores de la Red Eléctrica, y como se tienen varios puntos para enlazar, se dificulta el mantenimiento preventivo a los equipos de seccionamiento y enlace.

Por lo que se requiere que el crecimiento de la red eléctrica sea planeado con el fin de no contar con instalaciones duplicadas, reducir pérdidas técnicas, dar confiabilidad a la red eléctrica con un servicio de calidad y dar continuidad al servicio de energía eléctrica en caso de falla.

Derivado a que el costo de las obras necesarias para alcanzar los objetivos considerados anteriormente son elevados, es necesario realizar estudios para evaluar las alternativas y elegir la más rentable.

1.4 Conceptos básicos y características de la carga

Un aspecto importante en la planeación es el conocimiento de la naturaleza de la carga, a continuación se explican definiciones básicas de los principales conceptos que se utilizan en los estudios del Sistema Eléctrico de Distribución (SED). **Las definiciones y el marco teórico del Capítulo 1 fueron tomadas del Curso Nacional de Planeación de la Comisión Federal de Electricidad en Celaya Gto.**

Alimentador: es un conjunto de segmentos de línea alimentados desde un sólo interruptor en el lado de baja en la subestación y limitado mediante puntos abiertos (radial) o puntos de flujo nulo (anillo). Consiste de todo el equipo de tensión primaria conectado hacia la carga desde un dispositivo de protección en la subestación.

Banda de Tensión: Es la diferencia entre las tensiones actuales máxima y mínima en un punto particular del sistema conforme cambian las condiciones.

Caída de Tensión: Es la diferencia en tensión entre dos puntos a lo largo de una trayectoria eléctrica, tal como el inicio y el final de un alimentador de distribución.

Rango de Tensión: Es la diferencia entre las tensiones máxima y mínima permitida por la norma en un nivel particular del sistema.

Regulación de Tensión: Es el por ciento de la caída de tensión a lo largo de una trayectoria del conductor o del alimentador como una función de la tensión mínima. Sea Vs la tensión máxima en un alimentador y Vm la tensión mínima, la regulación de tensión es igual a:

$$[(|Vs|-|Vm|)/|Vm|] \times 100.$$

Tensiones Estándar: La tensión máxima y mínima dentro de las cuales la tensión debe ser mantenida por diseño y operación.

Cada uno de los elementos de un sistema eléctrico de distribución, tiene una determinada influencia en el comportamiento de los demás, sin embargo, desde el punto de vista de pérdidas, sus componentes son simples y se tienen dos tipos:

a) Líneas de transmisión y distribución, las cuales mueven potencia de un punto a otro.
b) Transformadores que cambian el nivel del voltaje.

Derivado de estos dos tipos de componentes, se tienen dos componentes de pérdidas técnicas:

a) Pérdidas por carga: Son pérdidas ($I^2 R$) que dependen de la resistencia del conductor por el que circule la corriente y varían con el cuadrado de la corriente.
b) Pérdidas en vacío (transformadores): Son originadas en el núcleo y es un valor constante mientras esté energizado el transformador.

Demanda: La demanda de una instalación o sistema, es la carga en las terminales receptoras, promediada sobre un intervalo de tiempo especificado. La carga puede estar expresada en kilowatts (kW), kilovoltamperes (kVA), amperes (A).

Intervalo de Demanda: Es el período sobre el cual la carga es promediada. El intervalo que se utilizará en este estudio será de 15 minutos.

Demanda Máxima: La demanda máxima de una instalación o sistema es la mayor de todas las demandas las cuales han ocurrido durante el período de tiempo especificado (día, semana, mes, año, etc.).

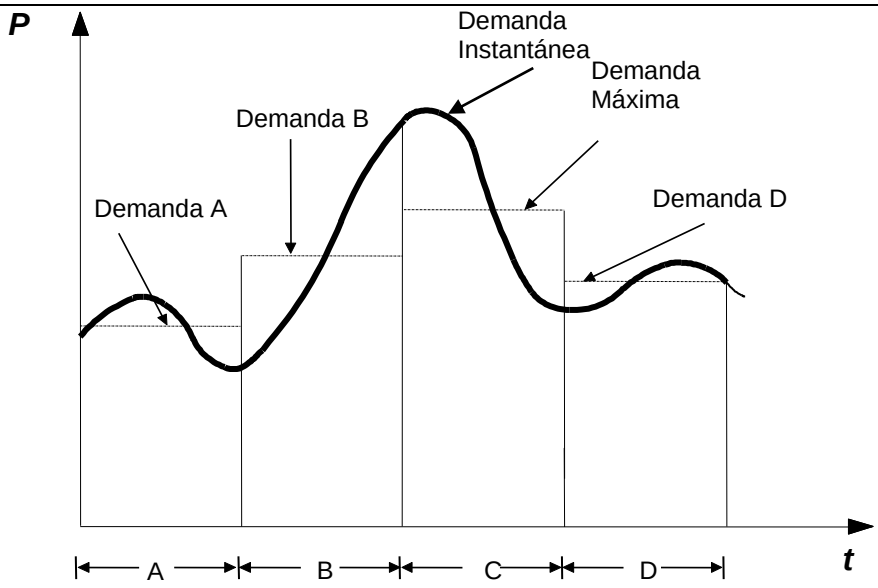


Fig. 1.1 Intervalos de demanda, demanda máxima y demanda instantánea

Demanda Diversificada o Coincidente: Es la demanda del grupo compuesto como un conjunto, de algunas cargas sin relacionar sobre un período de tiempo especificado. Es la suma máxima de las contribuciones de las demandas individuales a la demanda diversificada durante un período de tiempo específico.

Demanda No Coincidente: Es la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones en el intervalo al cual cada demanda es aplicable.

Carga Conectada: Es la suma de las capacidades continuas de los aparatos consumidores de carga conectados al sistema o a cualquier parte de él.

Factor de Carga: Es la relación de la carga promedio sobre un período de tiempo designado, a la carga pico ocurrida en ese período.
El Factor de Carga es igual o menor a 1,0.

$$F_{ca} = \frac{ca_{prom}}{ca_{pico}} = \frac{ca_{prom} * T}{ca_{pico} * T}$$

$$F_{ca} = \frac{energía_{servida}}{ca_{pico} * T}$$

En donde T = tiempo, en días, semanas, meses, o años (24, 168, 720 o 8 760 horas). Entre mayor sea el período T menor será el factor de carga resultante. La razón de esto es que para la misma demanda máxima la energía consumida cubre un período de tiempo mayor y resulta en una carga promedio menor.

Factor de Diversidad: Es la relación de la suma de las demandas máximas individuales de las diferentes subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima coincidente total del grupo.

El Factor de diversidad es igual o mayor de 1.

$$F_{DI} = \frac{S \cdot D_{MA}}{D_{MA} \cdot co}$$

Factor de Coincidencia: Es la relación de la demanda máxima coincidente total de un grupo de cargas, a la suma de las demandas máximas de las cargas individuales.
El Factor de Coincidencia es el recíproco del Factor de Diversidad, por lo que su valor es igual o menor de 1.

$$F_{CO} = \frac{D_{MA\ CO}}{\sum D_{MA}} = \frac{1}{F_{DI}}$$

Factor de Pérdidas: Es la relación de las pérdidas de potencia promedio a las pérdidas de potencia en carga pico, durante un período de tiempo especificado.

$$F_{PE} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia en pico}}$$

Para el caso de redes de Distribución la formula de Buller y Woodrow citada por Ramírez 2004:59 se tiene que:

$$F_{PE} = (0.15 * F_{CA}) + (0.85 * F^{2}{}_{CA})$$

Factor de Utilización: Es la relación de la demanda máxima de un sistema a su capacidad nominal. Puede ser encontrado también para una parte o una componente del sistema. La capacidad nominal del sistema debe ser seleccionada como la menor entre su capacidad térmica o su capacidad por caída de tensión.

$$F_U = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\text{Capacidad nominal del sistema}}$$

A continuación se presenta las magnitudes, unidad y símbolo utilizadas en electricidad, así como prefijos para formar múltiplos y submúltiplos.

MAGNITUD	**UNIDAD**	**SIMBOLO**
Corriente Eléctrica	ampere	A
Tensión Eléctrica	volt	V
Resistencia, Impedancia	Ohm	Ω
Autoinductancia	henry	H
Capacitancia	faradio	F
Potencia	watt	W
Potencia Aparente	voltampere	VA
Potencia Reactiva	voltampere reactivo	Var
Energía	joule, watt	J, W-h

Tabla 1.1 Unidades Eléctricas

NOMBRE	SIMBOLO	VALORES
Tera	T	10^{12} = 1 000 000 000
Giga	G	10^{9} = 100 000 000
Mega	M	10^{6} = 1 000 000
Kilo	K	10^{3} = 1 000
Hecto	h	10^{2} = 100
Deca	Da	10^{1} = 10
Deci	D	10^{-1} = .1
Centi	C	10^{-2} = .01
Mili	M	10^{-3} = .001
Micro	µ	10^{-6} = .000 001
Nano	n	10^{-9} = .000 000 001
Pico	P	10^{-12} = .000 000 000 001

Tabla 1.2 Prefijos para formar múltiplos y submúltiplos

1.5 Criterios básicos de planeación

La necesidad de optimización de la red surge porque se utilizaron criterios de diseño equivocados o que en la actualidad ya no son convenientes, también por el crecimiento de instalaciones que año con año se adicionan al activo fijo de la Comisión Federal de Electricidad por obras con o sin aportación que solicitan los clientes nuevos, y se construyen sin tener de base un plan rector.

Además este reordenamiento que se haga debe tener una justificación económica, ya que es posible que se justifique dejar las cosas como están.

La Planeación a corto plazo de la infraestructura eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad se analiza tomando en cuenta parámetros de calidad incluido en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE:7):

"El suministrador deberá ofrecer y mantener el servicio en forma de corriente alterna en una, dos o tres fases, a las tensiones, alta, media o baja, disponibles en la zona de que se trate, observando lo siguiente:

1. Que la frecuencia sea de 60 Hertz, con una tolerancia de 0,8 por ciento en más o en menos, y
2. Que las tolerancias en el voltaje de alta, media o baja tensión no excedan de diez por ciento en más o en menos y tiendan a reducirse progresivamente."

Por lo que la calidad del servicio se encuentra en función de los siguientes parámetros:

Interrupciones del Servicio

Variaciones del Voltaje

Generación de Armónicas

Considerando que los elementos del Sistema Eléctrico de Distribución que intervienen entre el usuario y la Comisión Federal de Electricidad son la subestación de distribución (la Fuente), el Circuito de Distribución, el Transformador de distribución, la red secundaria y la acometida; el paso de la corriente por estos

elementos ocasiona una pérdida de voltaje y la suma de cada uno de ellos no debe de exceder el 10% en más o menos tal como lo marca el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en el Capítulo 5 articulo 18.

De acuerdo a estudios se presenta los rangos de caída de tensión que deben de satisfacer cada uno:

Circuitos de Media tensión	5%
Transformador de Distribución	2%
Red de baja tensión	3%
Acometida	1%

Un circuito de distribución debe ser planeado de forma tal que la carga de cada segmento caiga dentro de su rango de la carga económica del conductor, entonces no habrá problemas de caída de tensión en cualquier trayectoria de flujo eléctrico menor que el alcance económico por carga del conjunto de conductores.

1.6 Diseño de un Sistema Eléctrico de Distribución

La misión de los circuitos de media tensión, es distribuir la potencia de la subestación de distribución, a usuarios de media tensión y a muchos transformadores de distribución, localizados éstos cerca de los usuarios de baja tensión. Para cumplir adecuadamente su misión se deben cumplir los siguientes tres aspectos:

1.-Economía: el costo debe ser tan bajo como sea posible, considerando los siguientes aspectos:

- Minimizar la longitud construida.
- Usar la mínima cantidad de postes.
- Usar los equipos estrictamente necesarios.
- Usar el calibre de conductor económico.
- Costos operativos aceptables.
- Utilizar “supertrayectorias” para transportar la potencia (cuidar distancias, calibres de conductor, magnitud de la corriente).

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

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

Algo común en las redes es el exceso de postes, postes duplicados, en ocasiones se llega a tener hasta el 30 % de postes que no son necesarios. Así como también se encuentra excedentes hasta del 30 % en redes secundarias, por falta de conocimientos y políticas de quienes construyen las redes eléctricas.

El objetivo de la planeación de un sistema de distribución es el definir un crecimiento económico de las instalaciones eléctricas, que permita hacer frente a la demanda futura con un nivel aceptable de calidad en el suministro de acuerdo a los parámetros establecidos. Así mismo tiene que ver con los cambios necesarios del sistema actual para mejorar los índices del sistema de distribución que se consideren no satisfactorios, lo cual implica la optimización. El proceso de la planeación involucra determinar las necesidades futuras del sistema de distribución, incluyendo entre otras las capacidades correctas, localizaciones, interconexiones, programa de suministro futuro, adiciones, cambios, etc.

La planeación es un proceso de toma de decisiones que busca definir opciones para lograr algo y determinar cuál es la mejor, la planeación de distribución debe contemplar tres aspectos:

1. Identificar los objetivos para el sistema de distribución correspondiente.
2. El personal de planeación debe entender que las diferencias en el diseño del sistema de distribución y en los equipos y materiales usados, afectará el resultado de los objetivos
3. El personal de planeación debe encontrar el mejor diseño para cada situación, asegurando que nada es despreciable y que cada oportunidad de ahorro y calidad del servicio debe ser completamente aprovechada, es decir que se debe buscar siempre el menor costo posible.

La Planeación a corto plazo debe definir las obras necesarias para atender el crecimiento de la demanda y para mejorar las condiciones de suministro del sistema actual, es decir optimizar lo existente. Sin olvidar que se busca cumplir con los criterios de calidad en el suministro y tener un sistema con el menor costo posible por kW suministrado.

Para evaluar el desempeño del sistema de distribución, se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Confiabilidad.

- Regulación de tensión.
- Pérdidas de potencia y energía.
- Capacidad de reserva para contingencias
- Pérdidas técnicas.
- Costo de mantenimiento.
- Costo de operación.
- Costo por KW suministrado.
- Problemática operativa.
- Orden y seguridad de la red.
- Estética de las instalaciones.

Por lo que en el diseño de un sistema de distribución intervienen aspectos técnicos, económicos, operativos, de mantenimiento, de calidad del suministro de potencia a los usuarios, además se requiere experiencia en la operación de los sistemas eléctricos; y con todos estos factores se debe encontrar el punto de equilibrio entre la calidad del suministro y el costo del sistema de distribución. Se debe encontrar un equilibrio entre el costo del kW suministrado y un suministro de potencia con calidad.

Esto se vuelve complicado, ya que las áreas operativas buscarán que el diseño del sistema tenga:

1. Confiabilidad
2. Flexibilidad
3. Calidad

Dentro de estas prioridades, no se encuentran los costos de inversión y de mantenimiento, por esto, se tienen criterios técnico económicos dirigidos al diseño de cada uno de los subsistemas, para cumplir requisitos de suministro, de seguridad y de menor costo posible en cada uno de ellos.

Los objetivos generales al diseñar un sistema de distribución, se pueden clasificar en tres:

a) Suministrar potencia y energía con calidad.
b) Facilitar la operación y mejorar la seguridad del sistema de distribución.
c) Minimizar el costo del sistema de distribución.

Los factores técnicos, económicos, operativos que intervienen en el diseño de los diferentes subsistemas son:

a) Confiabilidad del suministro.
b) Niveles de voltaje que se requieren.
c) Cantidad de subestaciones de distribución.
d) Seleccionar el sitio y capacidad de subestaciones de distribución.
e) Eficiencia con que se realiza la distribución.
f) Especificaciones para materiales y equipos.
g) Límites operativos del voltaje para los diferentes subsistemas.
h) Claro interpostal y resistencia mecánica de conductores y estructuras.
i) Seleccionar sitio y capacidad de transformadores de distribución.
j) Nivel de aislamiento básico al impulso.
k) Aislamiento por utilizar.
l) Límites térmicos de conductores.
m) Protección contra sobrecorriente.
n) Protección contra descargas atmosféricas.
o) Seleccionar trayectorias para las líneas y redes.

Dentro del diseño económico de los alimentadores, se tienen dos variables que limitan la longitud del sistema de media tensión y que están dados por la distancia entre subestaciones, los cuales son la capacidad y la caída de tensión.

Lo anterior implica tomar en cuenta lo siguiente:

- Considerar la localización de las cargas con respecto a la subestación.
- La carga máxima (en 23 kV, hasta 7500 kW, se considerará aceptable), la demanda no es una regla general utilizada, ya que lo que debe mandar es el porcentaje de caída de tensión y en ningún caso la longitud o demanda.
- Número de usuarios que tendrá cada alimentador (en promedio 3 500 usuarios).
- El nivel de pérdidas y la caída de tensión (2% y 3% respectivamente).
- Los calibres de conductores por utilizarse (conductor económico).
- Las trayectorias seleccionadas para transportar la potencia (unitroncal o multitroncal).
- La distancia con las subestaciones vecinas, el apoyo en contingencias, instalación de equipos de seccionamiento y protección, regulación, etc.

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

La mayoría de los sistemas de distribución tienen alimentación radial en cierta extensión, principalmente en las áreas rurales, lo anterior significa que desde donde ocurra una falla en adelante, existirá interrupción de servicio. Esto se puede minimizar, instalando protección adecuada en troncal y ramales, para minimizar el área con interrupción.

El área de servicio es el área geográfica más cercana al elemento que suministra la energía eléctrica, cada subestación tiene sus propias áreas de servicio así como cada alimentador y cada circuito de distribución, se deberá buscar que estas áreas nunca se traslapen.

Para poder definir las áreas de servicio de un circuito de media tensión, se debe considerar lo siguiente:

- Ser exclusiva del circuito, es decir no se deberán compartir con otro circuito del mismo nivel de tensión.
- Ser contiguas, estar cerca de otras para poder transferir la carga en caso de alguna contingencia.
- Deben de ser áreas regulares y fácilmente identificables, esto con la finalidad de evitar algún accidente al desconocerlas.
- Contar con puntos estratégicos para enlace con otros circuitos en la periferia del área, para apoyo del circuito en condiciones de contingencia.
- Las dimensiones del área deben considerar, que la regulación y las pérdidas en el circuito, se encuentren dentro de los límites establecidos como aceptables.
- Contar con una topología dentro del área de servicio, de tal manera que el transporte de potencia recorra la menor distancia posible, así como tratar de distribuir la potencia en diferentes trayectorias, buscando disminuir pérdidas en la distribución de la energía.

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

En un área rural las cargas dispersas y localizadas a grandes distancias, hacen que la caída de tensión y no la capacidad, domine las condiciones de planeación, ya que se presentan grandes caídas de tensión, al mover pequeñas cantidades de potencia docenas de kilómetros, esto facilita por un lado definir las áreas de servicio y complica el contar con una buena confiabilidad.

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

directamente relacionada con estas dos situaciones, con las cuales se enfrenta la planeación del sistema de media tensión.

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

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

Los circuitos en media tensión pueden presentar dos esquemas de construcción como la indica ” H. Lee Willis (2004:303) : “el esquema unitroncal y el esquema multitroncal, la primera de ellas concentra la corriente en una sola trayectoria llamada troncal, el cual corresponde al esquema unitroncal, misma que distribuye la energía a través de ramales conectados a dicha troncal, la segunda utiliza dos o más trayectorias principales a través de las cuales distribuye la energía, correspondiente al esquema multitroncal.”

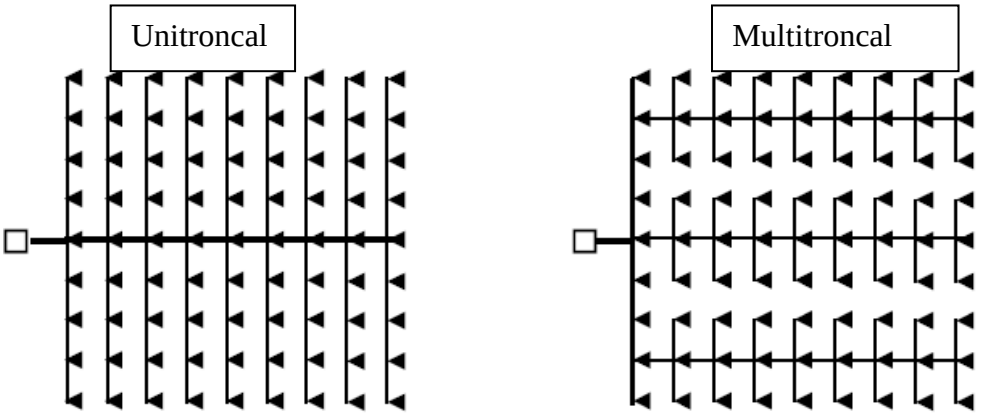


Fig. 1.2 Topologías de alimentadores

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

Es posible encontrar personal de planeación, que prefiere uno de los dos estilos de diseño, diciendo que es mejor, teóricamente el comportamiento es semejante, tanto desde el punto de vista técnico como económico. En la realidad pueden existir ventajas o desventajas, en función de las condiciones propias que se tengan, estas pueden ser por estética, posibilidad de crecimiento futuro, protección, confiabilidad de servicio, contingencias, regulación, pérdidas, facilidad en la construcción y operación, etc.

Los elementos que forman un sistema de distribución ocasionalmente fallan por diferentes causas, ante esta situación se hacen planes y fuertes inversiones, para minimizar las interrupciones de energía eléctrica en tiempo y en cantidad de usuarios afectados, definiendo trayectorias y configuraciones de líneas y equipos, para que los mantenimientos y fallas afecten al menor número de usuarios y durante el menor tiempo posible.

En condiciones de falla las empresas eléctricas aceptan condiciones diferentes a las normales de operación en cuanto a caída de tensión y carga de equipos, en la caída de tensión se acepta un incremento de 2 a 3 por ciento, en cuanto a los límites de carga para conductores y transformadores, se acepta un incremento en periodos de tiempo de 4 a 6 horas por día, en el caso de conductores se acepta acercarse a la carga definida por el límite térmico (90 %), y los transformadores se pueden sobrecargar con valores del 25 al 30% de su capacidad.

Los alimentadores de media tensión deben ser configurados, para que cada alimentador tenga un respaldo en contingencia, y pueda seguir suministrando energía a la totalidad o la mayor parte de sus usuarios.

Este requisito origina que el diseño de la media tensión, contemple una condición especial que incrementa la inversión en infraestructura, pero que se requiere para mejorar los índices de confiabilidad.

Son diseñados para que en la presencia de una falla, pueda ser seccionada la parte fallada y restablecer el servicio al resto de los usuarios del circuito. Estos seccionamientos deben ser definidos de acuerdo a la cantidad de usuarios, y no con respecto a la longitud del circuito.

Se debe contemplar el instalar equipo con control remoto estratégicamente localizado, para disminuir el tiempo de interrupción y número de usuarios afectados por fallas permanentes; tendientes a tener en el futuro un sistema de automatismo distribución. La secuencia para llegar a la automatización de las redes de distribución es:

- Analizar los circuitos críticos que registren mayor número de interrupciones o que por la importancia de la carga lo justifique.
- Configuración óptima de los circuitos
- Rediseño de operación.
- Instalar equipos en los puntos de seccionamiento a control remoto.
- Automatización de los puntos de seccionamiento.

Conocidos estos elementos que conforman la red, se formula el desarrollo de un modelo de planificación con lo cual se busca resolver el problema de crecimiento óptimo del sistema de distribución. Es decir, se busca una herramienta que permita tomar decisiones correctas en cuanto a la construcción de instalaciones, la definición de las capacidades de éstas y en qué momento realizarlas, con el objeto de mantener el sistema en equilibrio.

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

1. La situación actual que guardan las instalaciones en cuanto a operación y confiabilidad
2. Si existe un plan de reordenamiento urbano de la red de distribución, y
3. Sí se cuenta con un plan de Desarrollo Urbano, que defina el crecimiento del área urbana.

Para atender la realidad presente de cada alimentador es necesario contar con la información de los circuitos de media tensión, como mínimo se debe conocer:

- Demandas
- Pronóstico
- Conformación actual
- Índices de calidad
- Diagrama unifilar

En lo referente al sistema de distribución, además de que es importante distinguir los factores de crecimiento de la carga, también es importante conocer el grado de desempeño con que operan las instalaciones.

Por lo que será importantes distinguir en primer término, la situación actual que guardan los alimentadores, por lo que dicha información deberá contar con lo siguiente:

- Problemática
- Usuarios prioritarios
- Tipo de carga predominante
- Tipo de instalación (sistema)
- Información General

Con este análisis se podrán identificar cuáles son las áreas que trabajan con algún problema, para planear las obras necesarias que lo eliminen o lo minimicen, dándole un orden a las alternativas del mayor al menor beneficio-costo. Pudiendo determinar que es más conveniente: Restaurar lo viejo o Construirlo nuevo

La modelación de las redes de distribución debe contemplar los diversos aspectos técnicos y económicos de éstas y además entregar información con

respecto a la topología. En este rubro se distinguen dos modelos, el primero es el eléctrico compuesto por los diferentes tipos de estructuras, es decir, conductores, subestaciones y transformadores, etc., mientras que el segundo es el modelo económico, donde se tienen los costos de construcción, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución eléctricos.

Es necesario identificar los problemas que tiene el alimentador que estén violando los parámetros comprometidos con los clientes, tales como:

- Sobrecargas
- Caídas de tensión
- Interrupciones

También se debe definir si algún cliente requiere aspectos especiales de continuidad, para considerarlo en la optimización con un grado de confiabilidad mayor y la posibilidad de considerar un alimentador selectivo.

Es importante recalcar que para este tipo de usuarios, que pueden ser oficinas gubernamentales, Hospitales, Industrias con procesos sensibles, etc., deban estar con grado de confiabilidad alta, debido a los diferentes procesos que elaboran.

Por lo tanto se deberá contar con un listado de clientes prioritarios con respecto a la calidad y continuidad del servicio

Para definir el tipo de carga predominante, es necesario identificar las condiciones de carga de cada alimentador, mediante el análisis de los perfiles de carga de los usuarios spot (servicios particulares) y del propio alimentador, para poder vislumbrar posibles transferencias entre circuitos.

El área de servicio de un alimentador es única, su definición obedece al análisis del conjunto de alimentadores y donde su área de servicio fácilmente puede intercambiarse a otro alimentador en situaciones de falla.

La información general con que cuente un alimentador, es básica para el análisis del mismo, pues con ella podremos obtener los datos que nos darán un panorama general del estado en que se encuentra el circuito. Para fines prácticos deberá de contener como mínimo, su desempeño, las longitudes máxima radial y total, los puntos de automatismo instalados en la red, su compensación reactiva, los reguladores (en su caso), el número y tipo de equipos de protección (no incluyendo los CCF), y el tipo de medición con que cuenta en la subestación (nodo fuente).

- Desempeño
- Longitud máxima radial
- Longitud total
- Capacidad por alimentador
- Puntos de automatismo
- kVAR’s instalados
- Reguladores instalados
- Número y tipo de equipos de protección (no fusibles)
- Tipo de medición

Se debe de contar con los diagramas unifilares, que deberán contener la información con respecto a la topología y características propias del alimentador. En este rubro se deberá de distinguir el diseño eléctrico con que cuenta, los diferentes tipos de estructuras, es decir, conductores, equipos, transformadores, usuarios prioritarios, etc.

La misión del ingeniero de planeación, es contar solo con las instalaciones necesarias y una topología de la red de media tensión sencilla de operar, la topología de una red es la lógica de enrutamiento que se da al transporte de la electricidad, la cual deberá de contar con las siguientes premisas:

- Debe llevarse la electricidad por la ruta más corta
- Con pérdidas mínimas
- Con una caída de tensión que cumpla con los criterios de planeación

Una de las premisas en el diseño de redes eléctricas es que las cargas alimentadas desde una subestación, recorran la distancia mínima para este fin, y que no tengan otra subestación que podría alimentar esta carga a una distancia eléctrica menor.

1.7 Criterios para Circuitos de Media Tensión

Un sistema de distribución en media tensión, está compuesto de alimentadores que transportan la energía, de las subestaciones de distribución a usuarios en media tensión, y a los transformadores de distribución localizados cerca de los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Los circuitos de media tensión, son la parte central del sistema de distribución porque:

1. Ocasionan el 85% del tiempo de interrupción (no se considera el Tiempo de Interrupción por Usuario-TIU de baja tensión),
2. Aportan aproximadamente el 33% de las pérdidas eléctricas, y
3. Requieren de la mayor parte de la inversión de la red.

Llegando a la conclusión que los parámetros en circuitos de media tensión:

- La regulación de voltaje debe ser menor al 5% y menor del 2% de pérdidas de potencia en la demanda máxima.
- Usar el conductor económico; en redes urbanas y áreas de contaminación con conductor AAC y en redes rurales con conductor ACSR.
- Los circuitos troncales deberán ser 3 fases 4 hilos, independientemente que sean aéreos o subterráneos.
- Las líneas troncales se deben construir utilizando una topología multitroncal (tipo tenedor) o bien el sistema tradicional de una troncal, ambas con enlaces para respaldar una primera contingencia.
- Para la compensación reactiva fija y con control en circuitos, se utilizará el simulador Syner GEE ® Electric para determinar su ubicación y capacidad en módulos múltiples de 300 KVARC.
- Las redes subterráneas utilizaran el arreglo anillo abierto.
- Las redes de distribución subterráneas en fraccionamientos residenciales deberán ser monofásicos.

CAPÍTULO 2
ZONA DE DISTRIBUCIÓN TULANCINGO

2.1 Historia y situación actual de la zona de distribución Tulancingo

La responsabilidad de la Distribución y Comercialización recae en 16 Divisiones de Distribución, las cuales a su vez se dividen en Zonas de Distribución, dentro de las 16 Divisiones que conforman el proceso de Distribución se encuentra la División Centro Oriente que atiende los Estados de Puebla y Tlaxcala e Hidalgo, cuenta con 10 Zonas de Distribución, siendo estas: Zona Tlaxcala, Tehuacán, Matamoros, San Martín, Tecamachalco, Puebla Poniente, Puebla Oriente, Pachuca, Tula y Tulancingo (Fig. 2.1).

Fig. 2.1 Ubicación geográfica de la Zona Tulancingo.

Hasta octubre de 2009, las poblaciones que actualmente atiende la Zona de Distribución Tulancingo la operaba Luz y Fuerza del Centro (LyFC). El 11 de octubre de 2009 por decreto presidencial extingue al organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro por lo que a partir del 13 de octubre de 2009 CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

En 2010, queda constituida finalmente como la Zona de Distribución Tulancingo como una de las 10 zonas de la División de Distribución Centro Oriente.

Actualmente el área de influencia de atención es de 13 municipios: En el estado de Puebla: Huauchinango, Juan Galindo y Ahuazotepec; en el estado de Hidalgo Acatlán, Acaxochitlán, Almoloya, Apan, Cuautepec de Hinojosa, Emiliano Zapata, Santiago Tulantepec, Singuilucan Tepeapulco, Tlanalapa, Tulancingo de Bravo y Zempoala. Con una responsabilidad de extensión territorial de 3431 km2. Se ubica a 47 km de Pachuca la Capital de Hidalgo y a 120 km de la ciudad de México

En la Zona de Distribución Tulancingo a diferencia de las Zonas de la División Centro Oriente de los estado de Tlaxcala y Puebla, cuenta con tres tensiones de suministro en media tensión (23 kV, 13.8 kV y 6.6 kV). De los cuales sólo 13.8 kv prevalece en la zonas de Puebla y Tlaxcala de la División Centro Oriente; así como 23 kV y 6.6 kV siendo esta última un nivel de tensión NO normalizado. Los 3 niveles de tensión en media tensión han sido para atender los servicios en media tensión industriales y comerciales y para alimentar los transformadores de distribución que proporcionan todos los servicios en baja tensión.

El Sistema Eléctrico de Distribución de la Zona Tulancingo hasta el año de 2010 contaba con 270 MVA de capacidad instalada de transformación de alta a media tensión, 17.235 MVA de capacidad instalada de transformación de media a media tensión (23/13,8 kV y 23/6.6 kV), 25 Circuitos de 23 kV, 5 circuitos de 13,8 kV y 5 circuitos de 6.6. kV; en estas fechas no se contaba con un censo exacto de los kilómetros de línea de media tensión, baja tensión y transformadores de distribución.

Una vez que la demanda máxima de los Circuitos de la Subestación Tulancingo y Subestación El Carmen estaban próximas a la capacidad instalada en los Bancos de estas Subestaciones, la extinta compañía suministradora viendo esta necesidad gestionó y comenzó la construcción de la Subestación Valle Tulancingo con una capacidad instalada de 2 Bancos de 30 MVA cada uno y la construcción de 4 circuitos de distribución.

La Comisión Federal de Electricidad tuvo la labor de construir 2 Líneas de Alta Tensión 3F-85 kV en 13.67 km con conductor 795 Acsr para alimentar y poner en

operación la Subestación Valle Tulancingo, así mismo se realizó la construcción de las salidas subterráneas de la Subestación de los 4 circuitos de dicha subestación. Siendo que Comisión Federal de Electricidad no contaba con estadísticas de la red eléctrica de distribución ni con la memoria técnica de los circuitos nuevos, sólo se adecuó abriendo y cerrando enlaces para poner en operación finalmente en octubre de 2011 la Subestación Valle Tulancingo junto con sus 4 circuitos de distribución.

Para finales del 2012 la Zona de Distribución Tulancingo ya contaba con 330 MVA de capacidad instalada de transformación de alta a media tensión (Fig. 2.1.2), 16.73 MVA de capacidad instalada de transformación de media a media tensión (23/13,8 kV y 13.8/6.6kV) siendo que se eliminó una Subestación Rural, se cuentan con 30 Circuitos de 23 kV, 4 circuitos de 13,8 kV y 5 circuitos de 6.6. kV; 2067 km de línea primaria, 3815 Km. de línea secundaria y 4726 transformadores de distribución.

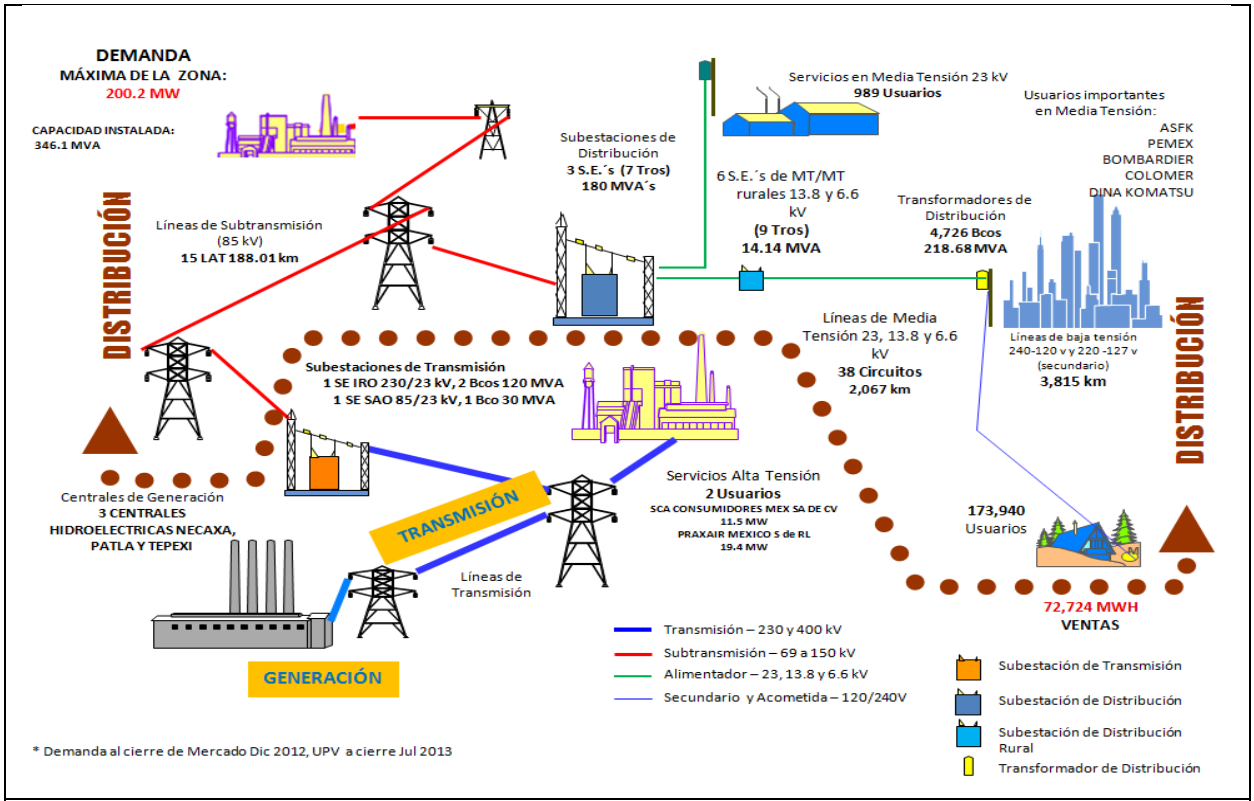


Fig. 2.2 Red Eléctrica Zona Tulancingo

Existen actualmente 5 subestaciones de alta a media tensión, con 10 transformadores de potencia con las siguientes capacidades: 2 de 60 MVA, 6 de 30 MVA y 2 de 15 MVAS. Así mismo se tienen 7 subestaciones secundarias, 3 de 23kV a 13.8 kV y 4 de 23 kV a 6.6 kV. Lo anterior se muestra en la Tabla 2.1

SUBESTACIONES DE AT/MT		**BANCO**	**CAPACIDAD (MVA)**	**RELACION (KV)**
CRM	**EL CARMEN**	1	15	85 / 23 kV
CRM	**EL CARMEN**	2	15	85 / 23 kV
IRO	**IROLO**	1	60	85 / 23 kV
IRO	**IROLO**	2	60	85 / 23 kV
SAO	**EL SALTO**	1	30	85 / 23 kV
TLG	**TULANCINGO**	2	30	85 / 23 kV
TLG	**TULANCINGO**	1	30	85 / 23 kV
TLG	**TULANCINGO**	3	30	85 / 23 kV
VTU	**VALLE TULANCINGO**	2	30	85 / 23 kV
VTU	**VALLE TULANCINGO**	1	30	85 / 23 kV
SUBESTACIONES DE MT/MT				
TPY	TEPEYAHUALCO	1	1	23 / 13,8 kV
ACP	ACOPINALCO	1	3	23 / 13,8 kV
SLZ	SAN LORENZO	1	3	23 / 13,8 kV
AMY	ALMOLOYA	1	1,875	23 / 6,6 kV
APN	APAN	3	5,26	23 / 6,6 kV
TEX	TEXCAPA	1	1,6	23 / 6,6 kV
IRO	IROLO	1	2	23 / 6,6 kV

Tabla 2.1 Subestaciones de AT a MT y de MT a MT.

En la tabla 2.2 se observan los Circuitos de 23 kV de la Zona Tulancingo, de las subestaciones El Carmen, Tulancingo, Irolo, El Salto y Valle Tulancingo en 23 kV y las Subestaciones Rurales Acopinalco, Tepeyahualco y San Lorenzo en 13.8 kV. Y las Subestaciones Almoloya, Apan, Irolo y Texcapa en 6.6. kV.

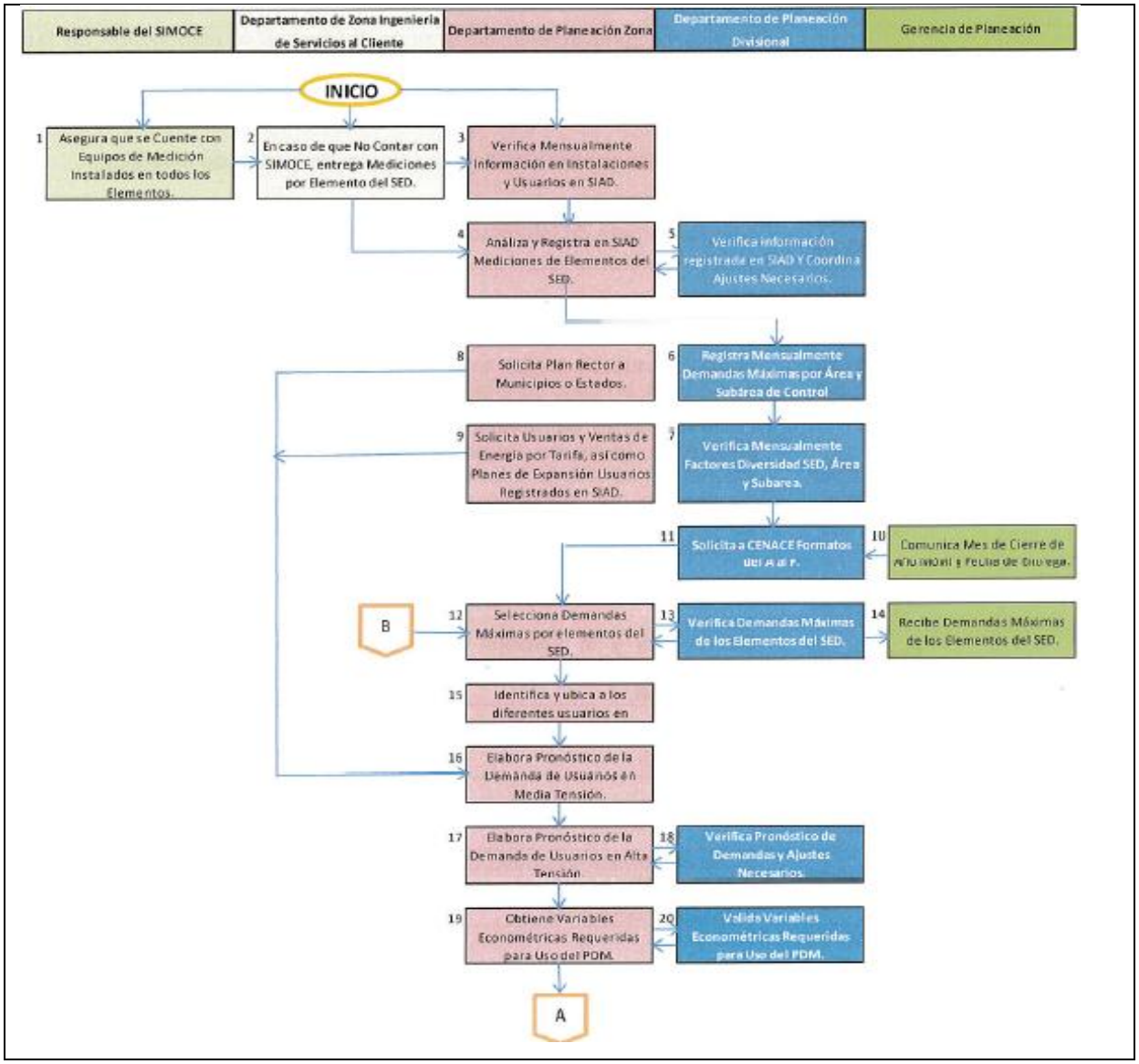
CIRCUITOS 23 KV					
S.E.	CIRCUITO	NOMBRE	S.E.	CIRCUITO	NOMBRE
CRM	5010	ACAXOCHITLAN	IRO	5010	TEPEAPULCO
CRM	5020	AHUAZOTEPEC	IRO	5020	ASFK 2
CRM	5030	PEMEX	IRO	5030	PALO HUECO
CRM	5040	HUAUCHINANGO	IRO	5040	ASFK 1
TLG	5010	SAN DIONISIO	IRO	5050	CAJAPLAX
TLG	5020	SINGUILUCAN	IRO	5060	APAN ALMOLOYA
TLG	5030	MAGISTERIO	IRO	5070	BOMBARDIER
TLG	5040	CENTRO	IRO	5080	TLANALAPA
TLG	5050	SANTIAGO	SAO	5010	PEMEX CEIBA
TLG	5060	NAPATECO	SAO	5020	NECAXA MESA
TLG	5070	MINAS	SAO	5030	LAS COLONIAS
TLG	5080	CUAUTEPEC	SAO	5040	HUAUCHINANGO
VTU	5015	ALCHOLOYA	SAO	5050	PEMEX ZOQUITAL
VTU	5025	JALTEPEC	SAO	5060	TENANGO
VTU	5035	HUEYTLALPAN			
VTU	5045	JALTEPEC			
CIRCUITOS 13.8 Kv			**CIRCUITOS 6.6 Kv**		
ACP	4010	ACOPINALCO	AMY	3010	ALMOLOYA
TPY	4010	TEPEYAHUALCO	APN	3010	APAN 1
SNL	4010	SAN LORENZO	APN	3020	APAN 2
			TXP	3010	TEXCAPA
			IRO	3010	IRO 1

TABLA 2.2 Circuitos de Media Tensión, Zona Tulancingo

Para el caso particular de este estudio se tomaran en cuenta las Subestaciones Carmen (CRM) con los circuitos CRM 5010 (Acaxochitlán) y la Subestación Valle Tulancingo (VTU) con el circuito VTU 5035

2.2 Mercado Eléctrico

Para satisfacer las necesidades de suministro de energía eléctrica en los años futuros, es de vital importancia contar con una planeación ordenada del crecimiento de instalaciones eléctricas. Una parte importante de este estudio es el comportamiento de las demandas esperadas de los usuarios, las cuales se pronostican mediante el Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución. Para llevar a cabo este estudio la Comisión Federal de Electricidad cuenta con el Procedimiento de Desarrollo del Mercado Eléctrico, a continuación se presenta el diagrama de flujo para dicho desarrollo.



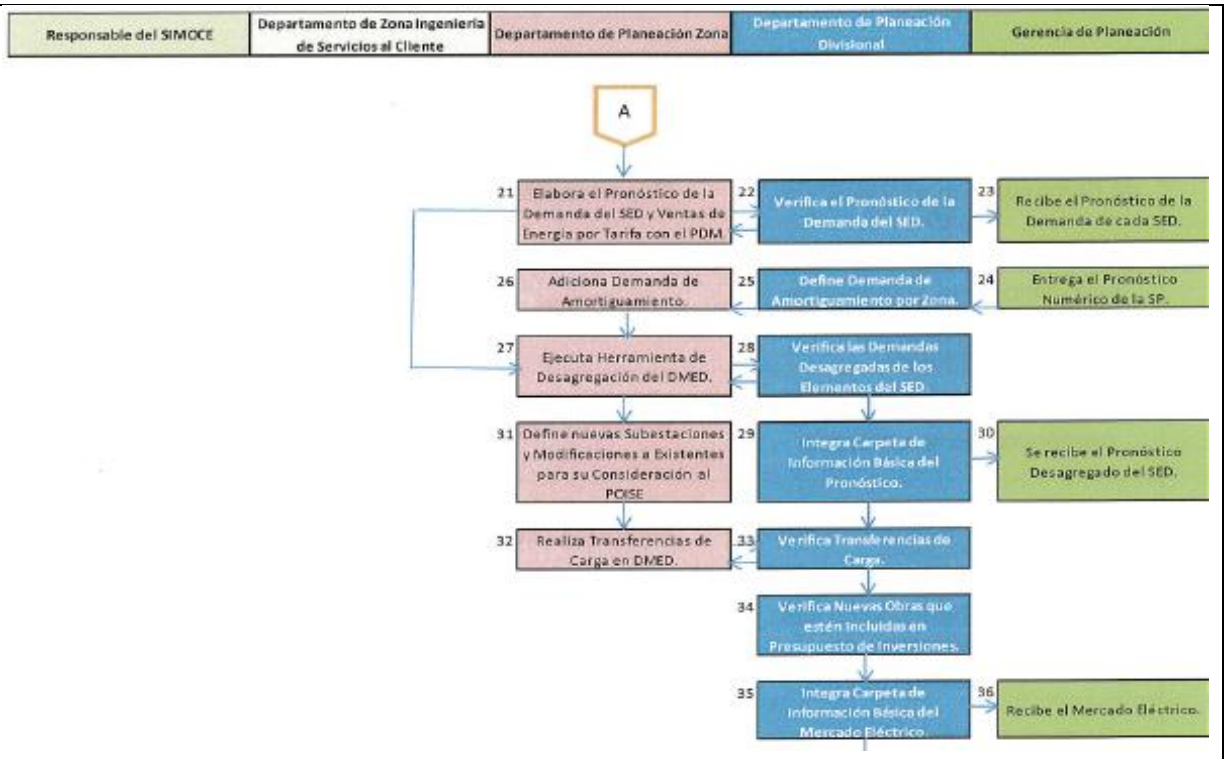


Fig.2.3 Diagrama de Flujo de Desarrollo de Mercado Eléctrico.

El análisis del Mercado Eléctrico de Distribución se fundamenta en un procedimiento que ofrece un diagnostico anticipado que permite prever con cierto grado de veracidad las cargas del Sistema de Distribución esperadas con un panorama de 20 años, considerando tanto el comportamiento histórico de la demanda del sistema, como el comportamiento de variables econométricas. A partir de este pronóstico se dimensiona la infraestructura eléctrica necesaria para suministrar la demanda del sistema en los próximos 20 años.

La realización del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución se requiere contar con bases de datos confiables y representativos del sistema en estudio, por lo que en el Sistema Eléctrico de Distribución se cuenta con componentes y agentes identificados como usuarios importantes en media tensión y usuarios en alta tensión se requiere contar con información del comportamiento de los mismos con un historial de al menos 7 años.

Los componentes principales del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) son:

- Subestaciones
- Bancos
- Circuitos

Los agentes considerados para el pronóstico de la demanda son:

- Usuarios importantes
- Polos de desarrollo en media tensión
- Usuarios de alta tensión.

Una política para el Desarrollo del Mercado Eléctrico solicita que los requerimientos de infraestructura eléctrica serán soportados en el comportamiento histórico, actual y esperado de la demande de energía eléctrica del Sistema Eléctrico de Distribución, mismo que se sustentara con la integración estadística de mediciones de demanda, energía y factor de potencia de cada elemento que lo integran, así como en el pronóstico de las variable económicas y demográficas que prevalezcan dentro del área de influencia del estudio.

Así mismo en todos y cada uno de los elementos principales de los sistemas de distribución deberán contar con mediciones con perfil de carga y estar incorporados al Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE) para conocer su comportamiento eléctrico. Los parámetros deben ser suficientes para identificar la calidad de servicio que se suministra y contar con la información adecuada para los modelos de simulación que analizan el comportamiento eléctrico de los sistemas de distribución.

Para la realización de este procedimiento el periodo de información que se debe considerar en la integración del Mercado Eléctrico de Distribución será de un año móvil, y el mes de cierre será definido por la Subdirección de Distribución.

Para definir la capacidad de saturación de los bancos de transformación se considera que deberán registrar demandas reales o pronosticadas en MVA al 100% de su capacidad nominal (en su último paso de enfriamiento) previendo acciones para evitar dicha saturación.

Cuando se determinen las obras requeridas en redes de media tensión será necesario realizar estudios de optimización, por lo que se deberá emplear las herramientas de planeación, atendiendo a la siguiente secuencia:

1. Optimizar el aprovechamiento de las instalaciones existentes
2. Identificar obras en la red de media tensión que permitan mejorar sus parámetros operativos y, de persistir la saturación,
3. Determinar la ubicación optima de nuevas subestaciones y/o bancos.

El valor de demanda a considerar en el historial para pronóstico de los usuarios individuales (base, intermedio y punta), será definido dependiendo del periodo horario en que se presenta la demanda máxima del circuito al que se encuentre conectado.

El pronóstico de la demanda de los usuarios individuales, se determinara considerando sus expectativas de crecimiento fijando como límite máximo su carga contratada, salvo que exista conocimiento de otro nivel de demanda.

En la figura 2.4 se muestra el Mercado Eléctrico de la Zona de Distribución Tulancingo al cierre del Año 2013, en el cual se observan las demandas máximas en condiciones normales de operación por banco de transformación.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION CENTRO ORIENTE
ZONA TULANCINGO

DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN 2013

REPORTE DE ZONA
PRONÓSTICO DE DEMANDA

SUBESTACIONES	CARAC.			HISTORIAL (MW)							PRONÓSTICO (MW)											
	BUS	MVA	KV	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SISTEMA: 23,0 kV	**RURAL**																					
CRM S.E. EL CARMEN	1	15	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	17,2	11,1	11,3	15,3	16,9	17,0	17,2	17,3	17,5	17,6	17,8	17,9	18,1	18,2
CRM S.E. EL CARMEN	2	15	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	9,0	11,8	12,0	12,2	12,4	12,5	12,7	13,0	13,2	13,4	13,6	13,8	14,0	14,3
IRO S.E. IROLO	1	60	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	26,2	28,4	29,3	33,2	33,4	33,7	34,0	34,3	34,6	34,9	35,1	35,4	35,7	36,0
IRO S.E. IROLO	2	60	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,1	25,2	21,0	21,1	21,4	21,6	21,9	22,2	22,4	22,7	23,0	23,2	23,5	23,8	24,1
SAO S.E EL SALTO	1	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	18,4	20,1	20,4	20,7	20,9	21,2	21,5	21,8	22,0	22,3	22,6	22,9	23,2	23,5
Subtotal				0,0	0,0	0,0	0,0	81,4	96,0	92,4	94,1	102,7	105,2	106,4	107,5	108,7	109,9	111,1	112,3	113,5	114,8	116,1
SISTEMA: 23,0 kV	**URBANO**																					
TLG S.E. TULANCINGO	2	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	14,4	22,4	22,5	22,7	22,8	22,9	23,0	23,1	23,2	23,3	23,4	23,5	23,6	23,7
TLG S.E. TULANCINGO	1	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	12,4	13,4	13,6	13,8	13,9	14,1	14,2	14,3	14,5	14,7	14,8	15,0	15,1	15,3
TLG S.E. TULANCINGO	3	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,3	28,0	16,2	16,3	16,3	16,4	16,4	16,5	16,5	16,6	16,6	16,6	16,7	16,7	16,8
VTU S.E. VALLE TULANCINGO	2	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,8	10,7	9,0	9,1	9,1	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,7	9,8	9,9	10,0
VTU S.E. VALLE TULANCINGO	1	30	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,6	13,9	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,9	17,0	17,1	17,2	17,4	17,5	17,6	17,8
Subtotal				0,0	0,0	0,0	0,0	78,0	79,4	77,3	77,9	78,4	78,9	79,4	79,9	80,4	80,9	81,4	82,0	82,5	83,0	83,6
Tendencia (%)					20,0	0,0	-33,3	1992325,	10,1	-3,3	1,3	5,3	1,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Figura 2.4 Cierre de Mercado Eléctrico del año 2013 Pronostico de Demanda de la Zona de Distribución Tulancingo

Se observa que en el Banco 1 de 15 MVA de la Subestación Carmen (CRM) al cierre del año 2013 se tiene una demanda de 11.1 MVA, y de acuerdo al pronóstico de las demandas este banco se saturará en el año 2015. Caso contrario en el banco 2 de 30 MVA de la Subestación Valle Tulancingo (VTU) tiene una demanda de 9 MVA, el cual de acuerdo al pronóstico de demanda esperada, no incrementaría su demanda significativamente en los próximos años, por lo que se ve un área de oportunidad con estos dos bancos siendo que el área de influencia de estas subestaciones son colindantes y la distancia de los circuitos que salen de la Subestación Carmen (CRM) son extensos y por trayectorias muy escarpadas.

CAPITULO 3
SYNERGEE ® ELECTRIC

3.1 Software SYNERGEE ® ELECTRIC

SynerGEE ® Electric es un paquete de software desarrollado por GL Noble Denton que simula, analiza y planea alimentadores de distribución de energía eléctrica, redes y subestaciones.

Para el presente trabajo se utiliza SynerGEE ® Electric 4.0.1.185 la cual en User Guide (2011:35) cita lo siguiente “La base de la simulación es un diseño orientado a objetos que consiste en modelos altamente detallados para los dispositivos del sistema de energía eléctrica, tales como líneas, bancos de transformadores, bancos reguladores, condensadores, y generadores activos. Los modelos se construyen para reflejar la construcción real del sistema de distribución”

Las herramientas, utilidades y características fueron diseñadas para obtener alimentadores modelados de forma rápida y precisa. Los requisitos de datos están claramente marcados en los cuadros de diálogo y son mínimos para que los modelos puedan ser específicamente con los parámetros básicos de la placa de datos del equipo; esto permite crear representaciones más exactas de un sistema de distribución para tener el control sobre la forma en que las cargas responden a su nivel de tensión. Las cargas pueden ser conectadas entre fases y a tierra. Existen una gran variedad de herramientas para asignar cargas y simular crecimiento.

Cada modelo cuenta con terminales que responder a la tensión y las condiciones actuales al igual que los dispositivos reales. Cuando se ejecuta la aplicación de flujo de carga, se ve las líneas, los reguladores y los condensadores. Ve los dispositivos del sistema de distribución de energía interconectado a las terminales.

“Cuando en el flujo de carga se aplica a tensiones o demanda actual de un dispositivo como un regulador, ese dispositivo maneja su propio funcionamiento interno. Por ejemplo, el modelo de regulador se construye internamente como un regulador de tensión real. Estos componentes están todos "cableados" en el software como se construye en la fábrica un verdadero regulador de tensión. El regulador es capaz de mirar a sus condiciones en terminales, el modelo regulador se intensifica y disminuye durante la carga de flujo como un regulador real en un sistema de distribución.” SynerGEE ® Electric User Guide (2011:36)

Las secciones son los bloques básicos del modelo de sistema de distribución de construcción. Una sección representa una trayectoria eléctrica entre dos puntos finales (nodos), y puede utilizar vértices para formar la trayectoria geográfica de la línea. Cada sección se compone de un segmento de conductor aéreo o subterráneo y tal vez un grupo de dispositivos y/o cargas. No hay límites a la longitud de una sección, o al número de secciones en un sistema. Cuando se añade una sección nueva y se conecta a una sección existente, la nueva sección hereda una serie de atributos de la sección existente, incluyendo la configuración de fase, tipo de conductor, el espaciamiento de fase, la carga, valor nominal, y la altura por encima del suelo equivalente.

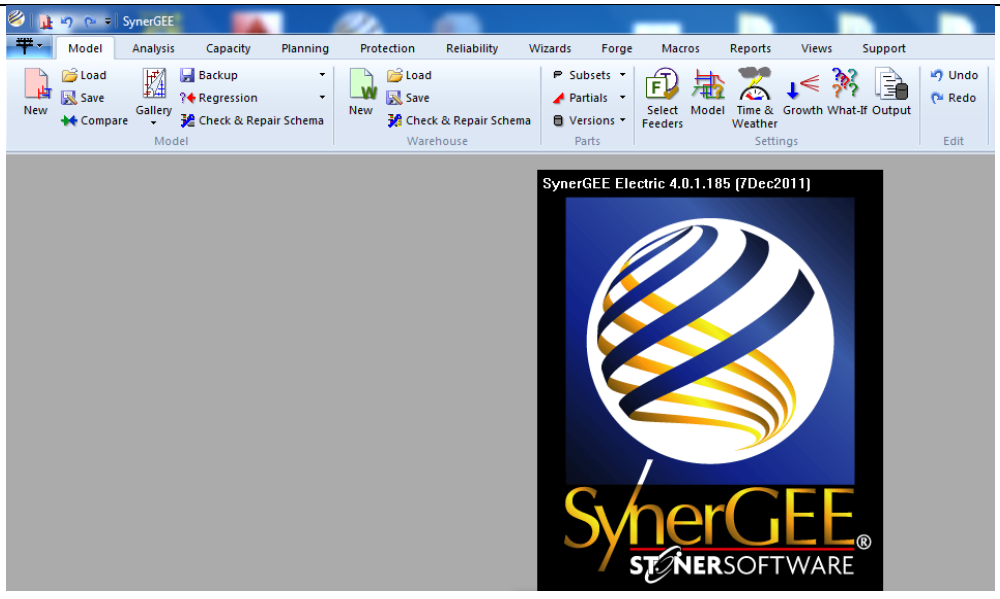


Figura 3.1 Pantalla inicial SynerGEE

3.2 Requisitos previos para trabajar en SynerGEE ® Electric

Como base para la proyección de la red de media tensión, se tiene SynerGEE ® Electric el cual permite hacer las corridas de flujos y simular movimientos en la red, así como evaluar el comportamiento antes y después de las obras realizadas, para que este sistema opere de forma eficiente y confiable, se debe alimentar de una base de datos reales de demanda, factor de carga, características actuales de los circuitos en cuanto a calibre, longitudes así como la ubicación de servicios importantes y de los transformadores de distribución con la capacidad en kVA de cada uno.

Para esto se necesita tener una plataforma confiable de los atributos de la red, la cual se obtiene realizando los siguientes pasos

1. Obtener una cartografía digital
2. Realizar el levantamiento de atributos
3. Transferir atributos al SIGED (Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución)

Obtener una cartografía digital.- En la mayoría de los casos se puede adquirir por medio de una compra de la cartografía digital al INEGI. Quien ya cuenta con las actualizaciones de calles, avenidas, ríos, todo esto digitalizado georeferenciado, lo cual es necesario para realizar las proyecciones reales.

Realizar el levantamiento de atributos.- Se refiere a realizar el recorrido del 100% de la red, para tomar los puntos georeferenciados de la ubicación de los postes así como las características de la red eléctrica de distribución como son altura de postes, calibres de conductores, longitudes interpostales, en media y baja tensión, capacidad de los transformadores de distribución, equipos de seccionamiento y de protección.

En el caso de la Zona de Distribución Tulancingo, no se contaba con esta información, por lo que se realizó mediante un tercero el levantamiento de los atributos, el cual se llevó a cabo en el año 2012. El levantamiento se llevo a cabo con personal en campo y por medio de terminales portátiles con GPS, estas terminales

cuentan con el sistema SLAC (Sistema de Levantamiento de Atributos en Campo) desarrollado por CFE; este sistema contiene mapas cartográficos y ventanas para edición de características propias de los postes como son tipos de estructuras primarias y secundarias, retenidas, alumbrado público, transformadores, equipos de conexión y desconexión y bancos de compensación, también cuenta con una ventana para editar las características de las líneas de media y baja tensión, fases presentes, orden de las mismas, calibre y si cuenta con neutro corrido.

Transferir atributos al SIGED.- Una vez realizados el levantamiento de atributos en campo se debe vaciar la información obtenida en el Sistema SIGED (Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución) este sistema desarrollado por CFE se desenvuelve en una plataforma de CAD (diseño asistido por computadora) llamada Autodesk Map.

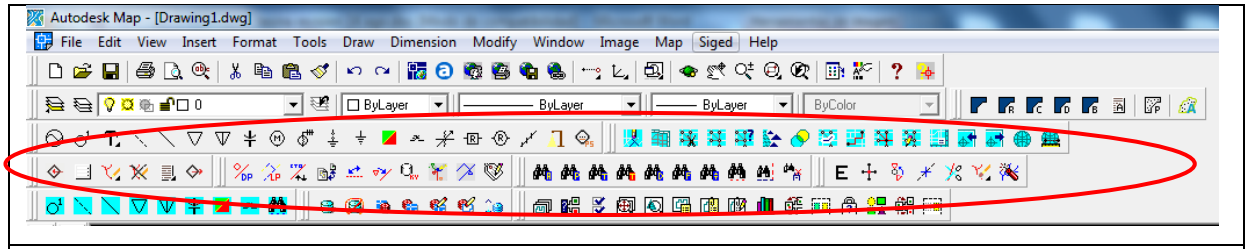


Fig. 3.2 Barra de Herramientas SIGED

Para la actualización de SIGED de obras nuevas, se puede llevar a cabo la digitalización directamente en SIGED en línea con la barra el menú de SIGED, que cuenta con elementos de captura como son: alimentador, poste, retenidas, línea de media tensión, línea de baja tensión, transformadores de distribución, transformadores particulares, banco de capacitores, equipo de medición, apartarrayos, bajantes de tierra, corta circuito fusible, restauradores, reguladores, etc.

Todos estos elementos al momento de crearlos cuenta con las opciones de los diferentes variantes que existen para ese elemento, por ejemplo el poste de concreto puede ser de resistencia 450 para postes de 9 m o de resistencia 600 para postes de

13, ahí mismo se puede seleccionar el tipo y cantidad de estructura en media y en baja tensión, como pueden ser Tipo V, T, R, P, etc., con sus respectivas variantes de presencia de fases 1, 2 o 3 fases con o sin neutro y los diferentes tipos y calibres de conductores.

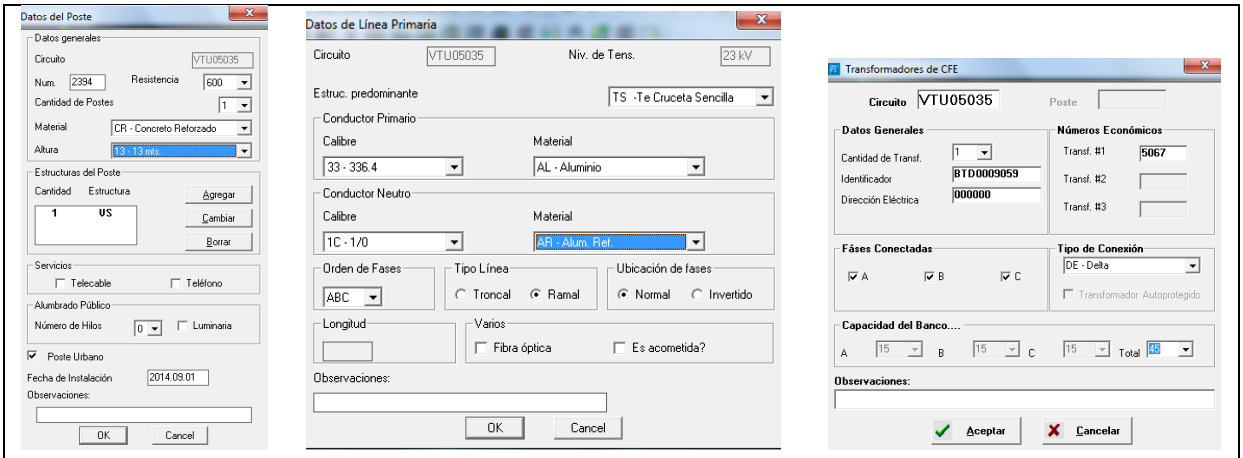


Fig. 3.3 Elementos de Siged: Poste, Línea Primaria y Trasformador de Distribución

Para realizar la digitalización en línea, el personal debe contar la capacitación correspondiente ya que existen perfiles como son de visualización, de dibujante y de administrador, estos perfiles contiene candados para que la base de datos no sea eliminada o modificada por personal que no tenga el conocimiento del manejo del sistema, por lo que cada quien cuenta con usuario y contraseña para que toda actividad realizada se guarde en la bitácora.

La digitalización en línea se lleva a cabo en el mismo orden en que se realiza la construcción, primero se instalan los postes con las estructuras correspondientes, se instalan retenidas, se tiende la línea de media tensión, se instalan los transformadores de distribución, se tiende la línea de baja tensión y finalmente las bajantes de tierra.

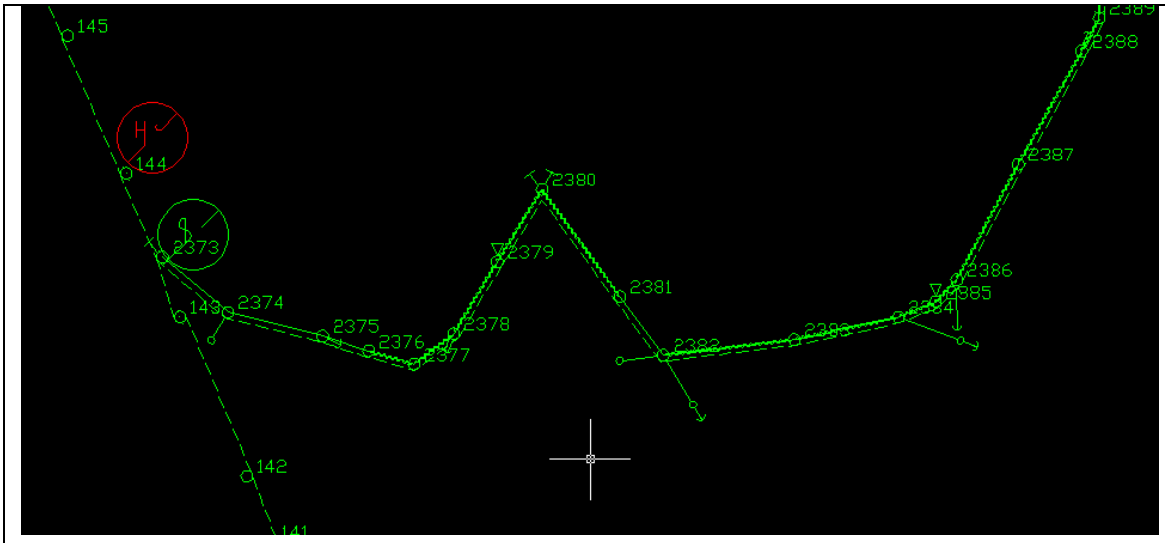


Fig. 3.4 Elementos digitalizados en SIGED

El SIGED se debe mantener actualizado con cada cambio que se realice en la red, como extensiones de líneas, cambio de conductor, creación de nuevas áreas, modificación a las instalaciones, etc.

Para mantener actualizado el SIGED se mantiene un filtro en el proceso de Operación; para llevar a cabo trabajos en la Red Eléctrica de Distribución se debe tramitar una licencia en vivo o en muerto en la red, la cual autoriza el jefe de Operación una vez que verifica que ha sido actualizado o dado de alta nuevas extensiones de línea de media o baja tensión en el SIGED.

3.3 Transferir base de datos a SynerGEE ® Electric

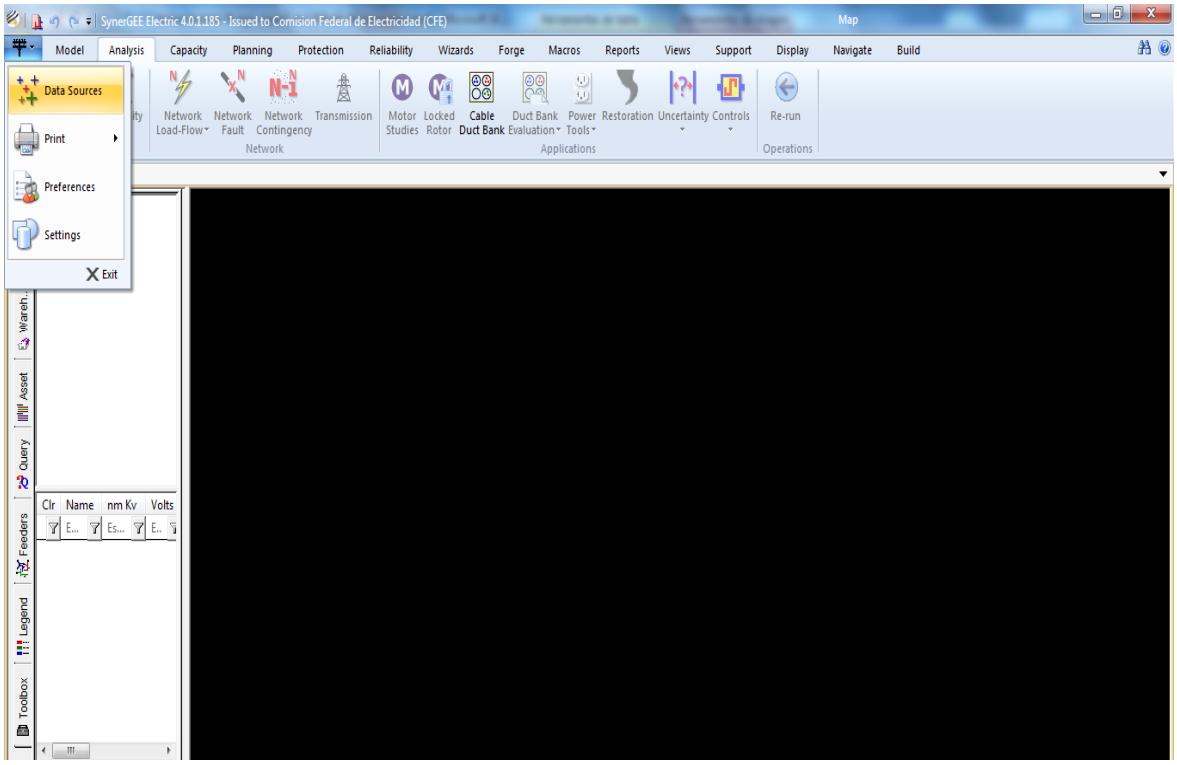
Previo a la utilización de la herramienta SynerGEE ® Electric hay que realizar la importación de la base de datos del SIGED para contar con un modelo de la Zona de Distribución, para lo cual es necesario tener una conexión con la base de datos SIGED.

Como primer paso se debe realizar una depuración del SIGED, que consiste en una revisión y corrección de errores que por sistema o error de captura se reflejan en SynerGEE ® Electric y deben ser corregidos antes de importar la información. Los tipos de errores más comunes son:

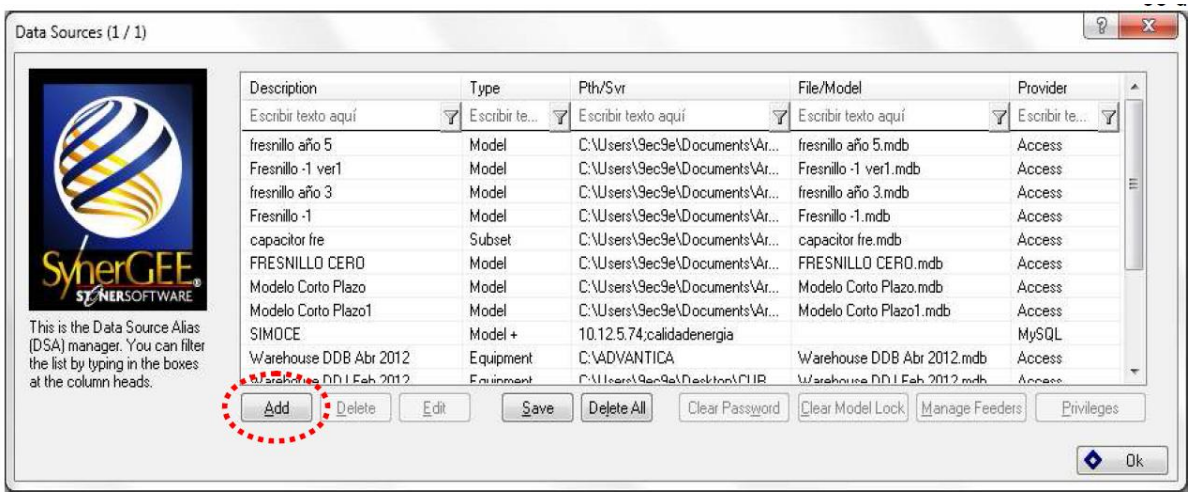
- El faseo en la línea de Media Tensión
- El numero de fases en la media tensión no corresponde con el numero de fases del equipo de protección (cortacircuito fusible)
- El número de transformadores instalados en SIGED no corresponde con el número de transformadores dados de alta en el control de transformadores de distribución.
- Líneas de media tensión no conectadas a la fuente

DSA (Data Source Alias) que es una de las herramientas principales de SynerGEE ® Electric; la cual es una liga inteligente hacia un archivo de fuente de datos, similar a un hipervínculo; para llevar a cabo la importación de la base de datos de SIGED lo primero que se tiene que hacer es generar el DSA, para lo cual se lleva a cabo los siguientes pasos:

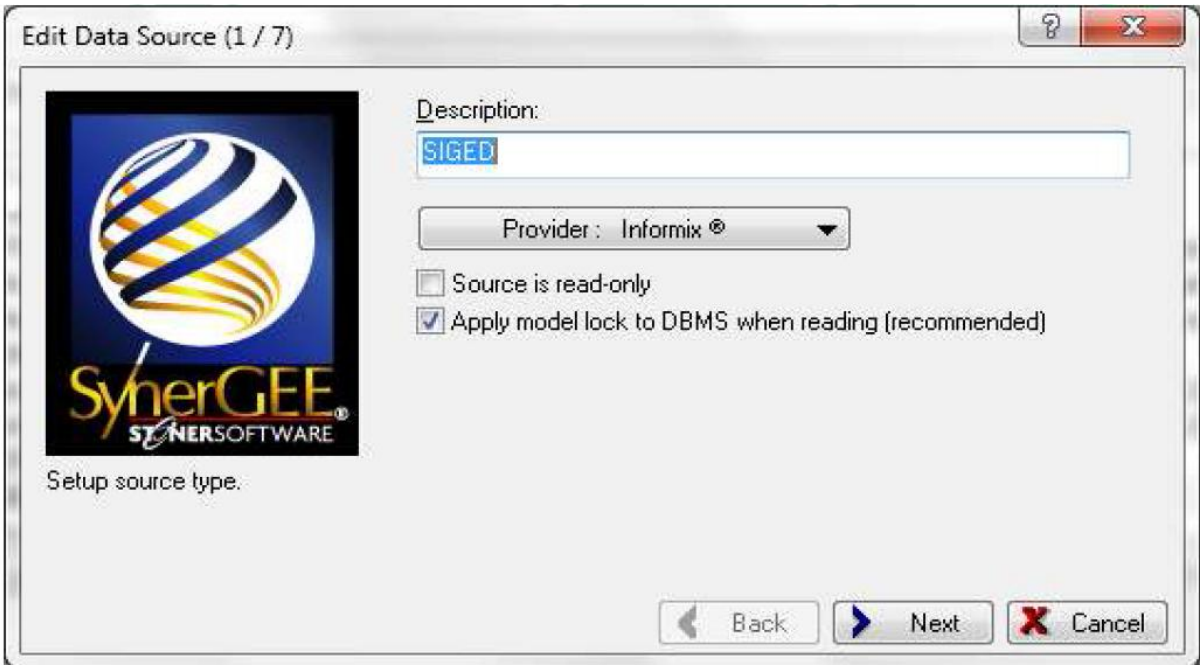
Entrar al Menú en DATA SOURCES



Dar clic en Add para crear un nuevo DSA

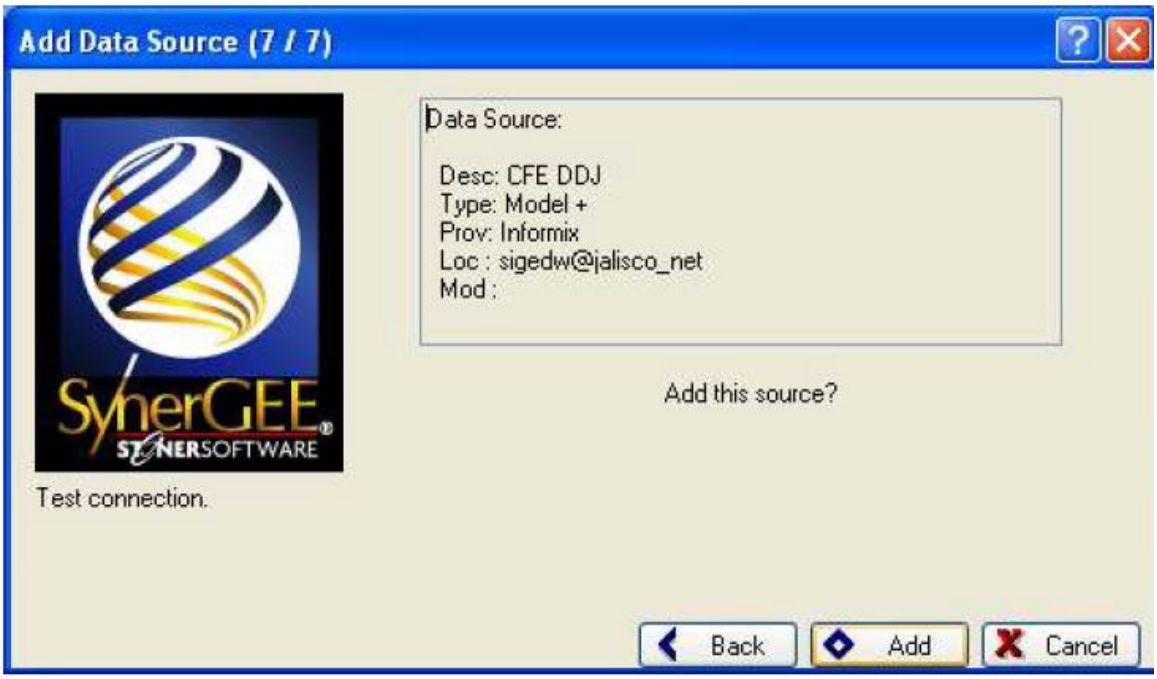


Se le asigna nombre al DSA que se quiere crear

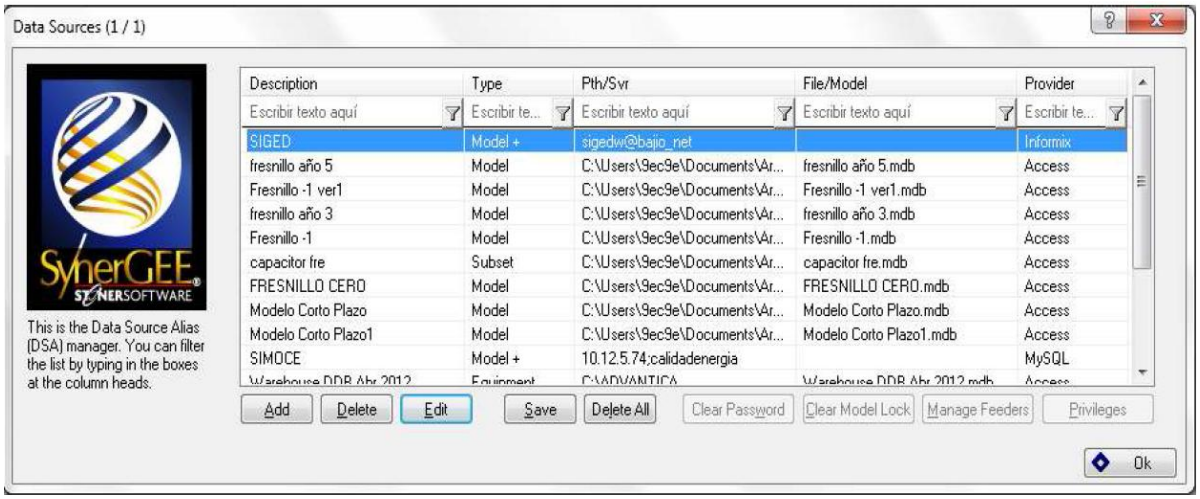


Se ingresa datos del servidor y nombre de usuario y contraseña asignada a la Zona de distribución que corresponda, a continuación se oprime **Test Connection** a lo cual debe dar el mensaje **SUCCESS** cuando está conectado correctamente

Por último se oprime ADD, para iniciar la base de datos de SIGED para la importación.



Con esto se obtiene el DSA para trabajar el modelo.



Previo a la creación del DSA se deberá ingresar en un archivo Scrip el cual tiene la información necesaria de acuerdo a los tres tipos de carga que utiliza el SynerGEE, los cuales son:

• Carga distribuida (usuarios residenciales y comerciales menores a 200 kvas)

• Cargas Spot. (servicios en media tensión con carga mayor a 200 kva y menor a 500 kva)
• Large Customers. (servicios en media y alta tensión con carga mayor a 500 kva

Estas cargas se identificarán de acuerdo a su capacidad instalada, estos rangos son definidos por las Zonas de Distribución, debido a las cargas que se manejan en cada una de ellas;

CAPITULO 4
CIRCUITO VTU 5055

4.1 Circuito VTU 5035 y propuesta de circuito VTU 5055

Una vez realizada la transferencia de la base de datos del SIGED a SynerGEE ® Electric se observa en la figura 4.1 los circuitos de la Zona de Distribución Tulancingo.

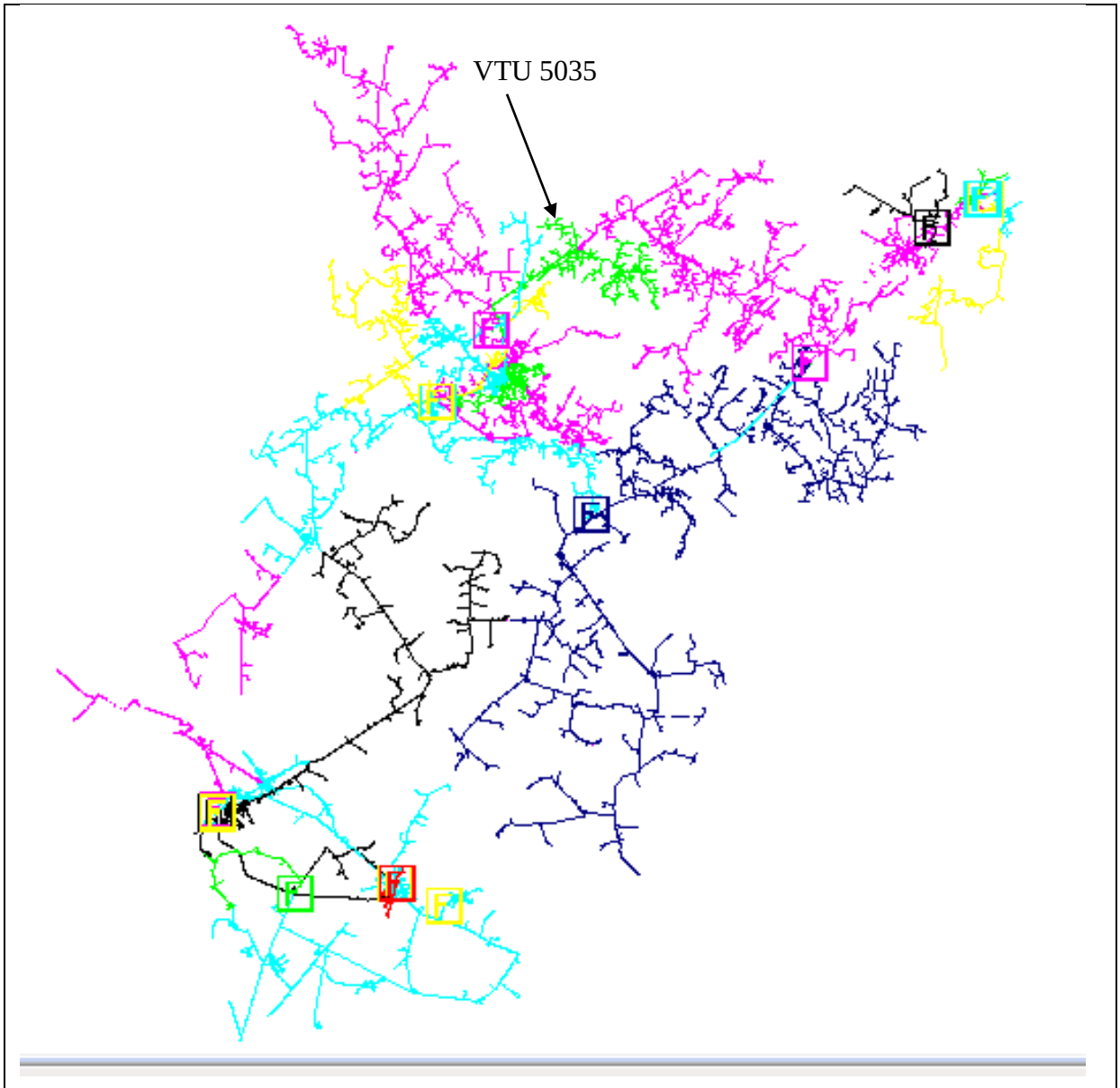
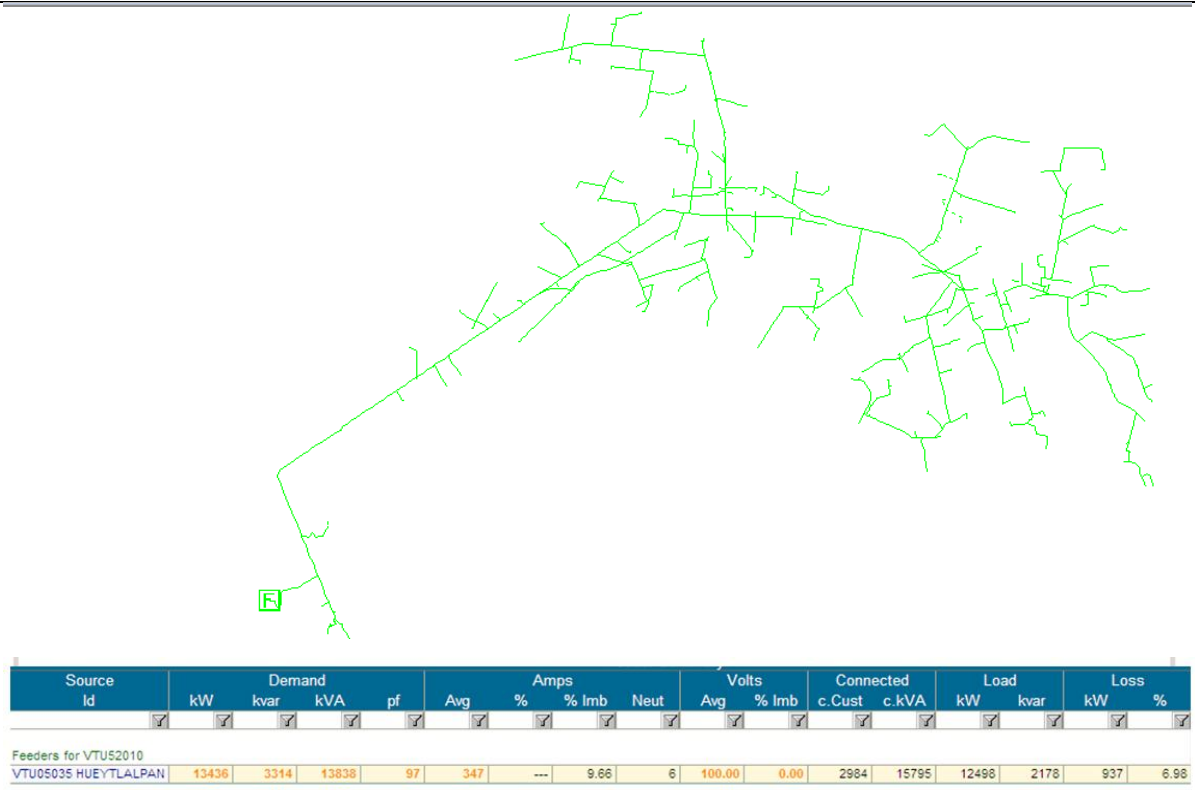


FIGURA 4.1 Ubicación del circuito VTU 5035 en la Zona de Distribución Tulancingo.

Al realizar la corrida de flujos y el estudio de pérdidas en SynerGEE ® Electric del circuito VTU 5035 se obtiene que en este circuito cuenta con pérdidas de energía de 937 kW



Source Id	Demand kW	kvar	kVA	pf	Amps Avg	%	% Imb	Neut	Volts Avg	% Imb	Connected c.Cust	c.kVA	Load kW	kvar	Loss kW	%
Feeders for VTU52010																
VTU05035 HUEYTLALPAN	13436	3314	13838	97	347	---	9.66	6	100.00	0.00	2984	15795	12498	2178	937	6.98

Figura 4.2 Circuito VTU 5035 condición actual con pérdidas.

Para calcular el Factor de Carga y el Factor de Pérdidas es necesario conocer la demanda y consumo anual del circuito VTU 5035, para lo cual se extrae la información del cierre del mercado eléctrico de distribución del año 2013.

CIRCUITOS CON DEMANDAS AL CIERRE DE DMED 2013						
NOMBRE	**REL. TRANSF**	**kW**	**kVAR**	**kVA**	**F.P. %**	**CONSUMO ANUAL (KWH)**
CRM05010	85/23 KV	8870	1364	8974	99	36995999
VTU 05035	85/23 KV	13435	3313	13837	97	61597909

Tabla 4.1 Demandas de circuitos VTU 5035 y CRM 5010 2013

De la fórmula de factor de carga se tiene:

$$F_{ca} = \frac{\text{energía}_{\text{servida}}}{ca_{pico} * T}$$

Fca= 61597909 = 0.52

13435 * 24*365

Sustituyendo en la formula de Factor de Pérdidas:

$F_{pe} = 0.15 * F_{ca} + 0.85 * F^2_{ca}$

$= (0.15 * 0.52) + (0.85 * 0.52^{2}) = 0.308$

Para el cálculo de pérdidas en cada circuito se tiene la siguiente ecuación:

$P_{\text{Energía Circuito}} = (F_{pe}) \times (P_{\text{Potencia Circuito}}) \times T$

$= 0.308 \times 937kW \times 8760 \text{ H-AÑO} = 2,528,100.96 \text{ kWH-AÑO}$

Por lo que se tiene una pérdida de energía de 2,528,100.96 kWH-AÑO en la condición actual. A esto se propone quitarle un tramo de línea al circuito CRM 5010 ya que actualmente este último es uno de los circuitos más grande y con un número significativo de pérdidas de energía. En el estudio de largo plazo realizado en el año 2012 se propuso dividir en 2 el circuito CRM 5010 para el año 2015, por lo que en el presente estudio no es considerable la carga que se le quita. Figura 4.3

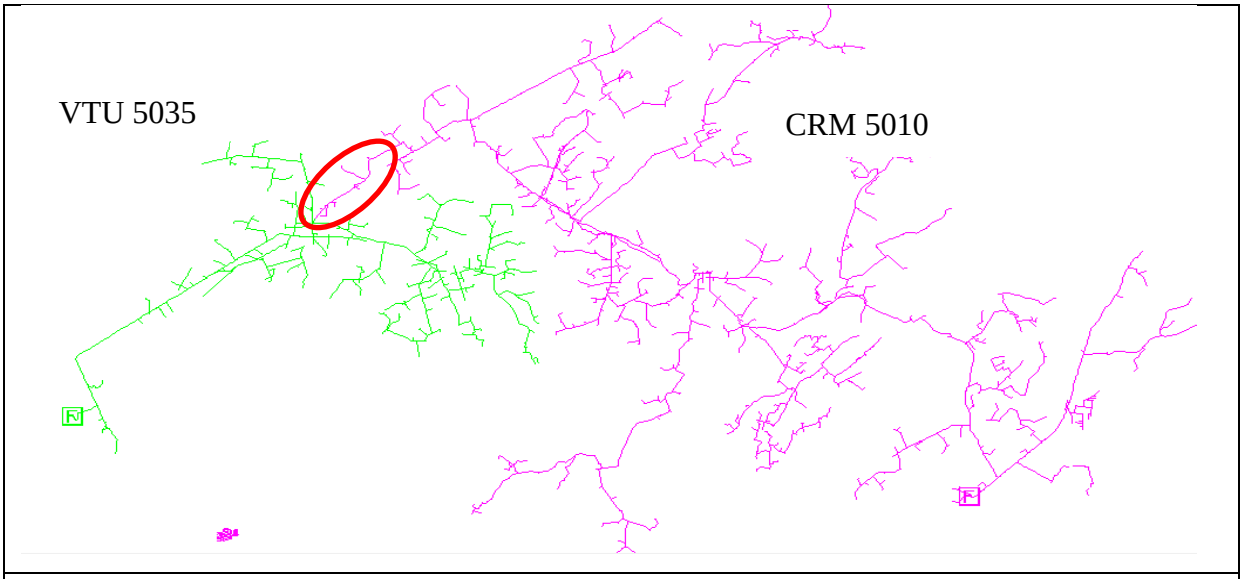


Figura 4.3 Circuito VTU 5035 y circuito CRM 5010

Una vez recorrido en campo se revisan las posibles trayectorias de la construcción, con el fin de que se tenga libre acceso a las instalaciones para su operación y mantenimiento, como se puede observar en la figura 4.4 es posible construir un tramo de línea por la autopista México - Tuxpan en el tramo Jaltepec – Santa Ana Hueytlalpan, este tipo de carreteras se puede realizar la construcción en su derecho de vía. En la figura 4.4, de color verde se observa el circuito VTU 5035 y de color magenta el tramo de circuito nuevo de construcción así mismo se observa el tramo de construcción a un costado de la autopista y la carga que tomaría (círculo rojo) el circuito nuevo del circuito VTU 5035

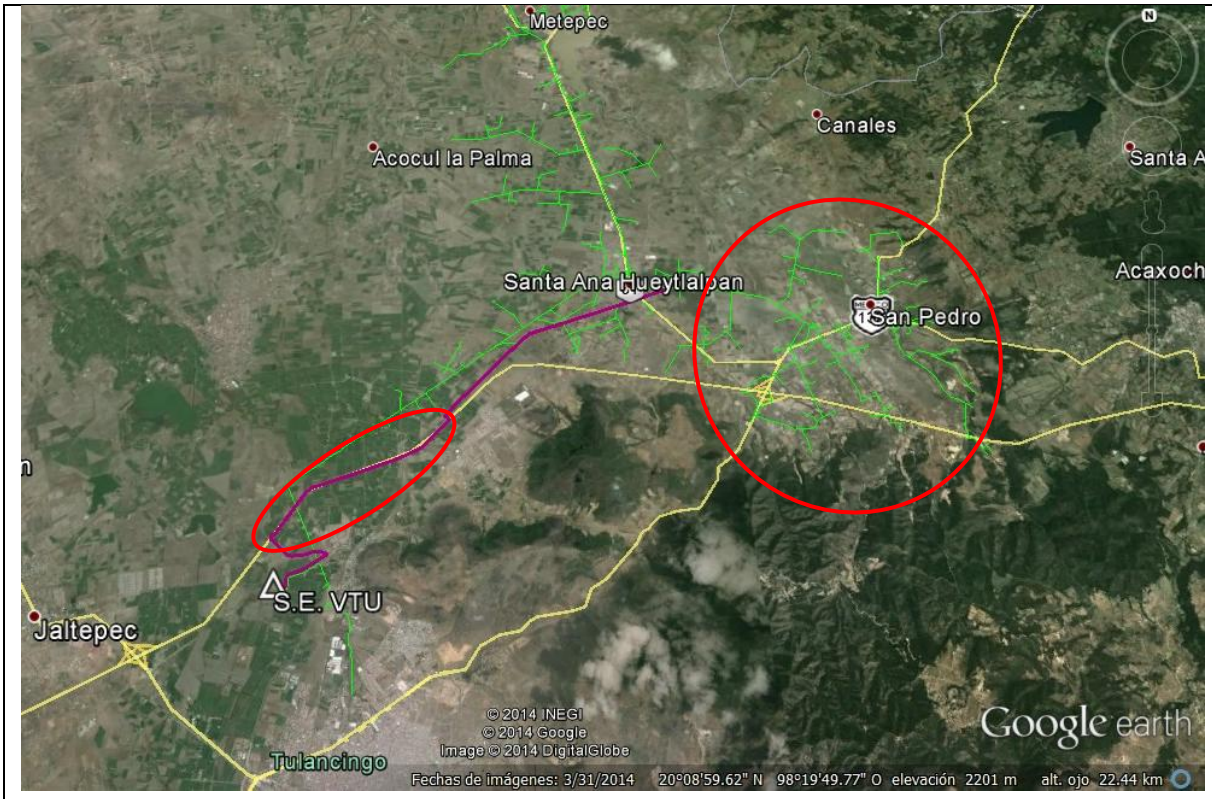


Figura 4.4 Localización geográfica del circuito VTU 5035 y circuito nuevo propuesto

El tramo de construcción nueva del Circuito nuevo se propone hasta la población de Santa Ana Hueytlalpan, de ahí tomaría la carga de San Pedro Tlachichilco. La construcción de este nuevo circuito también se realiza por el motivo de que a corto plazo dar un respaldo confiable a los 2 circuitos en que se divida el circuito CRM 5010 en el año 2015. De igual forma al norte se requiere entregar energía de calidad en la venta a la Zona Metepec, de la División Oriente, a la que se le está proporcionando el suministro de energía eléctrica del circuito VTU 5035.

Para que el nuevo circuito tome la carga de la población de San Pedro Tlachichilco así como contar con un enlace confiable para respaldar la carga con el circuito CRM 5010 en caso de falla; es necesario realizar la construcción por vía pública en algunos tramos y la recalibración de conductores en otros, se proponen las siguientes obras que se detallan en la figura 4.5

- Construcción de 1+110 km de línea M.T. 23 kV 3f-3h 336 AAC en segundo nivel salida de la S.E. Valle Tulancingo a la Autopista México – Tuxpan.

- Construcción de 12+162 km de línea M.T. 23kV 3f-4h 336 AAC – 1/0 Acsr en el derecho de vía de la Autopista México – Tuxpan
- Cambio de conductor en 1+440 km línea M. T. 23 kV 3f-3h de 1/0 Acsr a 336 AAC en la salida de la población de Santa Ana Hueytlalpan.
- Construcción de 5+800 km de línea M.T. 23kV 3f-4h 336 AAC – 1/0 Acsr en el diferentes puntos del tramo de la población de Santa Ana Hueytlalpan a la salida de la población San Pedro Tlachichilco.
- Cambio de conductor en 3+740 km de línea M. T. 23 kV 3f-3h de 1/0 Acsr a 336 AAC en la población de San Pedro Tlachichilco, Hidalgo.

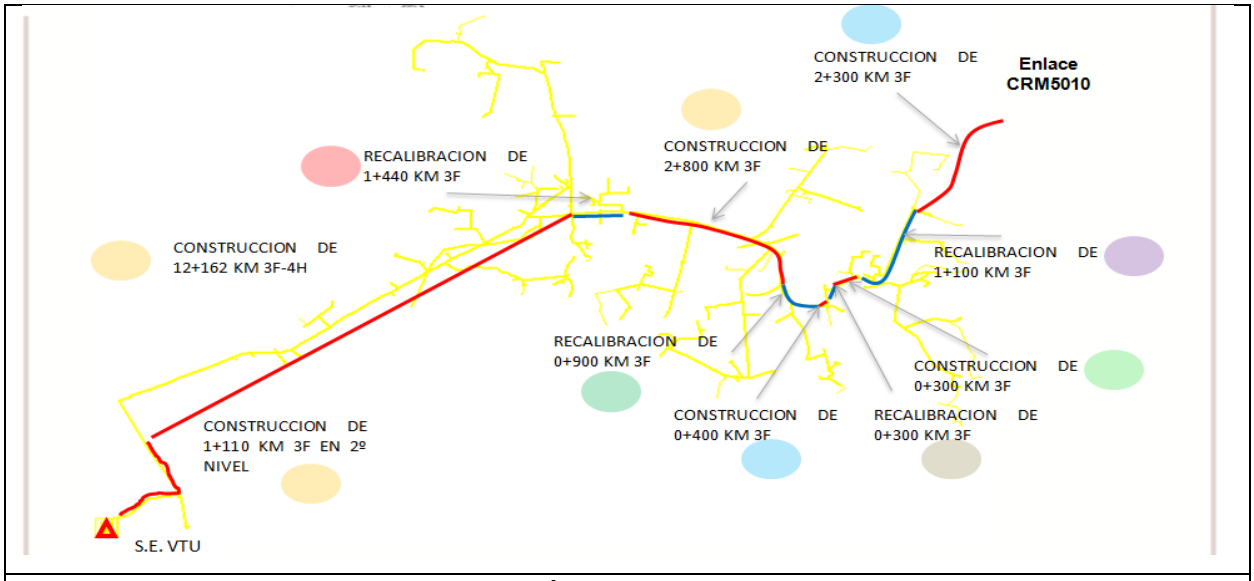


Figura 4.5 Circuito VTU 5035 condición actual y obras propuestas.

Teniendo definidas la trayectoria en campo, se traza el circuito propuesto en SynerGEE® Electric para realizar la simulación de corrida de flujos y análisis de pérdidas, en esta simulación se dibuja el circuito con los calibres propuestos y conectando la carga de la población de San Pedro Tlachichilco al nuevo circuito.

Se realiza el análisis de Flujo de Cargas para obtener las pérdidas en la condición propuesta, teniendo ya 2 circuitos independientes, lo que arroja como resultado una pérdida de energía menor a la condición actual.

$P_{\text{Energía Circuito}} = (F_{pe}) \times (P_{\text{Potencia Circuito}}) \times T$

$P_{\text{Energía Circuito (condición propuesta)}} = 0.308 \times 469\text{kW} \times 8760\ \text{H-AÑO} = 1{,}265{,}399.52\ \text{kWH-AÑO}$

De acuerdo a las nomenclaturas dadas para la S.E. Valle Tulancingo, el nuevo circuito tendrá el nombre de VTU 5055 San Pedro

Source Id	Demand kW	kvar	kVA	pf	Amps Avg	%	% Imb	Neut	Volts Avg	% Imb	Connected c.Cust	c.kVA	Load kW	kvar	Loss kW	%
Feeders for VTU52010																
VTU05035 HUEYTLALPAN	8034	2389	8382	96	210	---	4.25	1	100.00	0.00	1334	9688	7746	2077	288	3.59
Feeders for VTU52020																
VTU05055 SAN MATEO	5597	287	5605	100	136	---	17.65	5	103.33	0.00	1759	6825	5417	219	181	3.23

4.6 Circuito VTU 5035 y nuevo circuito VTU 5055 propuesto.

Teniendo las obras necesarias para la construcción de este circuito, se realiza el proyecto sacando listado de materiales y mano de obra necesarios para la construcción del circuito propuesto, los cuales se vacían en un presupuesto de obra en el sistema SIAD. Se realizan 2 presupuestos de obra (Fig. 4.7) para ingresar a la programación del presupuesto de inversión, quedando el monto total de la siguiente forma:

Presupuesto de Obra 1 : $ 3,104,599.94

Presupuesto de Obra 2: $ 4,240,537.39

Total: $ 7,345,137.33

4-6 Visor Web 3.1

Descripción CONSTRUCCION DE 8+403 KM DE MEDIA TENSION 3F-4H (336 AAC- 1/0 ACSR), CONSTRUCCION DE 1+613 KM DE MEDIA TENSION 3F-3H (336 AAC), CONSTRUCCION DE 0+350 KM DE MEDIA TENSION 3F-4H (3/0 ACSR-1/0 ACSR), PARA CONSTRUCCION DE NUEVO CIRCUITO EN SUBESTACION VALLE TULANCINGO, DENTRO DEL AMBITO DE LA ZONA DE DISTRIBUCION TULANCINGO.

Costo Fletes 0.0

C.O.F	Descripción de concepto	Importe
10	MANO DE OBRA DE CAMPO	$ 0.00
10	MANO DE OBRA DIRECTA PROYECTOS Y SUPERVISON	$ 113,369.88
10	TOTAL SALARIOS	$ 113,369.88
20	PRESTACIONES	$ 0.00
90	SEGURIDAD SOCIAL	$ 0.00
30	ADQUISICION DE MATERIALES NACIONALES	$ 1,983,418.26
30	ADQUISICION DE MATERIALES IMPORTACION	$ 0.00
A0	EQUIPO SERVICIO NACIONAL	$ 0.00
B0	EQUIPO SERVICIO IMPORTACION	$ 0.00
C0	EQUIPO INSTALACION NACIONAL	$ 23,081.75
D0	EQUIPO INSTALACION IMPORTACION	$ 0.00
30	MATERIALES EN ALMACEN	$ 174,945.20
60 Y 70	GASTOS DE VEHICULOS Y GRUAS	$ 0.00
E0	EDIFICIOS,TERRENOS Y SERVIDUMBRE	$ 0.00
70	SERVICIOS DE TERCEROS	$ 0.00
77	ESTIMACIONES ELECTROMECANICAS	$ 809,784.85
76	ESTIMACIONES CIVILES	$ 0.00
6X	FLETES Y MANIOBRAS	$ 0.00
70	OTROS GASTOS DIRECTOS	$ 0.00
TOT	TOTAL AUTORIZADO	$ 3,104,599.94

4-6 Visor Web 3.1

Descripción CONSTRUCCION DE 1+110 KM DE LINEA DE MEDIA TENSION 3F-4H (336 AAC - 1/0 ACSR) EN DOBLE CIRCUITO CON CTO VTU-5035, CONSTRUCCION DE 12+162 KM DE LINEA DE MEDIA TENSION 3F-4H (336 AAC- 1/0 ACSR) PARA CIRCUITO NUEVO VTU-5055 EN 23 KV DENTRO DEL AMBITO DE LA ZONA DE DISTRIBUCION TULANCINGO, PAQ 3.

Costo Fletes 0.0

C.O.F	Descripción de concepto	Importe
10	MANO DE OBRA DE CAMPO	$ 0.00
10	MANO DE OBRA DIRECTA PROYECTOS Y SUPERVISON	$ 112,501.95
10	TOTAL SALARIOS	$ 112,501.95
20	PRESTACIONES	$ 0.00
90	SEGURIDAD SOCIAL	$ 0.00
30	ADQUISICION DE MATERIALES NACIONALES	$ 51.17
30	ADQUISICION DE MATERIALES IMPORTACION	$ 0.00
A0	EQUIPO SERVICIO NACIONAL	$ 0.00
B0	EQUIPO SERVICIO IMPORTACION	$ 0.00
C0	EQUIPO INSTALACION NACIONAL	$ 0.00
D0	EQUIPO INSTALACION IMPORTACION	$ 0.00
30	MATERIALES EN ALMACEN	$ 3,324,398.93
60 Y 70	GASTOS DE VEHICULOS Y GRUAS	$ 0.00
E0	EDIFICIOS,TERRENOS Y SERVIDUMBRE	$ 0.00
70	SERVICIOS DE TERCEROS	$ 0.00
77	ESTIMACIONES ELECTROMECANICAS	$ 803,585.34
76	ESTIMACIONES CIVILES	$ 0.00
6X	FLETES Y MANIOBRAS	$ 0.00
70	OTROS GASTOS DIRECTOS	$ 0.00
TOT	TOTAL AUTORIZADO	$ 4,240,537.39

Fig. 4.7 Presupuestos de Obra de Inversión Circuito VTU 5055

Para tener la certeza que el circuito propuesto es posible llevarlo a cabo y saber el costo beneficio de esta obra, se lleva a cabo la Evaluación de Estudios de Presupuestos de Inversión (EEPRI) este sistema se encuentra dentro de la plataforma SIAD (Sistema Integral de Administración de Distribución) de la CFE. El EEPRI proporciona los siguientes valores:

Valor Presente Neto (VPN): Método para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, permite determinar si la inversión puede incrementar o reducir el valor de la empresa. Si es positivo significa que el valor de la empresa tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente. Si es negativo quiere decir que la empresa reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

VPN= valor presente de entrada de efectivo – inversión inicial.

Tasa Interna de Retorno (TIR) Es el valor de la tasa de descuento que equipara el valor presente de las entradas de efectivo con la inversión inicial de un proyecto. Hace que el VPN se igual a cero

$0 = Valor presente de la entradas de efectivo – Inversión Inicial

Se define que un proyecto es viable económicamente, cuando el Valor Presente Neto (VPN) es positivo, la Relación Beneficio/Costo (B/C) es superior a 1 y su Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento utilizada en la evaluación. (EEPRI) 2004:5

En el EEPRI se ingresan datos como son el costo de los presupuesto de obras de inversión involucrados, así como el Factor de Carga, Facto de Pérdidas, Tasa de Crecimiento de la Zona, Demanda Máxima de la Subestación involucrada (Tabla 4.2) y las Pérdidas sin y con el Proyecto que se calculó anteriormente.

SE	DEMANDA											
	ENE 2013	FEB 2013	MAR 2013	ABR 2013	MAY 2013	JUN 2013	JUL 2013	AGO 2013	SEP 2013	OCT 2013	NOV 2013	DIC 2013
CRM	17758	18410	17413	18060	16350	16403	16123	17526	17721	17211	17066	17636
IRO	49650	49567	49678	45252	46758	46500	46600	46650	46600	45100	44500	44600
SAO	19442	18678	19512	18829	19695	19340	19286	19280	19505	19187	19602	20135
TLG	47484	42399	50831	47984	49141	48628	45369	46895	46501	46923	46010	49404
VTU	21454	22454	23500	24105	23501	21300	21629	22785	23800	20186	21000	21387

Tabla 4.2 Demandas de las S.E. de la Zona de Distribución Tulancingo

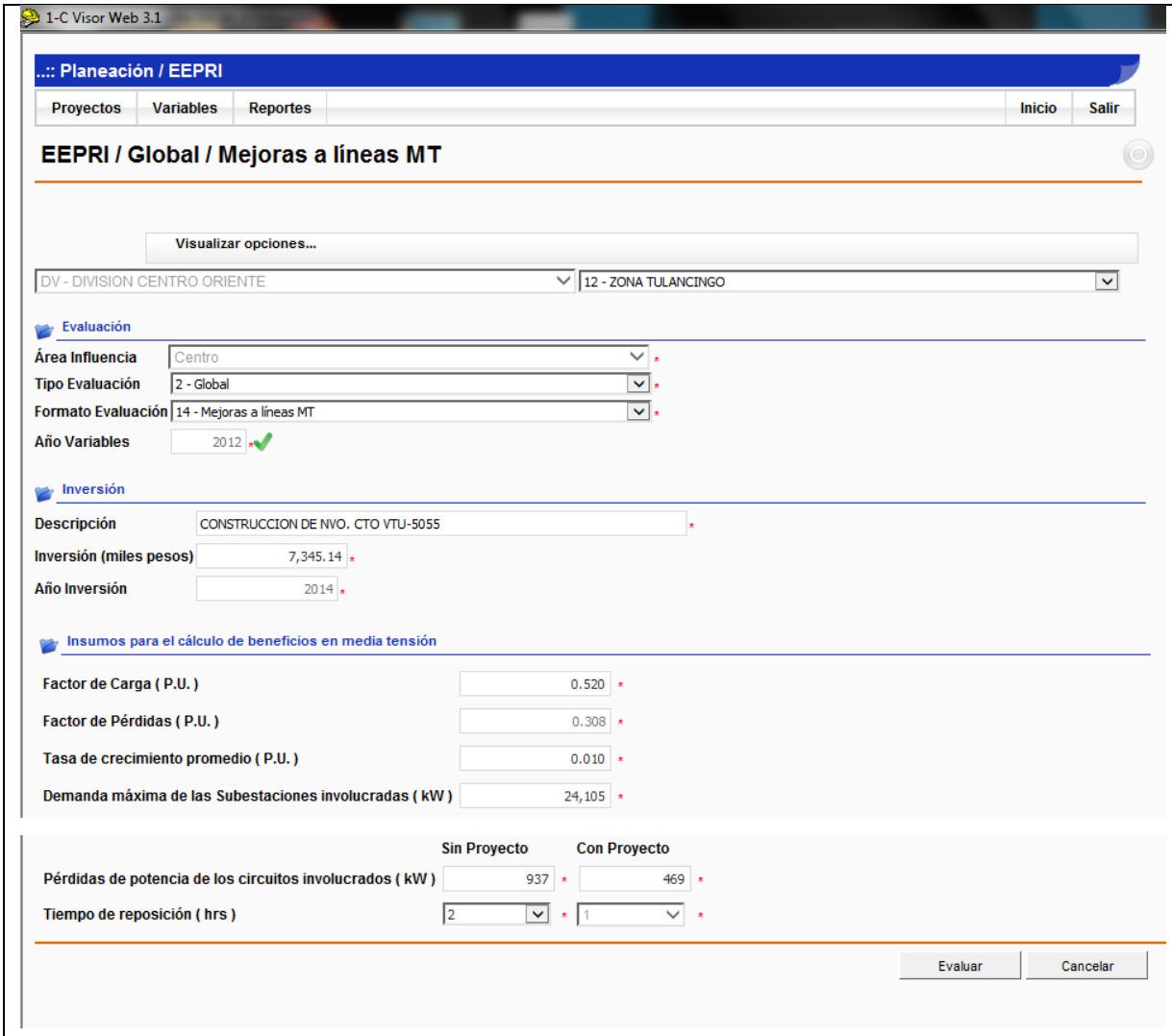


Fig. 4.8 Ingreso de Datos en EEPRI

Obteniendo los siguientes resultados (Fig. 4.9) se observa la grafica Beneficio/Costo la intercepción de las líneas del costo de la inversión con los años transcurridos de la inversión a donde se iguala la entrada de efectivo con la inversión inicial, esto sucede en el año 5; a partir del año 2019 sólo será ingresos por recuperación de pérdidas.

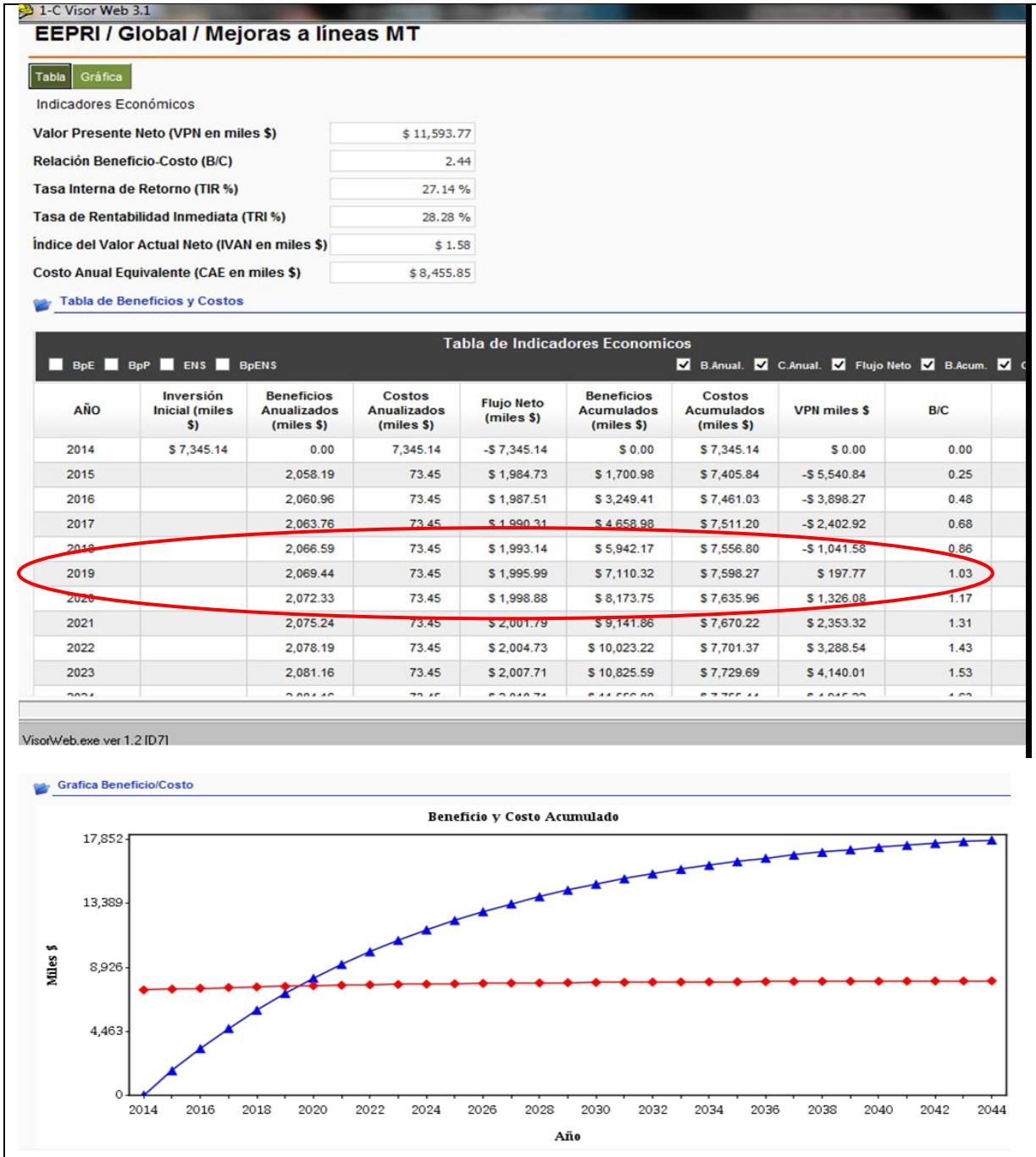


Fig. 4.9 Tabla y Gráfica Beneficio/Costo EEPRI circuito VTU 5055

CONCLUSIONES

Considerando la necesidad de obra para la recuperación de pérdidas técnicas en la Zona de Distribución Tulancingo; y una vez planteado el trayecto del nuevo circuito así como realizando la optimización de la Red Eléctrica de Distribución se justifica técnica y económicamente la construcción del circuito VTU 5055, en base al estudio realizado en Syner GEE ® Electric y a la Evaluación Económica en EEPRI ya que se redujo las perdidas en un 50% de la condición actual.

La recuperación de la inversión será en el año 2019 y para los años posteriores será la reducción de pérdidas de energía, que no son tangibles pero que la tendencia es tener una Red Eléctrica de Distribución con CERO pérdidas de energía, para llegar a ser una Empresa Productiva del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

Ramírez Castaño, Samuel (2004). Redes de Distribución de Energía, 3ed., Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

Willis, H. Lee (2004). Power Distribution Planning Reference Book, 2ed., Ed. Marcel Dekker, Inc.New York, U.S.A.

Subdirección de Distribución Comisión Federal de Electricidad (2014), Curso Nacional de Planeación, Presentación de Power Point: Planeación de sistemas de distribución. México

Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad (2014), Curso Nacional de Planeación, Presentación de Power Point: Planeación a Corto Plazo. México.

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2012). Reglamento de la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, ultima reforma, DOF. México

Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Guía para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución. México.

Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad (2012). Procedimiento para el Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución. México.

Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad (2011). Procedimiento para la Determinación de Pérdidas de Energía en el Sistema Electrico de Distribución (PESED). México.

GL Noble Denton, Inc. (2011) SynerGEE® Electric 4.0.1 User Guide. USA

Subdirección de Distribución, Gerencia de Distribución, Comisión Federal de Electricidad (2004) Metodología para la Determinación de los Insumos Utilizados en la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión (EEPRI).

Dirección de Operación, Centro Nacional de Capacitación Celaya, Comisión Federal de Electricidad. (2014) Presentación Power Point: Ingeniería Económica. México.