

**Departamento de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica.
Ingeniería Eléctrica.**

**INFORME TÉCNICO
DE RESIDENCIA PROFESIONAL**

PRESENTA:

**LÓPEZ ROBLES JOEL EVARISTO NO. CONTROL: 12270645
VILLARREAL LÓPEZ JONATHAN DAVID NO. CONTROL:
14271197**

NOMBRE DEL PROYECTO:

**ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE MEJORAS PARA REDUCIR LAS
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.**

ASESOR INTERNO:

ING. ARIOSTO MANDUJANO CABRERA

PERIODO DE REALIZACIÓN:

ENERO - JUNIO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, 12 De Junio, 2019

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mis padres y familiares, de quienes siempre he recibido su apoyo incondicional durante toda mi carrera universitaria. A mi madre, por ser un pilar fundamental en mi vida y a mis hermanos por brindarme su confianza en todo momento.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente, agradezco a mis padres de quienes siempre he recibido palabras de aliento, a mis compañeros y amigos por su apoyo. A todos mis Maestros, Gracias por su tiempo y enseñanzas transmitidas que ha sido un valioso aporte para el desarrollo de mi formación profesional.

A la Universidad Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez, Escuela de Ingeniería Eléctrica que me ha permitido ser parte de una generación emprendedora y productiva para el país.

A la EMPRESA Comisión Federal de Electricidad. Por brindarme la oportunidad de aprender, participar y desarrollar el presente trabajo, a todos los Ingenieros, Ejecutivos que participaron con diversos aportes en especial: Ing. Iván Artemio Morales Estrada en calidad de Tutor de residencia en la Empresa, el cual siempre me brindo su ayuda y gentileza en todo momento.

Contenido

Introducción.....	5
1. GENERALIDADES.....	7
1.1 Antecedentes.....	8
1.2 Estado del Arte.....	11
1.3 Justificación	12
1.4 Objetivos	13
1.4.1 Objetivo general	13
1.4.2 Objetivos específicos.....	13
1.5 Metodología.	14
2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	17
2.1. Red de Distribución Eléctrica.....	17
2.1.1. Red de Distribución de Media Tensión.....	17
2.1.2. Red de Distribución de Baja Tensión.....	17
2.1.3. Sistemas de Distribución Urbanos	17
2.1.4. Sistemas de Distribución Rural.....	17
2.1.5. Líneas eléctricas	18
2.1.6. Línea eléctrica aérea.....	18
2.2. Condiciones de Operación	19
2.2.1. Equipo de protección y seccionamiento	19
2.2.2. Restaurador.....	19
2.2.3. Seccionador	20
2.2.4. CortaCircuito Fusible	22
2.3. Equipo de subestación	23
2.3.1. Transformadores de potencia	23
2.3.2. Puesta a tierra	24
2.3.3. Conector múltiple tipo pulpo de 4, 6, 8 y 10 vías. Elastotécnica.....	24
2.4. Equipos de Infraestructura de medición avanzada (AMI)	25
2.4.1. Gabinetes Modular de Medidores.....	25
2.4.2. Módulo Remoto de Energía MRE.....	29
2.4.3. Medidores mREX	31
3. DESARROLLO.....	32

3.1 Verificación de problemática de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.	32
3.2 Análisis de problemática de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica. ...	32
3.3 Diseño de propuesta de mejora de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.	34
3.4 Desarrollo de soluciones de mejora para la disminución de las pérdidas no técnicas de E.E.	35
3.4.1. Selección de polígono del proyecto.	37
3.4.2 Recorrido de polígono de Medidores.	42
3.4.3 Recorrido de polígono de Transformadores.	47
3.4.3.1 Especificación de transformadores a instalar para gabinetes.	49
3.4.3.2 Montaje de transformador.	51
3.4.3.3 Unidad de medida	52
3.4.4 Checklist.	54
3.4.5. Montaje de Gabinete.	63
3.5 Propuesta y aceptación de mejoras para la disminución de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.	67
3.5.1 Reducción de pérdidas por conexiones ilegales y fraude en la zona comercial e industrial.	68
4. CONCLUSIÓN.	71
5. RECOMENDACIONES.	72
6. BIBLIOGRAFÍA	73
7. ANEXOS	74

Introducción

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución es un problema importante que enfrentan las empresas de energía eléctrica. En México, cada año se pierde más del 21% de la energía que se genera. Este problema recae principalmente en la gestión de los servicios públicos, es decir, en la eficiencia y optimización de recursos. La falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica no sólo conduce al deterioro en la calidad del servicio, sino que también es uno de los principales factores en el aumento de las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas.

Primordialmente, las pérdidas técnicas se deben al calor que se produce cuando la electricidad pasa a través de las líneas de transmisión y de los transformadores, mientras que las pérdidas no técnicas se producen cuando la energía se toma del sistema sin que el medidor de energía registre el consumo, ya sea por robo, por manipulación de equipos o de los sistemas de facturación para modificar los registros de consumo, entre otro.

Las compañías de electricidad de todo el mundo tienen una alta incidencia de robos de energía eléctrica por parte de los consumidores que utilizan diversos mecanismos como toma clandestina y alteración del funcionamiento de los medidores. El porcentaje de pérdidas debido a estos ilícitos se estima en algunos casos equivalentes al total de las pérdidas debidas a otros factores, que llegan a sumar hasta 30% de la energía que se comercializa.

Para enfrentar dicha problemática, día a día se perfeccionan procedimientos operativos y dispositivos de ayuda para la detección de ilícitos. En correspondencia, muchos consumidores deshonestos también perfeccionan sus prácticas ilegales, y a pesar de los avances tecnológicos en el campo de la medición, el consumidor infractor ha resultado ganador en no pocos lugares, como lo demuestran los altos porcentajes de pérdidas que se reportan por este concepto.

A la fecha, los desarrollos se han centrado casi exclusivamente en el concepto de la medición para fines de comercialización, y lo que de ella se pueda inferir, como detección de pérdidas técnicas de energía e interrupciones en el suministro.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en tres tipos:

a) Accidentales, las cuales tienen su origen en el mal uso u operación de los elementos y equipos de los circuitos eléctricos, tal es el caso de un conexionado erróneo.

b) Administrativas, energía que por algún motivo no se contabiliza: usuarios sin medidores (toma directa), ferias, etcétera.

c) Fraudulentas, referidas a la energía que toman algunos consumidores evitando mediante algún mecanismo pasar por los medidores de la compañía de electricidad.

Es posible obtener un buen control de las pérdidas técnicas a través de prácticas operativas y procedimientos de diseño automatizados para el dimensionamiento óptimo de los elementos y equipos de los circuitos eléctricos. De tal suerte que las pérdidas por este concepto se pueden llevar a niveles aceptables.

1. GENERALIDADES.

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen.

Las pérdidas, a nivel nacional, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las Empresas de Distribución, las que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las Empresas.

Los esfuerzos realizados por las Empresas Distribuidoras para reducir las pérdidas de energías eléctricas tanto técnicas y no técnicas, han rendido pocos frutos, debido a que el tema sigue latente por los escasos resultados logrados en la práctica. Esta situación conlleva, a la búsqueda de soluciones innovadoras al problema; que se basen en el análisis de los programas anteriormente ejecutados y en particular a aquellos que sí lograron resultados.

El nivel de pérdidas de una Empresa Distribuidora de energía es una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa para atender el servicio demandado por sus clientes.

1.1 Antecedentes

La prestación del servicio de energía eléctrica en México está segmentada en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades tienen las siguientes finalidades: 1) la generación corresponde a la producción de energía mediante el uso de diferentes tecnologías; 2) la transmisión se encarga del transporte de energía a altos niveles de tensión en el Sistema de Transmisión Nacional; 3) la distribución comprende el transporte de energía hasta los usuarios finales a niveles de tensión inferiores a 220 KV, y 4) la comercialización hace referencia a la compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y la venta de ésta a los usuarios finales. Es de anotar que la transmisión y la distribución tienen características de monopolio natural, mientras que la generación y la comercialización pueden operar bajo esquemas de competencia.

Infraestructura de medición avanzada mejor conocido como AMI es un sistema que se están realizando en diferentes estados de México llevando a cabo lo que es tener un mejoramiento en las pérdidas no técnicas y tener un control motorizado con los usuarios a continuación se explicara a fondo lo que es AMI.

Sistemas AMI

Se conoce como sistemas avanzados de medición o sistemas con infraestructura de medición avanzada AMI, a los sistemas con capacidad de medir, registrar, recolectar y transferir remotamente, la información asociada al consumo, la demanda, los parámetros eléctricos y la forma de uso de la energía eléctrica, para su posterior presentación, análisis, gestión y toma de decisiones.

Un sistema AMI en general se compone de tres componentes principales:

1. Medidores inteligentes.
2. Redes de comunicaciones.
3. Sistema de gestión.

Uno de los elementos clave de estos sistemas es el medidor inteligente, que tiene integradas capacidades avanzadas de medición, registro de datos, análisis de uso de los servicios y comunicación bidireccional, para transferir remotamente la información a sistemas de procesamiento de datos, para fines de monitoreo remoto

y facturación. Otro elemento importante de los sistemas AMI son los concentradores o colectores de datos que realizan la recolección de datos de los medidores inteligentes, para transferirlos a través de redes domésticas (HAN), redes de medidores (NAN), redes de campo (FAN) y redes de área amplia (WAN), utilizando distintas tecnologías de comunicaciones (espectro disperso, radiofrecuencia, microondas, WiMax, Ethernet, Wi-Fi, ZigBee, celular, líneas eléctricas de potencia, fibras ópticas, etc.)

Hasta alcanzar los sistemas de explotación y gestión de datos (MDM) en las oficinas de la empresa suministradora del servicio eléctrico de distribución, en donde se procesa la información para propósitos de facturación y el monitoreo de la calidad del servicio.

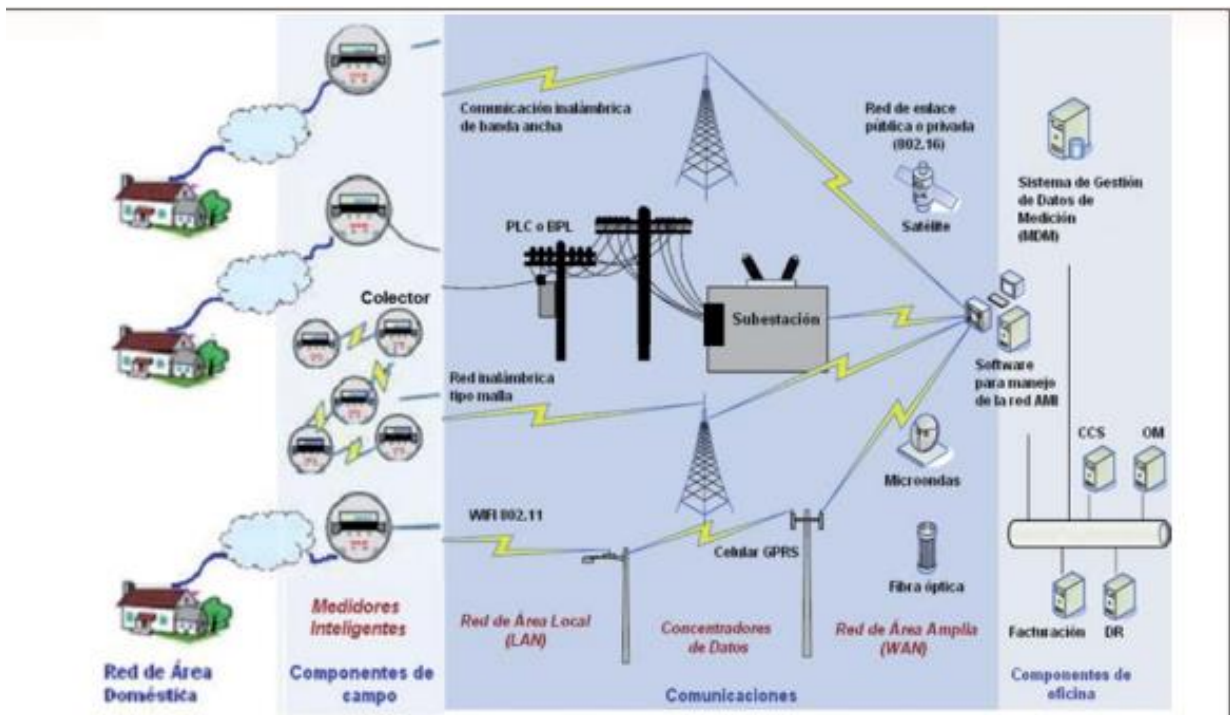


Figura 1. Arquitectura general de un sistema AMI.

La tecnología AMI es un componente clave para la reducción de pérdidas en las redes eléctricas inteligentes, originado del requerimiento del intercambio oportuno de información en tiempo real, del consumo de energía y de la demanda entre las empresas de electricidad y los consumidores. El avance alcanzado por la tecnología de circuitos electrónicos especializados ha sido un factor fundamental para el desarrollo de las comunicaciones y de la medición inteligente que ha permitido

desarrollar la tecnología AMI, la cual integra especialidades de medición, telecomunicaciones, informática y control.

Con estos sistemas se facilita la comunicación automatizada de dos vías entre dispositivos de medición inteligente y los procesos de las compañías de electricidad, para que éstas obtengan información de consumo, de demanda, de la forma y momentos de uso de la energía por parte de los consumidores, quienes obtienen información de gran utilidad para tomar decisiones respecto a la forma, períodos de uso y control de la energía que consumen.

La tecnología AMI permite realizar mediciones remotas, detección de fallas, detección de pérdidas de energía, control de carga, generación distribuida, incorporación de vehículos híbridos eléctricos, entre otras, lo cual se traduce en diversos beneficios tanto para las empresas de electricidad, como para los usuarios del servicio eléctrico. Esta tecnología también permite la generación de información necesaria para que los usuarios puedan modificar sus hábitos de consumo y a la empresa de electricidad le permite detectar fallas y pérdidas, lo que puede redundar en un mejor uso de la energía eléctrica, teniendo como consecuencia beneficios económicos y ambientales, tanto para la empresa como para el consumidor.

1.2 Estado del Arte.

GRUPO ALICO ALTA INGENIERIA S.A DE C.V. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, 11 de Marzo del 2019, Con la inversión de \$5,550,230 Pesos, se realizó “REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA TUXTLA 2019, PARA BARRIO NIÑO DE ATOCHA, BARRIO COLÓN, CONDOMINIO ALTAVISTA, FRACCIONAMIENTO PRIMAVERA, BARRIO GUADALUPE Y LAS LOMITAS DE LA ZONA CENTRO DE LA CIUDAD DE TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS” CON SUPERVISOR DE OBRA EL ING. JESÚS ALEJANDRO ENRIQUES VÁSQUEZ.

CH CONSTRUCCIONES S.A DE C.V. Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, 18 de Marzo del 2019, Con la inversión de \$5,234,340 Pesos, se realizó “REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA TUXTLA 2019, PARA BARRIO CANOÍTAS, BARRIO SAN PASCUALITO, SAN FRANCISCO, LOS MILAGROS Y EL CALVARIO DE LA ZONA CENTRO DE LA CIUDAD DE TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS” CON SUPERVISOR DE OBRA EL ING. JOSÉ GERARDO REYES HERNÁNDEZ

TECNOLOGÍAS EOS, S.A. DE C.V. ESTADO DE VERACRUZ ZONA ORIENTE, 2 de Agosto del 2016, Con la inversión de \$11,254,233 Pesos, se realizó “REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA ORIENTE DE VERACRUZ 2016” ” CON SUPERVISOR DE OBRA EL ING. ENRIQUE DE JESÚS ZAMBRANO BENÍTEZ.

ALDESA CONSTRUCCIONES, S.A. Ciudad de México, 13 de Febrero del 2016, Con la inversión de \$36,557,058.88 Pesos, se realizó “REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE MEXICO 2016” CON SUPERVISOR DE OBRA EL ING. RUBEN FILEMÓN FLORES GARCIA.

1.3 Justificación

Uno de los problemas más relevantes, desde el punto de vista financiero para la división sureste de la comisión federal de electricidad de Tuxtla Gutiérrez Chiapas, es que se refiere a las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

Las pérdidas no técnicas se calculan como la diferencia entre las pérdidas totales y las de origen técnico del sistema eléctrico. En el caso de la división sureste de la comisión federal de electricidad es uno de los principales problemas que afectan a los resultados operativos. Dichas pérdidas se originan por errores administrativos, fallas técnicas en los equipos de medición y por un entorno socioeconómico difícil que da origen a licitaciones para evadir el pago de la energía (diablitos). Tanto en áreas no electrificadas, como en áreas electrificadas.

Lo anterior se traduce en grandes cantidades de energía utilizada, pero no facturada por la empresa suministradora del servicio (CFE). El balance de energía de la división sureste (zona Tuxtla Gutiérrez) muestra que las pérdidas no técnicas son más frecuentes a las de tipo técnico, por lo que podemos analizar que las acciones de reducción y control de deben dirigir a las pérdidas no técnicas. Para tener un mejor control sobre las pérdidas no técnicas se optó por elegir el sistema AMI para tener un mejor monitoreo de cada medidor y detectar en donde habrá licitaciones.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Realizar el análisis de mejoras para reducir las pérdidas no técnicas en media y baja tensión en el suministro de energía eléctrica en Tuxtla Gutiérrez, Chiapas como parte de los objetivos de recuperación de energía eléctrica de la División Sureste.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Reducir las pérdidas no técnicas de la zona Tuxtla Gutiérrez.
2. Mejorar la confiabilidad de instalación en baja tensión.
3. Incrementar la seguridad personal.
4. Aumentar la eficiencia del sistema eléctrico.

1.5 Metodología.

Para el desarrollo del proyecto se dividió en 7 fases, cumpliendo con el orden establecido, con el cual se propone no tener pérdidas no técnicas, realizando un análisis para cada área incluida dentro del polígono de desarrollo. Los cuales son explicados en los siguientes puntos.

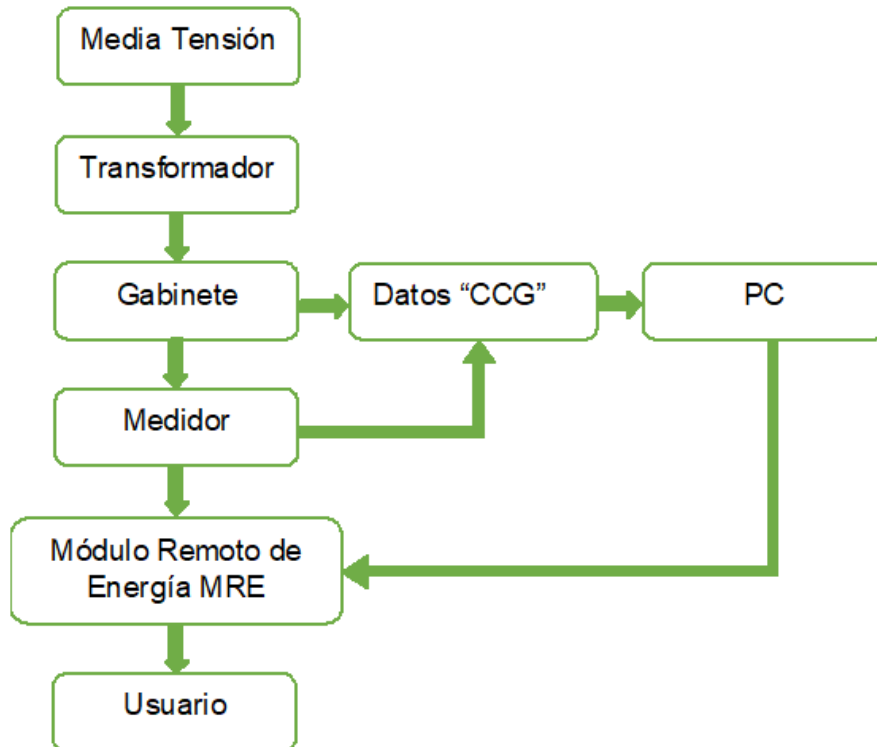


Figura 1.1 Diagrama de bloque del proceso.

Media Tensión

Son redes que cubren la superficie del gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. Las tensiones empleadas son: 13.2 KV, 34.5 KV.

Transformador

Se denomina transformador a un dispositivo electromagnético (eléctrico y magnético) que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una

corriente alterna manteniendo constante la potencia (ya que la potencia que se entrega a la entrada de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, tiene que ser igual a la potencia que se obtiene a la salida).

Gabinete

Comunicación remota por radio frecuencia al servidor de la Compañía de Energía Eléctrica para realizar funciones como:

- a) Conexión / desconexión de Medidores
- b) Toma de lecturas
- c) Monitoreo de eventos y alarmas.

Medidor

Los modelos de medidores de luz o contador de electricidad tienen un papel importante en el sistema energético doméstico pues permiten contabilizar el gasto de electricidad de un consumidor para aplicar después la tarifa pactada y generar la factura de la luz. Es decir, la función del medidor digital es un mecanismo encargado de medir el consumo eléctrico de un hogar y que se instala cuando se da de alta el suministro.

Módulo Remoto de Energía MRE

Sus funciones son las siguientes:

❖ Lectura de consumo:

Mostrar en su pantalla las lecturas de consumo de energía de los medidores asociados al Módulo Remoto de Energía del usuario.

❖ Avisos:

Mensajes enviados al usuario por parte del proveedor del servicio de energía eléctrica, como fechas de próximo pago u otra información relevante.

❖ Facturación:

Opción de mostrar la energía gastada y costo estimado, esto último únicamente con fines informativos, el proveedor de energía tendrá la opción de mostrar o no esta información.

Usuario

Un usuario es el individuo que utiliza o trabaja con algún objeto o dispositivo o que usa algún servicio en particular. En este caso es un usuario que se le suministra energía eléctrica.

Datos (CCG)

Los datos indican condiciones o situaciones que por sí solos no aportan ninguna información importante, es en conjunto de la observación y la experiencia que un dato puede tomar cierto valor instruccional.

- ❖ Control y monitoreo de la medición de los Medidores.
- ❖ Capacidad de comunicación remota con concentradores de datos.
- ❖ Capacidad de realizar corte de servicio del usuario.
- ❖ Comunicación con el Modulo Remoto de Energía.
- ❖ Capacidad de detección de eventos específicos como:

Desconexión de medidores

Acceso no autorizado al Gabinete,

Acceso no autorizado a través del puerto óptico

Sistema (PC)

Puede ser definido como un conjunto de programas especialmente hechos para la ejecución de varias tareas, en las que sirve de intermediario entre el usuario y la computadora. Este conjunto de programas que manejan el hardware de una computadora u otro dispositivo electrónico. Provee de rutinas básicas para controlar los distintos dispositivos del equipo y permite administrar, escalar y realizar interacción de tareas.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. Red de Distribución Eléctrica

Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales; comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde 120 volts hasta tensiones de 34.5 KV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

2.1.1. Red de Distribución de Media Tensión

Son redes que cubren la superficie del gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. Las tensiones empleadas son: 13.2 KV, 34.5 KV.

2.1.2. Red de Distribución de Baja Tensión

Son redes que partiendo de los bancos de transformación alimentan directamente los distintos receptores, constituyendo parte del proceso en la distribución de energía eléctrica. Las tensiones a utilizar son: 127 v, 220 v.

2.1.3. Sistemas de Distribución Urbanos

Estos sistemas son responsabilidad de las compañía suministradoras de energía eléctrica, y consisten en la mayoría de los casos en grandes redes de conductores sub-terráneos o aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables. Por otra parte, en zonas residenciales las cargas son ligeras y diferentes a las de zonas urbanas comerciales o mixtas; por tanto, las estructuras de alimentación para estas zonas son distintas y los criterios con los que se debe diseñaron exclusivos para este tipo de cargas.

2.1.4. Sistemas de Distribución Rural

Esta área de distribución es la que tiene la densidad de carga más baja y por ello requiere soluciones especiales que incluyan tanto las estructuras como los equipos. Las grandes distancias y las cargas pequeñas representan un costo por KW-h muy elevado, por lo que en muchas zonas es preferible generar la energía localmente cuando menos al inicio de las redes.

2.1.5. Líneas eléctricas

Las líneas constituyen uno de los principales elementos que intervienen en la composición de una red eléctrica. La interconexión de sistemas y el transporte, reparto y distribución de la energía dentro de un sistema determinado se realizan por medio de líneas aéreas o subterráneas.

2.1.6. Línea eléctrica aérea

Infraestructura utilizada en la distribución de energía eléctrica para el transporte a diferentes distancias. Compuesta de conductores, torres o postes, aisladores y equipos de protección y seccionamiento.

2.2. Condiciones de Operación

2.2.1. Equipo de protección y seccionamiento

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar en forma continua la energía eléctrica a los equipos o dispositivos que deben ser alimentados, por lo que la confiabilidad del servicio es un aspecto que resulta muy importante. Es por eso que las redes encargadas de distribuir el servicio deben tomar medidas de seguridad y prevención para prestar un buen servicio, por lo tanto se instalan una gran cantidad de dispositivos de protección que cumplen un rol muy importante y así general una gran confiabilidad y seguridad en la distribución del servicio eléctrico.

Los equipos de protección y seccionamiento se ubican en la red de distribución para proteger la red, aislar fallas y evitar daños en los daños, de los usuarios o para aislar las instalaciones que cumplen tareas de mantenimiento. El uso óptimo de los equipos de protección y dispositivos de maniobra se logra cuando la coordinación de protecciones puede manejarse sobre la base de las características de las corrientes de cortocircuito y corrientes de carga. Así los diferentes tipos de equipos usados (ya sean de protección o maniobra) tienen un efecto directo sobre la frecuencia y la duración de las interrupciones a los clientes.

Algunos de los equipos básicos usados se indican a continuación:

- Restauradores Seccionadores
- Corta circuito fusible
- Cuchilla en operación en grupo

2.2.2. Restaurador

Los restauradores son interruptores con reconexión automática que cumplen la función de interrumpir y cerrar un circuito de corriente alterna de régimen transitorio y permanente. Esto lo hacen utilizando cierres a una velocidad variable, dependiendo de las curvas de tiempo-corriente que define el relevador. Los objetos del uso de este tipo de equipos es interrumpir las fallas temporales que se presentan en el circuito eléctrico antes de que se conviertan en fallas permanentes y hacer una coordinación adecuada con otros dispositivos de protección instalados en el mismo circuito, ello para aislar la línea eléctrica en el punto más cercano a donde se ha presentado la falla para minimizar el tiempo de interrupción de servicio.

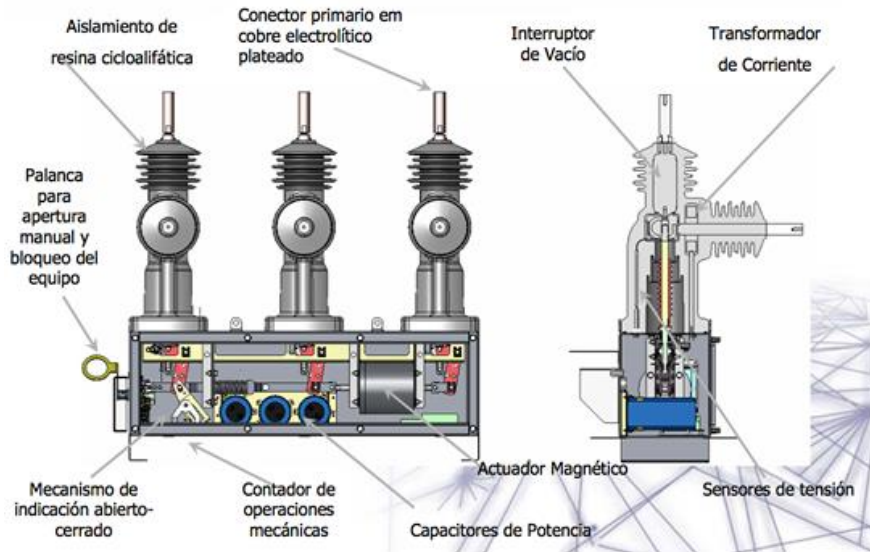


Figura 2.1: Restaurador Eléctrico

En un circuito eléctrico los restauradores se pueden programar en secuencias de operación de un máximo de cinco aperturas y cuatro cierres, y se configuran para comenzar a trabajar dichas secuencias bajo ciertas corrientes mínimas. Gracias a esto es posible colocarlos en cualquier punto de los sistemas de sistemas de distribución eléctrica en el que el rango de trabajo del equipo sea adecuado según los requerimiento- tos.

2.2.3. Seccionador

Existen llaves cuya función solo es aislar una parte de la instalación de otra, para poder acceder a ella en condiciones de seguridad. Estos aparatos reciben el nombre de seccionadores de seguridad y en media y alta tensión son la mayor cantidad de aparatos. Se operan cuando por ellos no circula corriente, están sin carga (la carga es despreciable), o abrirlos no cambiar el potencial entre sus bornes (se encuentran corto- circuitados por otros aparatos).

Su función es garantizar la seguridad cuando se accede a la parte de la instalación que se ha seccionado. En baja sección en general no se instalan seccionadores con esta función exclusiva, en muchos casos los aparatos son seccionables, y su extracción garantiza las condiciones de seguridad.

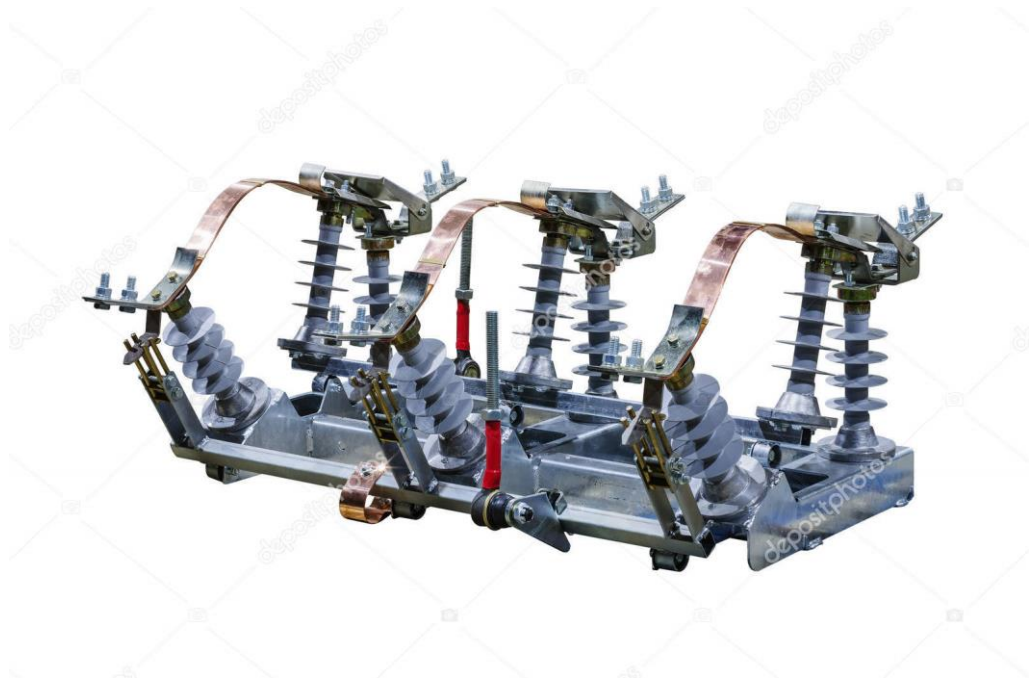


Figura 2.2: Seccionador

Un seccionador, a diferencia de un disyuntor o de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico y por tanto carece de poder de corte. Es imperativo detener el funcionamiento del circuito con anterioridad para evitar una apertura en carga. En caso contrario, se pueden producir daños severos en el seccionador debidos al arco eléctrico.

Existen variaciones en la nomenclatura para algunos seccionadores según su uso.

Seccionador de puesta a tierra: Para trabajos y reparaciones en algunas partes de los circuitos eléctricos, suele ser un requisito de seguridad que dicha parte esté conectada a tierra durante los trabajos. En ese caso, se deben cerrar los correspondientes seccionadores de puesta a tierra.

Seccionador portafusibles: En baja tensión, el dispositivo incorpora en ocasiones un fusible, haciendo las veces de seccionador y portafusibles.

2.2.4. CortaCircuito Fusible

Los cortacircuitos son seccionadores que utilizan un fusible tipo dual para la protección de los equipos y redes de media tensión.

Los porta fusibles tienen internamente un elemento fusible calibrado para que con determinada corriente alcance su punto de fusión e interrumpa el paso de la corriente eléctrica a través de él. Para restablecer es necesario reponer el elemento fusible a la porta fusible y volver a conectar. Los porta fusibles son por lo general de operación unipolar, en caso de fundirse únicamente en fase, esta es respuesta y no necesariamente se tienen que abrir las demás fases.



Figura 2.3: Cortacircuito Fusible

El CCF, poseerá ganchos que se acomoden a las herramientas para corte bajo carga.

Además y a los efectos de facilitar el reemplazo de la cuchilla por un cartucho por un cartucho porta fusible bajo tensión, esta ira provista de soportes en

su parte inferior que posibiliten su rápida instalación. Poseerán seguro de enganche en el cierre y seguro contra oscilación en la posición límite inferior. Los conectores terminales superior e inferior deben ser del tipo ojo de presión, fabricados en bronce al aluminio (mínimo 80 % Cu), estancados y adecuados para adecuados para recibir conductores calibres No. 6 AWG (13.3 mm²) y el No. 4/0 AWG (107.2 mm²).

2.3. Equipo de subestación

2.3.1. Transformadores de potencia

Se denomina transformador a una maquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin perdidas) pero las maquinas reales presentan un pequeño porcentaje de perdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Son los que se utilizan para subestaciones y transformación de energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencia. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país donde va a trabajar.



Figura 2.4: Transformador De Potencia.

2.3.2. Puesta a tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

Cierto sector de las instalaciones está unido, a través de un conductor, a la tierra para que, en caso de una derivación imprevista de la corriente o de una falla de los aislamientos, las personas no se electrocuten al entrar en contacto con los dispositivos conectados a dicha instalación.

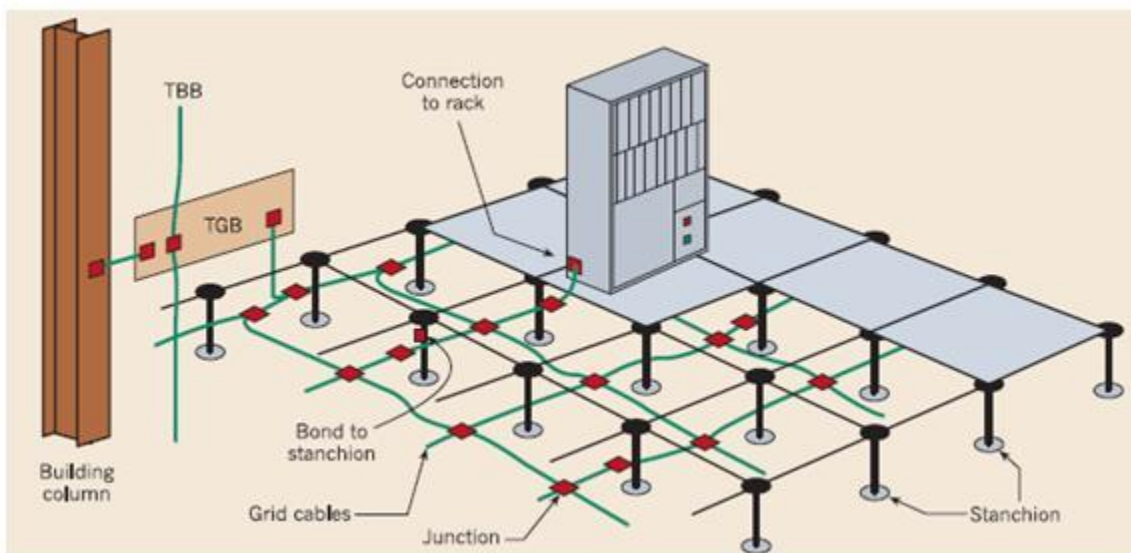


Figura 2.5: Malla de Tierras

2.3.3. Conector múltiple tipo pulpo de 4, 6, 8 y 10 vías. Elastotécnica.

Los conectores tipo pulpo pueden ser mecánicos o termocontráctiles.

Éstos pueden ser usados para distribución subterránea de bajo voltaje. Usados principalmente en fraccionamientos residenciales, unidades habitacionales y centros comerciales donde utilizan distribución subterránea. Consiste en un cuerpo de aluminio altamente conductor que minimiza las caídas de voltaje. El cuerpo de aluminio está cubierto de Elastómero EPDM altamente aislante y resistente al medio ambiente.



Figura 2.6: Conector múltiple tipo pulpo

Los conectores pueden usarse en registros, directamente enterrado o inclusive inmerso en agua, no requieren el uso de zapatas de aluminio ni mangas termocontráctiles o removibles. Se usan para cables de cobre y aluminio desde calibres 8 hasta 350 MCM. Se suministra con un instructivo de instalación y silicones para facilitar su instalación. Solo requiere un torque de 20 lbs. Para asegurar un contacto uniforme entre el cable y el conector

2.4. Equipos de Infraestructura de medición avanzada (AMI)

2.4.1. Gabinetes Modular de Medidores.

Alojamiento y protección contra acceso no autorizado a los Medidores.

Comunicación remota por radio frecuencia al servidor de la Compañía de Energía Eléctrica para realizar funciones como:

- a) Conexión / desconexión de Medidores.
- b) Toma de lecturas.
- c) Monitoreo de eventos y alarmas.



Figura 2.7: Gabinetes Modular de Medidores.

Capacidad

- Puerto Óptico ANSI Tipo 2 en Medidor y Externo (Gabinete)
- 12 Medidores 1 Fase Forma $\frac{1}{2}$ S Clientes: 12-1 Fase, 6-2Fases, 4-3F
- Dimensiones: 60 (ancho) x 46.5 (alto) x 25 (Prof.) cms.
- Peso: Menor a 35 Kg. (Incluye 12 medidores) 120 VCA, 3 Fases x 400 Amps. 60 Hertz Montaje
- Poste (Red aérea) Pared (Concentración y Red Subterránea)
- Protección IP-55 Equivalente NEMA 3R
- Panel de Interruptores opcional: 12 Breakers 1F, 120 VCA, 100 Amp.

Identificación de Partes

9. candado

10. Socket

11. Antena

12. Arnés de la Antena

13. Centro de Control de Gabinete (CCG)

- 14. Switch
- 15. Arnés del switch
- 16. Arnés de fases
- 18. Puerto óptico
- 19. Terminal de salida.
- 20. parte inferior

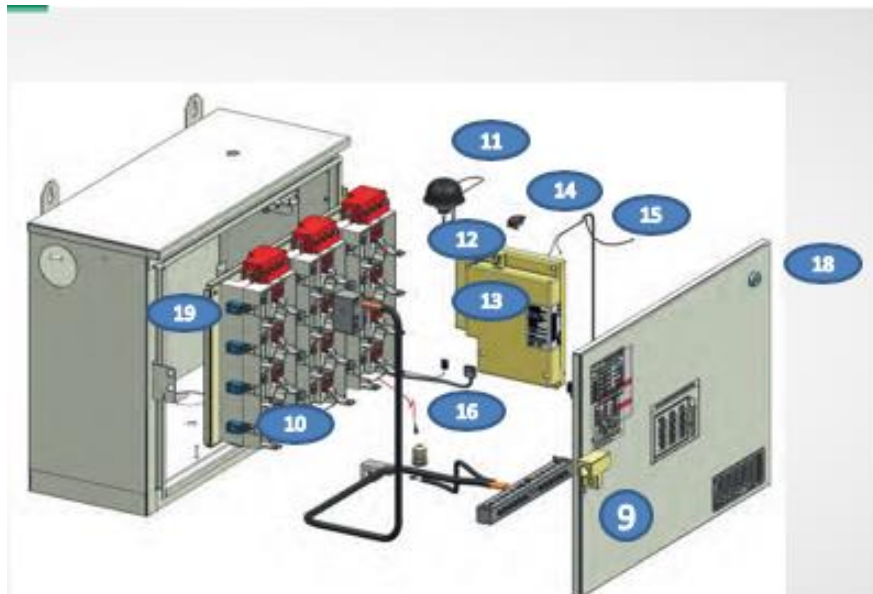


Figura 2.8: Identificación de Partes

Red de suministro de energía eléctrica.

1. 4 cables de la Red de
2. suministro de energía eléctrica (Fase 1,
3. Fase 2, Fase 3 y Neutro) dentro del
4. Gabinete por la parte inferior y
5. destinarlos a cada fase correspondiente.

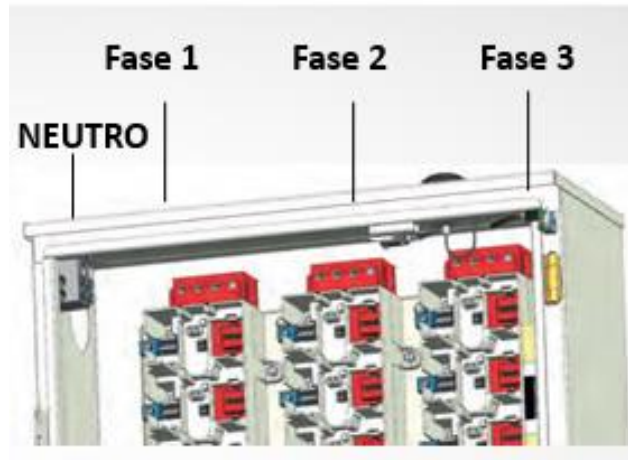


Figura 2.9: Red de suministro de energía eléctrica

Centro de Control de Gabinete CCG

Funciones:

- ❖ Control y monitoreo de la medición de los Medidores.
- ❖ Capacidad de comunicación remota con concentradores de datos.
- ❖ Capacidad de realizar corte de servicio del usuario.
- ❖ Comunicación con el Modulo Remoto de Energía.
- ❖ Capacidad de detección de eventos específicos como:
 - Desconexión de medidores.
 - Acceso no autorizado al Gabinete.
 - Acceso no autorizado a través del puerto óptico.
- ❖ Acceso por medio de un puerto óptico tipo ANSI II instalado en la puerta de Gabinete.

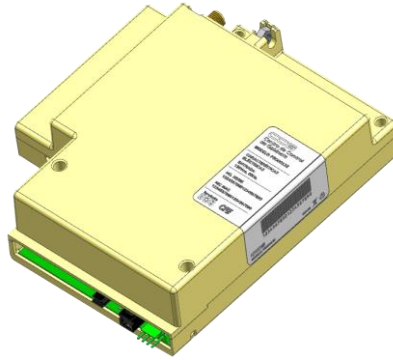


Figura 2.10: Centro de Control de Gabinete CCG.

2.4.2. Módulo Remoto de Energía MRE

Sus funciones son las siguientes:

- **Lectura de consumo:**

Mostrar en su pantalla las lecturas de consumo de energía de los medidores asociados al Módulo Remoto de Energía del usuario.

- **Avisos:**

Mensajes enviados al usuario por parte del proveedor del servicio de energía eléctrica, como fechas de próximo pago u otra información relevante.

- **Facturación:**

Opción de mostrar la energía gastada y costo estimado, esto último únicamente con fines informativos, el proveedor de energía tendrá la opción de mostrar o no esta información.



Figura 2.11: Módulo Remoto de Energía MRE.

El Modulo Remoto de Energía (MRE) es un dispositivo seriado y está vinculado a un solo RPU (usuario) y solo mostrara el consumo al que está programado.

El Modulo Remoto de Energía (MRE) es un indicador de consumo de energía eléctrica con la función de mostrar en su pantalla las lecturas de energía eléctrica y mensajes provenientes de Comisión Federal de Electricidad.

Características particulares

- 120 VCA.
- No requiere baterías Frecuencia de Modulación: FS: 75 KHz, FM: 85 KHz.
- Potencia 131.5 dBuV. Modulación S-FSK.
- Pantalla de Matriz Activa.
- Es un dispositivo seriado y esta asociado a un solo RPU(usuario) y solo mostrara el consumo al que esta programado.
- Se actualiza cada 15 minutos los datos que recibe.

2.4.3. Medidores mREX

Los modelos de medidores de luz o contador de electricidad tienen un papel importante en el sistema energético doméstico porque permiten contabilizar el gasto de electricidad de un consumidor para aplicar después la tarifa pactada y generar la factura de la luz. Es decir, la función del medidor digital es un mecanismo encargado de medir el consumo eléctrico de un hogar y que se instala cuando se da de alta el suministro.

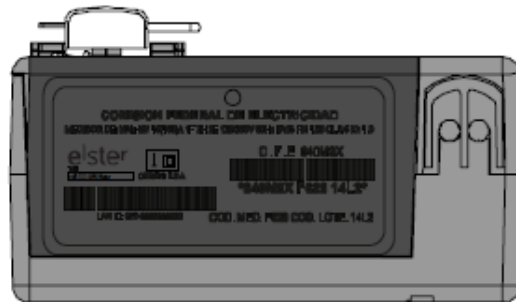


Figura 2.12: Medidores mREX.

- Cuenta con módulo de radio frecuencia 900Mhz FHSS para EAMS
- Con Switch de desconexión remoto Interno
- Lectura remota, medición de KWh y KVARh
- Para servicios de 1 fase
- Perfil de carga de 15 minutos
- Tarifas horarias
- Demanda por bloques
- Desconexión por límite de demanda

3. DESARROLLO

3.1 Verificación de problemática de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.

Comisión federal de electricidad (CFE) ve como riesgo potencial para alcanzar su viabilidad financiera en los próximos años a pérdidas de energía eléctrica, sobre todo las pérdidas no técnicas.

Informo que las pérdidas representan gastos relevantes para la organización y deben ser atendidas de forma prioritaria, en su plan de negocios 2017-2022, la CFE ha argumentado “estratégicamente reducir las pérdidas de media y baja tensión de 13.6%, nivel que se espera alcanzar en 2018 a 10.9% para 2021”

Detallo que requerirá 24 mil millones de pesos en los próximos cinco años para ejecutar las obras necesarias para cumplir con la trayectoria de pérdidas establecidas por el regulador. Esta cantidad incluye los costos que pudieran generar los principales conflictos sociales por endurecer el esquema de cobro, regularizar el suministro en asentamiento irregulares (incluso usando a las autoridades competentes) y el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica.

3.2 Análisis de problemática de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.

Las compañías de electricidad de todo el mundo tienen una alta incidencia de robos de energía eléctrica por parte de los consumidores que utilizan diversos mecanismos como toma clandestina y alteración del funcionamiento de los medidores. El porcentaje de pérdidas debido a estos ilícitos se estima en algunos casos equivalentes al total de las pérdidas debidas a otros factores, que llegan a sumar hasta 30% de la energía que se comercializa.

Teniendo que el 36.7% de las pérdidas de energía eléctrica son de pérdidas no técnicas, en el 2015 de acuerdo con su informe Anual, la comisión destaco que las pérdidas de energía le representan daños económicos por 42 mil 246 millones de pesos.

El valor económico de las pérdidas no técnicas, las que se presentan principalmente en la comercialización derivada de los usos ilícitos, fallas de medición error de facturación, se calcularon en 33 mil 318 millones de pesos, de tal suerte que poco más de 12 mil millones están ligadas a disputas sociales en asentamiento

irregulares, en donde el colgado de cables a las redes de CFE es una práctica constante.

En su plan de negocios, la empresa productiva del estado se propuso reducir costos, junto con un manejo adecuado de riesgos y el seguimiento de la estrategia de cobertura cambiarla, lo que le permitirá alcanzar un equilibrio financiero hacia 2021.

No obstante, las pérdidas de energía se encuentra catalogadas en dicho plan como uno de los "principales riesgos estratégicos" para la empresa eléctrica. La empresa productiva subsidiaria (EPS) de distribución ha reducido las pérdidas técnicas no técnicas totales de 15.95 en 2011 a 12.5% a septiembre de 2016 y planea cumplir los objetivos del regulador para reducirlas al 10% para fines de 2018.

Desde 2015, la comisión ha venido trabajando en una serie de acciones que la van a permitir reducir el robo de energía eléctrica y mejorar los sistemas y esquemas de facturación y cobro.

Las derivaciones ilícitas causadas por parte de los usuarios más comunes son:

- Sello falsificado.
- Servicio directo sin contrato.
- Carga conectada antes de la medición.
- Manecillas intervenidas.
- Disco atorado.
- Ajustes de medidor movidos.
- Retorno de corriente abierto.
- Intervención de conexión del equipo.
- Aldabas de potencial abierto.
- Medidor invertido.
- Terminales base enchufe puente.
- Sin contrato con medidor instalado.
- Pasa energía a otro domicilio.
- Alteración al programa de medidor.
- Medidor alterado.

Para reducir las pérdidas técnicas las cuales son causadas por derivaciones ilícitas, intervención y retiro del equipo de medición por parte de los propietarios, así también existe redes de baja tensión con distancias excesivas fuera de la Norma

DCMBT100 y DCMBT200, para mejorar las pérdidas técnicas y dar un mejor servicio al usuario es necesario regular que todos los bancos de transformación no excedan la capacidades de 37.5 KVA, por lo cual en este proyecto se determina el polígono de trabajo y repartición de carga en la ciudad Tuxtla Gutiérrez.

3.3 Diseño de propuesta de mejora de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.

La propuesta que se opto fue por infraestructura de medición avanzada AMI para las pérdidas no técnicas ya que esto se ha implementado en Colombia y en el 2014 se llevó como 1ra fase en Chihuahua Juárez, México esto se han llevado a cabo en otros estados de la republica teniendo un seguimiento de fases, la 6ta fase seguirá lo que es en el estado de Chiapas



Figura 3. Número de fases realizadas en México.

Tecnologías EOS han ganado 7 proyectos de inversión Financiadas (PIF) por CFE divididos entre los años:

- 2014 + 317,00 Medidores AMI
- 2015 + 213,727 Medidores AMI
- 2016 + 91,765 Medidores AMI

Actualmente más de 630,000 Medidores AMI instalados

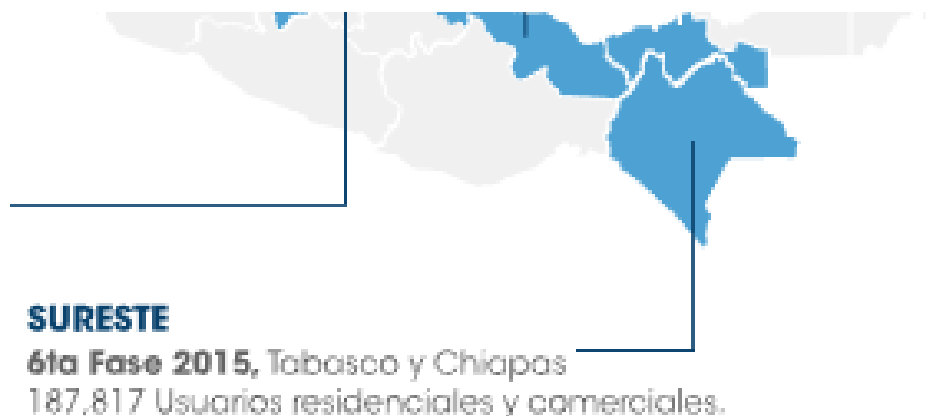


Figura 3.1. 6ta Fase llevándose a cabo en Tabasco y Chiapas.

La 6ta Fase aún se sigue llevando en el estado de Tabasco en villa hermosa y en Chiapas se está llevando acabo lo que es Tapachula teniendo un buen porcentaje de pérdidas no técnicas.

3.4 Desarrollo de soluciones de mejora para la disminución de las pérdidas no técnicas de E.E.

Proyecto de infraestructura de medición avanzada AMI.

El proyecto AMI consiste en la construcción de una infraestructura de medición avanzada que permite incrementar la eficiencia en el proceso de distribución y facturación de las empresas eléctricas con el uso de medidores inteligentes, redes de comunicaciones y el sistema de gestión de datos de medición.

Se conoce como sistemas con infraestructura de medición avanzada, a los sistemas con capacidad de medir, registrar, recolectar y transferir remotamente, la

información asociada al consumo, la demanda y los parámetros eléctricos hasta los servidores del suministrador.

Beneficios para la empresa.

La infraestructura de los sistemas AMI permitirá obtener información relacionada con la problemática asociada al control de pérdidas y a la operación eficiente de la red eléctrica.

- Identificación de los puntos específicos en donde se pierde energía por factores técnicos y no técnicos, para instrumentar acciones orientadas al abatimiento de las mismas.
- Optimización de las actividades relacionadas con la toma de lecturas, corte, reconexión y atención de inconformidades.
- Incremento en la calidad y confianza en la lectura de consumos y en el proceso de facturación.
- Reducción del número de accidentes derivado de menores procesos de lectura, de corte y reconexión de servicios, y del traslado de personal para su ejecución.
- Disposición de fuerza de trabajo para atender otras áreas críticas del proceso de comercialización.
- Fortalecimiento de la imagen institucional como empresa eficiente.
- Fomento al ahorro de energía.

Beneficios para el usuario.

- Mayor exactitud y confiabilidad en el registro de sus consumos.
- Mayor calidad del servicio a través de la vigilancia automática de las condiciones de la tensión y la continuidad del suministro.
- Detección automática de fallas en el suministro y atención más oportuna para su restablecimiento.
- Reconexión inmediata del suministro de energía eléctrica por falta de pago, al realizar el mismo.

La tecnología AMI es un componente clave para lo que es la reducción de pérdidas en las redes eléctricas inteligentes, asociada principalmente al consumo de energía y la demanda entre las empresas de electricidad y los consumidores.

¿En qué consiste el proyecto AMI zona Tuxtla Gutiérrez?

- Obras de Reducción de Pérdidas.
- Obras de Aseguramiento de la Medición.
- Reducción de Pérdidas (KVA).
- Reducción de Pérdidas (Km-C).

Reducción de Pérdidas (KVA).

- Instalar 285 transformadores de distribución monofásicos de 37.5 KVA.
- Instalación de 16800 medidores tipo AMI.
- Sustitución de 46 958 acometidas.
- Desmantelamiento y retiro de equipos de medición existentes.
- Desmantelamiento, retiro y reubicación de transformadores existentes.

Reducción de Pérdidas (Km-C).

- Suministro e instalación de línea de media tensión 13.2 KVA (2f-3h).
- Suministro e instalación de líneas de media tensión 13.2 KVA (3f-4h).
- Desmantelamiento y retiro de línea de media y baja tensión, así como estructuras existentes.

Obra de Aseguramiento de la Medición.

- Suministro e instalación de 16 972 medidores ANSI monofásicos.
- Suministro e instalación de 20 453 medidores ANSI bifásicos.
- Suministro e instalación de 1 433 medidores ANSI trifásicos.

3.4.1. Selección de polígono del proyecto.

Por lo cual en este proyecto se determina el polígono de trabajo y repartición de carga en la ciudad Tuxtla Gutiérrez. En las siguientes colonias:

Aseguramiento de la Medición Zona Tuxtla,

Consiste en el suministro e instalación de 24 384 medidores tipo AMI.

En esta parte se llevó a cabo el diseño del polígono en el software de dibujo AutoCAD, la cual puede ser cualquier versión del este, pero se manejó el AutoCAD map 2010 y el autodesk map 5, los trazos realizados a mano en la carta de Tuxtla se digitalizan para la presentación en el área de estudios.



Figura 3.3. AutoCAD.

Basándose de los datos obtenidos y el análisis de las colonias que reflejan más pérdidas y licitaciones se selecciona el polígono abarcando estas colonias.

Colonias polígono Tuxtla Gutiérrez, Chiapas		
1.- Barrio niño de Atocha	6.- Barrio Guadalupe	11.- Linda Vista
2.- Barrio Colón	7.- El Cerrito	12.- Las Lomitas
3.- Condominio Alta Vista	8.- Barrio Canoítas	13.- San Francisco
4.-Fraccionamiento Vista Hermosa	9.- Barrio San Pascualito	14.- Los Milagros
5.- Fraccionamiento Primavera	10.- Las Terrazas	15.- El Calvario

Utilizando el programa de AutoCAD se realiza un plano del polígono seleccionado.

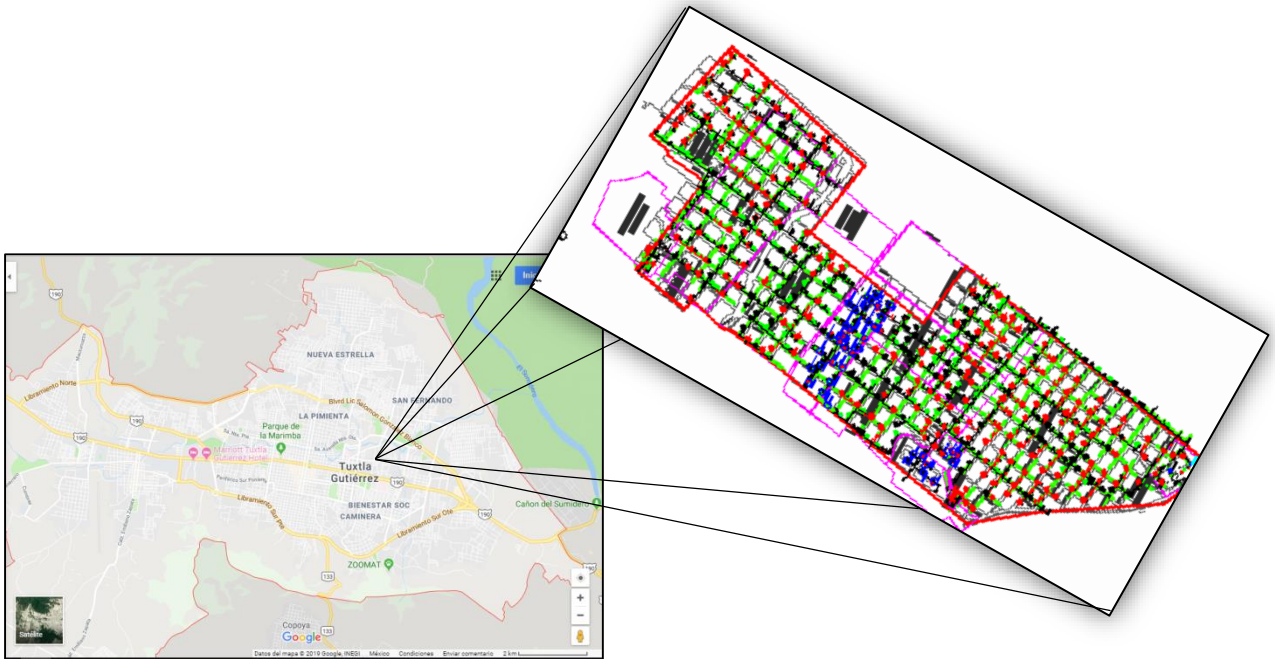


Figura 3.4. Polígono Tuxtla.

El polígono seleccionado de la ciudad de tuxtla Gutierrez chiapas. En el cual se realiza un analisis de los barrios y condominios antes mencionados para la realizacion de este proyecto.

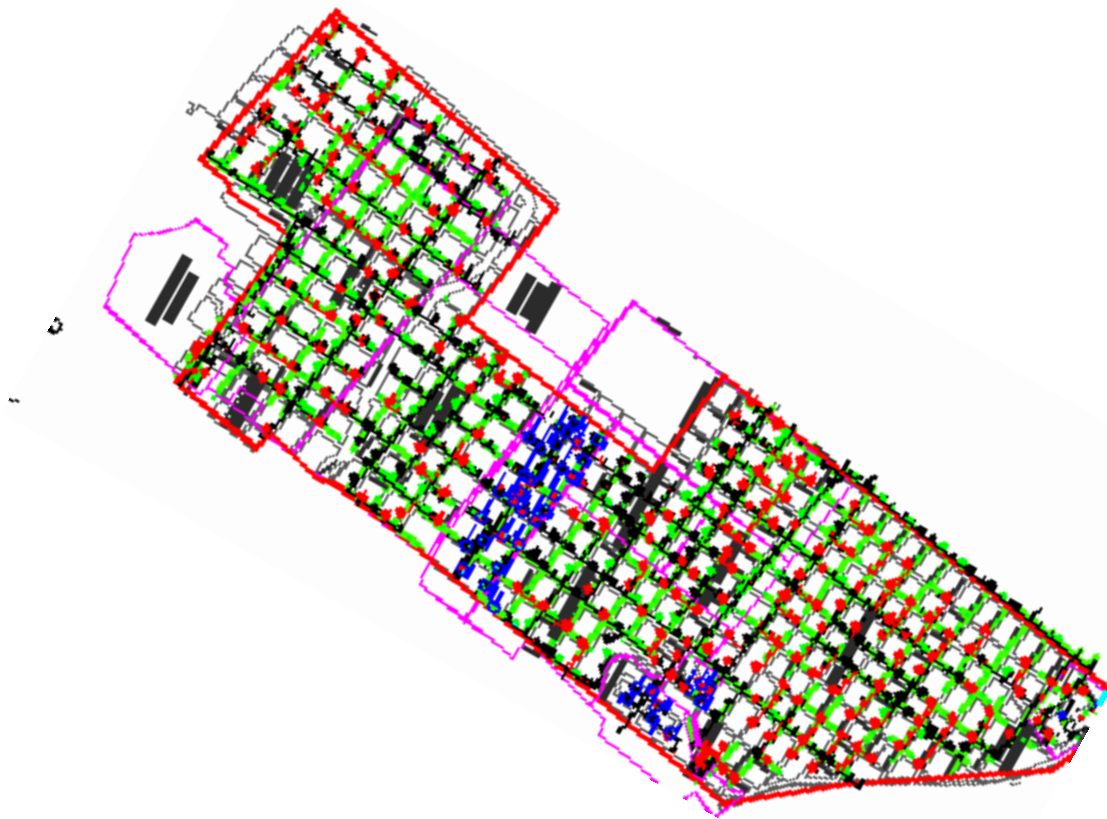


Figura 3.5. Polígono seleccionado Tuxtla.

El polígono seleccionado anteriormente y del análisis realizado, se toma por opción dividirlo en 6 polígonos, quedando de la siguiente manera.

- Polígono 1: Barrio niño de atocha, barrió colon y condominio alta vista.
- Polígono 2: fraccionamiento vista hermosa, fraccionamiento primavera y barrio Guadalupe.
- Polígono 3: Barrio canoítas, barrio san pascualito y el cerrito.
- Polígono 4: condominio las terrazas, los milagros y el calvario.
- Polígono 5: bario linda vista y las lomitass.
- Polígono 6: parte de las lomitass y san francisco

Que dando de la siguiente manera el plano del polígono seleccionado en el cual se realizara el proyecto de infraestructura de medición avanzada AMI.

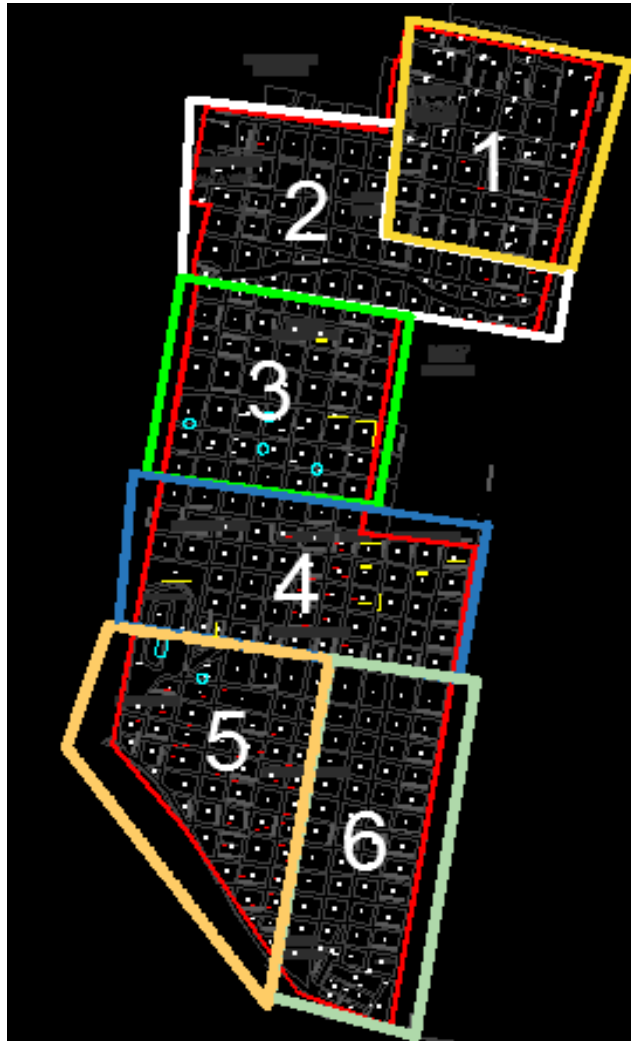


Figura 3.6. Plano del polígono completo.

Cada polígono abarca cierto número de cuadradas, lo cual estas se enumeran, a la vez tomando en cuenta que cada cuadra tienen 4 caras. Lo cual se les proporciona una letra, A, B, C, D. Esto ayuda para poder distinguir y saber cuáles medidores se van a conectar en esos gabinetes.

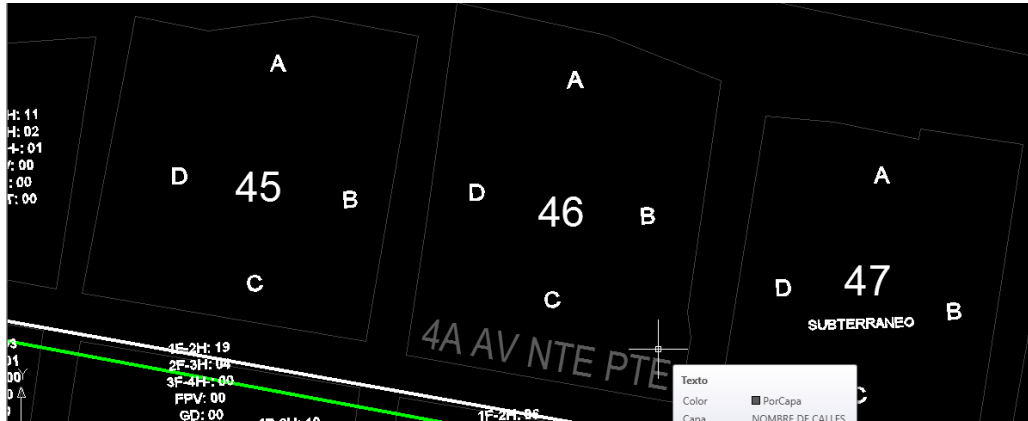


Figura 3.7: Numeración de cuadras.

3.4.2 Recorrido de polígono de Medidores.

En el cual, el objetivo es tener una base de datos de los medidores instalados por servicio, tomando anotación de:

- Medidor
- Código de medidor
- Numero de faces
- Concentraciones
- FPV (Facturación punto de venta).
- GD (Generación distribuida).

Se recorre los cuatro lados de cada cuadra, tomando anotación, como se mencionó anteriormente.



Figura 3.8. Recorrido y censo de Medidores de cada cuadra.

Así mismos verificando a cada medidor si no tienen licitaciones o anomalías, los cuales más comunes son:

- Sello falsificado.
- Medidor sin sello.
- Servicio directo sin contrato.
- Medidores dañados o alterados



Figura 3.9. Servicio directo sin contrato.

Los datos que se tomaron en el levantamiento de cada polígono se capturan en una tabla.

CONS.	CUADRANTE	CUADRA	MEDIDOR	COD. MED.	FASES	OBSERVACIONES
1	4	1A	150UJO	F123	1	Concentración, comparten tubo mufa, calibre xx.
2	1	14B	498DEJ	F122	1	
3	1	14B	862PTI	F122	1	concentración
4	1	14B	HC9139	F121	1	
5	1	14B	7T890G	F621	2	
6	1	14B	278UE2	F122	1	
7	1	14B	carabula amarilla	F622	2	comparten tubo mufa
8	1	14B	980G7U	F622	2	
9	1	14B	278UES	F122	1	
10	1	14B	278UES	F122	1	

Figura 3.10. Formato de tabla con datos obtenidos.

Al obtener los datos de cada cuadra correspondiente de cada polígono, se realizó una base de datos utilizando el programa de Excel en donde se tomó captura de lo siguiente:

- Medidor
- Código de medidor
- Numero de faces
- Concentraciones
- FPV (Facturación punto de venta).
- GD (Generación distribuida).
- Observaciones.

G	H	I	J	P	S	T
		467	467			
cuadrante	cuadra	MEDIDOR	COD. MED.	MEDIDORES	OBSERVACIONES	COD. MED. vs FASES
2	1A	180UJ4	F122	1		OK
2	1A	180UJ5	F122	1		OK
2	1A	146UJ1	F122	1		OK
2	1A	146UJ3	F122	1	COMPARTEN MUFA	OK
2	1A	358HKA	F122	1	COMPARTEN MUFA	OK
2	1A	919HVA	F122	1	COMPARTEN MUFA	OK
2	1A	146UJ2	F122	1		OK
2	1A	146UJ0	F122	1		OK
2	1A	344UJ0	F122	1		OK
2	1A	344UJ3	F122	1		OK
2	1A	344UJ2	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	668F1J	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	443PR7	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	815PT2	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	443PR9	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	846PT0	F122	1	CLINICA	OK
2	1A	846PT2	F122	1	CLINICA	OK
2	1A				CLINICA	
2	1A	079UJ0	F122	1		OK
2	1A	079UJ1				

Figura 3.11. Base de datos en Excel.

Esta base de datos se hipervínculo con un listado en el programa de Excel cuya información fue proporcionada por CFE. Donde nos permite ver toda la información de cada medidor, y poder ir verificando con los datos obtenidos en el censo, si este medidor está en el sistema o dado de baja.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	CFE Comisión Federal de Electricidad																		
2																			
4																			
6																			
7																			
9																			
	Num.	RUTA	RPV	NOMBRE	DIRECCION	EDO.	CUENTA	estatus	TAR.	tarifa	tarifa	MED.	codigo	lote	Fotovol.	Empleado	H	GIR	
15758	068UE7	15749	274	671070304475	JIMENEZ VASQUEZ FERTIL	9A SUR PTE 741 C CP 29000	7	23DX04G012748790	01	1B		068UE7	F122	12LH		0	1	90C	
15759	103LUJ5	15750	274	671070401834	MENDEZ LOPEZ ISABEL	8A SUR PTE 489 PA CP 00000	7	23DX04G012743300	01	1B		103LUJ5	F122	12LH		0	1	90C	
15760	048UE2	15751	274	671070403813	GUTIERREZ LOPEZ MONICA P	8A SUR PTE 948 CP 29000	7	23DX04G012741140	01	1B	BP	048UE2	F122	12LH		0	1	90C	
15761	064UE5	15752	274	671070410763	RODRIGUEZ GUIZAR ESTELA	4A PTE SUR 955 BS CP 00000	7	23DX04G012742900	01	02		064UE5	F122	12LH		0	1	90C	
15762	256LUJ0	15753	274	671070507252	MOLINA MOLINA MARIA GUADALUPE	3A PTE SUR 970 A CP 00000	7	23DX04G012743480	01	1B		256LUJ0	F122	12LH		0	1	90C	
15763	129LUJ8	15754	274	671070507627	ZEBADUA RUIZ REYNALDO	2A PTE SUR NTE 4 962 A CP 0000	7	23DX04G012743990	01	1B		129LUJ8	F122	12LH		0	1	90C	
15764	9U711X	15755	274	671070510679	REFACC NO DE CHIARAS SA DE CV	9A AV SUR PTE 640	7	23DX04G012745970	01	02		9U711X	F021	06F4		0	3	62C	
15765	507VA5	15756	274	671070602999	ALMARAZ LOPEZ GUADALUPE PATRIC	CIRCUITO TERRAZA 150 CP 00000	7	23DX04G012747950	01	1B		507VA5	F622	12LJ		0	2	90C	
15766	461VA1	15757	274	671070606285	TOLEDO MORALES CARLOS ALBERTO	1A PTE SUR 944 ALTOS	7	23DX04G012744610	01	1B		461VA1	F622	12LJ		0	2	90C	
15767	194DKY	15758	274	671070613214	GRAJALES LOPEZ RITA MARIA	CRC TERRAZAS 1141 CP 29060	7	23DX04G012747680	01	1B		194DKY	F622	15LM		0	2	90C	
15768	513VA6	15759	274	671070707851	PENAGOS ALBORES DANIEL A	PERFI SUR PTE 1102 208	7	23DX04G012746740	01	1B	BP	513VA6	F622	12LJ		0	2	90C	
15769	046UE3	15760	274	671070717111	CRUZ PIMENTEL ANTONIO	CIRCUITO TERRAZAS 105 A CP 290	7	23DX04G012748110	01	1B	BP	046UE3	F122	12LH		0	1	90C	
15770	076LUJ8	15761	274	671070719462	GUTIERREZ ROSALES ABRAHAM DE J	9A SUR PTE 228 C CP 00000	7	23DX04G012745410	01	02	2P	076LUJ8	F122	12LH		0	1	21C	
15771	053UE6	15762	274	671070719675	LOPEZ GARCIA MARIA DE LOURDE	9A PTE SUR 965 B CP 00000	7	23DX04G012741260	01	1B		053UE6	F122	12LH		0	1	90C	
15772	756MBA	15763	274	671070805971	COUTINO PASTRANA ALBERTOEDISON	CTO TERRAZAS 1080 CP 29060	7	23DX04G012747920	01	1B	BP	756MBA	F622	16LM		0	2	90C	
15773	943VA0	15764	274	671070807906	FIGUEROA PULIDO RAMON CESAR	9A SUR PTE 910 CP 29000	7	23DX04G012746220	01	1B	BP	943VA0	F622	12LJ		0	2	90C	
15774	074UE9	15765	274	671070809241	ULLOA FUENTES HECTOR	8A SUR PTE 335 CP 29000	7	23DX04G012743780	01	1B	BP	074UE9	F122	12LH		0	1	90C	
15775	020UE6	15766	274	671070810109	JUAREZ JUAREZ ROSA	3A PTE SUR 907 CP 00000	7	23DX04G012743640	01	1B		020UE6	F122	12LH		0	1	90C	
15776	513VA5	15767	274	671070807277	RAMOS RUIZ MIGUEL A	9A SUR PTE 1108 A CP 00000	7	23DX04G012748070	01	1B		513VA5	F622	12LJ		0	2	90C	
15777	504VA2	15768	274	671071007156	ALONSO GORDOLLO CARLOS A	4A PTE SUR 980 CP 29000	7	23DX04G012742830	01	1B		504VA2	F622	12LJ		0	2	90C	
15778	028T5A	15769	274	671071016546	YANEZ FUENTES MANUEL DE JESUS	9A SUR PONIENTE 731	7	23DX04G012748830	01	02		028T5A	F622	14LM		0	2	60C	
15779	R438WA	15770	274	671071016554	YANEZ FUENTES MANUEL DE JESUS	9A SUR PONIENTE 731	7	23DX04G012748840	01	02		R438WA	F122	18LN		0	1	60C	

Figura 3.12. Base de datos de medidores CFE.

Esta base de datos es de apoyo para poder ir checando los códigos de medidores con los datos del usuario. Para así poder ir verificando en el polígono la ubicación de cada medidor.

Polígono	Numero de cuadra y lado	Código	Observaciones
8 PONIENTE NORTE JTO 550	1B	2 45A 862UVY	F122 1
AND R SABINAL 854	1B	2 45A 335UE1	F122 1
7A PTE NTE 565 B CP 00000	1B	2 45B 728G9U	F622 2
7A PTE NTE 565 A	02	2 45B 573VA4	F622 2
7A PONIENTE NORTE 565 ALTOS	1B	2 45B D718WP	F622 2
7A PONIENTE NORTE 565 ALTOS	1B	2 45B 482MF8	F122 1
7A PONIENTE NTE 565	1B	2 45B 852DEX	F122 1
7A PTE NTE 565	1B	2 45B 834ANW	F122 1
7A PONIENTE NORTE 557 A CP 000	1B	2 45B 907VX2	F122 1
7A PTE NTE 557	02	2 45B 573VA2	F622 2
7A PONIENTE NORTE 555	1B	2 45B 482MF9	F122 1
7A PONIENTE NORTE 551	1B	2 45B 421MF1	F122 1
7A PTE NTE 549	1B	2 45B 408MF3	F122 1
7A PONIENTE NORTE 539	1B	2 45B 408MF1	F122 1

Figura 3.13. Base de datos de medidores.

Al ver realizado esta parte, se genera una capa nueva en el plano para trabajar la parte de los medidores, conforme a cada polígono, donde a cada cara de las cuadras se coloca la información siguiente:

- F1-2H:
- F2-3H:
- F3-4H:
- FPV:
- GD:
- CTM:

Dónde:

- F1-2H: Monofásico dos hilos (fase-neutro).
- F2-3H: Bifásico tres hilos (dos fases-neutro).
- F3-4H: Trifásico cuatro hilos (tres fases-neutro).
- FPV: Facturación punto de venta (medidores de tarjeta).
- GD: Generación distribuida (son los que a quieren media tensión).
- CTM: Concentración de medidores.

Con esta información se visualiza en el plano, cada lado de la cuadra con el número de medidores monofásicos, bifásicos, trifásicos, los de punto de venta es decir los de tarjeta, los de generación distribuida (los usuarios que tienen transformadores y CFE les vende lo que es media tensión), como también las concentraciones que se encuentran en cada lado de las cuadra (A; B; C; D).

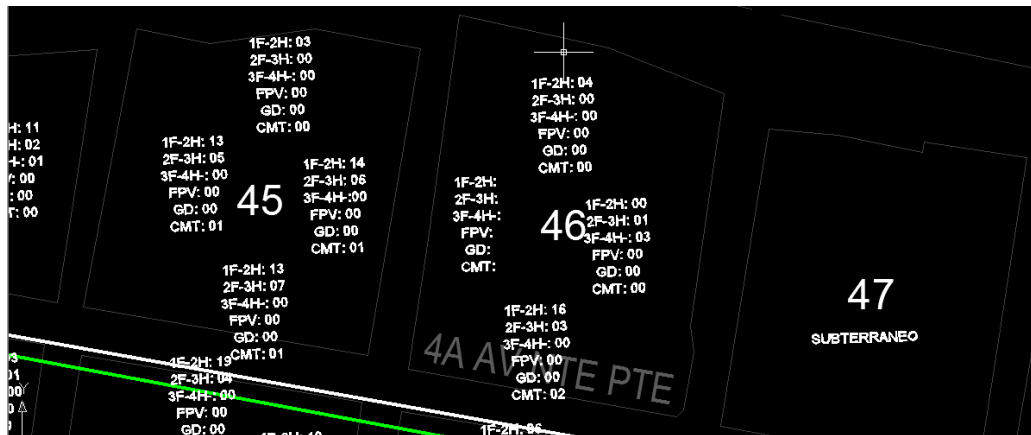


Figura 3.14. Información de cada cuadra de Medidores.

Esta información se realiza en el plano para poder hacer un análisis por cuadra, la cual genera una visualización de los usuarios que se conectarán al transformador existente o nuevo, si este será reubicado o aumentara su capacidad, como a la vez se calcula el número de gabinetes que se utilizarán por cuadra.

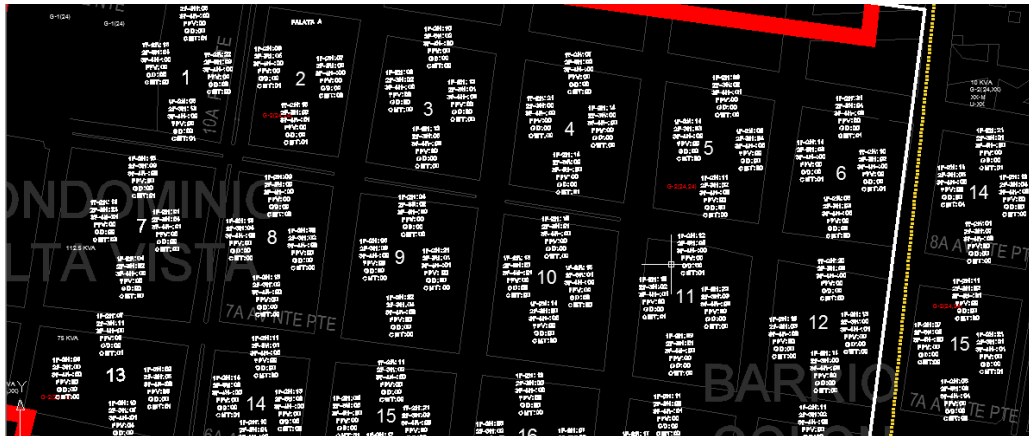


Figura 3.15. Número de servicios por cuadra.

3.4.3 Recorrido de polígono de Transformadores.

Al mismo tiempo se realiza un censo de cada transformador ubicado en cada polígono tomando en cuenta:

- Transformador.
- Capacidad.
- Numero de ramales.
- Estructuras.
- Postes existentes.

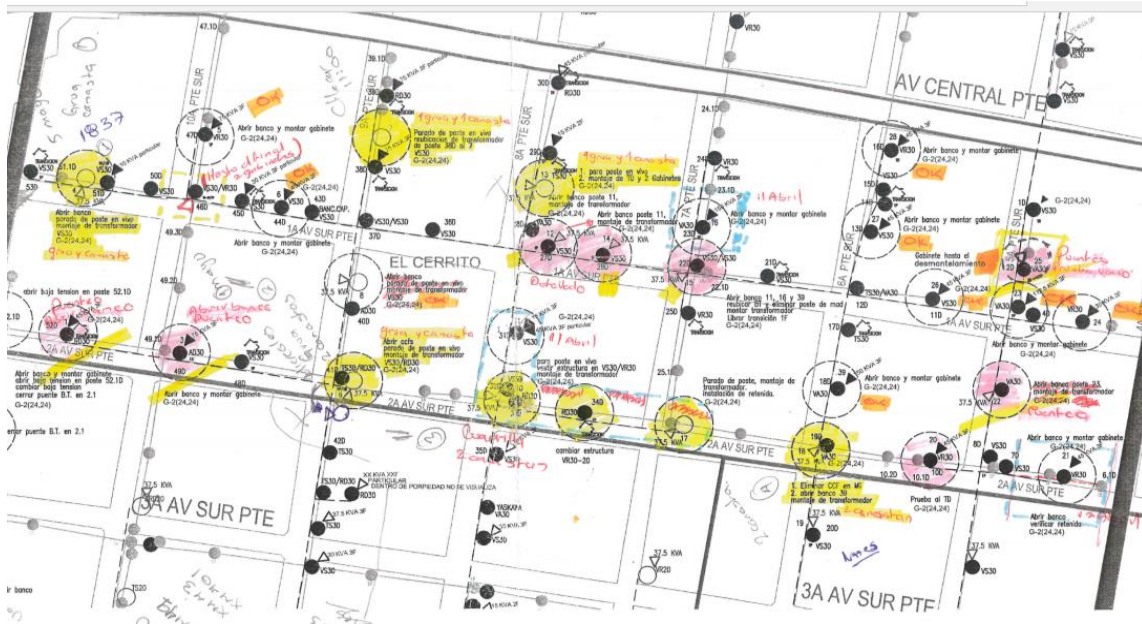


Figura 3.16 Recorrido y censo de transformadores.

Como también nos visualiza el tipo de maniobra que se llevara a cabo, en cada colocación y reubicación de transformadores. Tomando en cuenta que cada gabinete tiene la capacidad para 24 medidores. Con estos datos se realiza el análisis en el plano para verificar los medidores que serán reubicados en el gabinete.

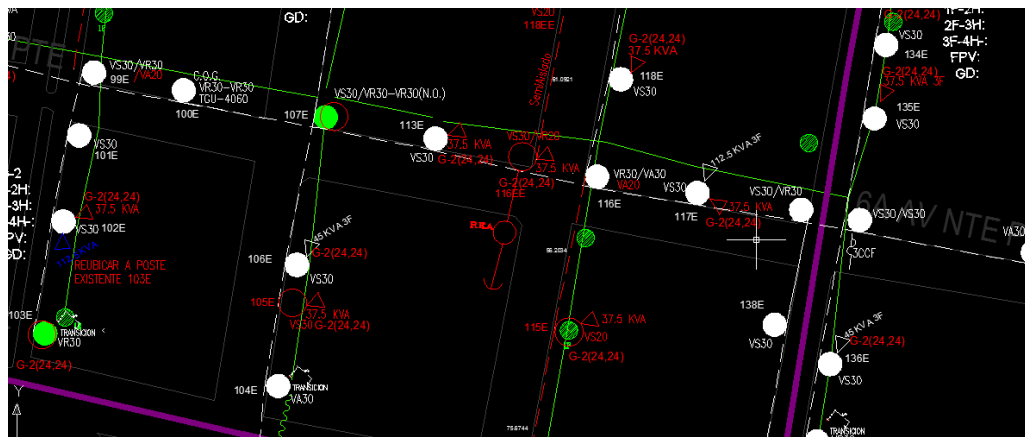


Figura 3.17. Colocación y reubicación de transformadores en polígono.

Con el programa de AutoCAD se realiza las modificaciones de cada polígono basándose de la información recopilada del levantamiento en campo de las estructuras, ramales, los transformadores ubicados y reubicados, como se muestra en la figura 3.17.

3.4.3.1 Especificación de transformadores a instalar para gabinetes.

Esta actividad consiste en el montaje e instalación de un transformador de distribución bifásico de dos boquillas de 37.5 KVA. Para la creación de una nueva área, incluye la colocación e instalación de Equipo de protección, desconexión, Gabinete, herrajes necesarios para su sujeción al poste, conexión al bajante de tierras, puentes con Alambre de cobre 4, instalación y conexión de acometida, colocación del nuevo número económico al transformador con pintura esmalte o calcomanía de acuerdo a la Norma de Construcción de Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión apartado 08 00 02, a lo indicado en la Silueta BANCO-003 y a las siguientes actividades que se indican a continuación las cuales son enunciativa mas no limitativas.

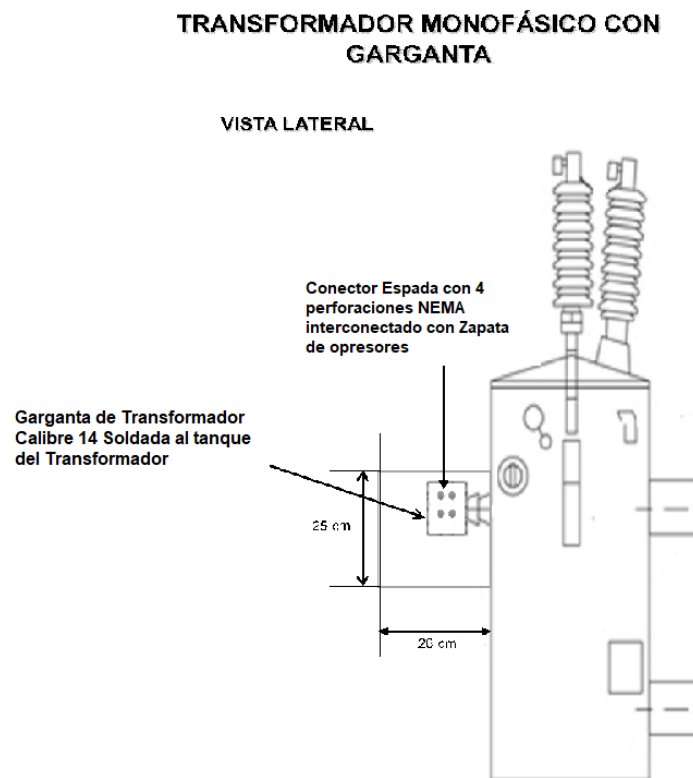


Figura 3.18. Transformador Monofásico con garganta.

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON

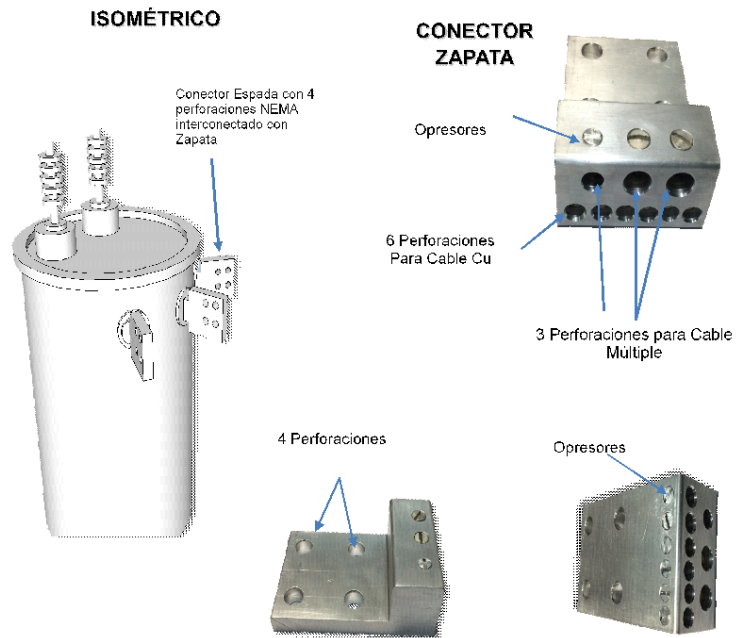


Figura 3.19. Transformador Monofásico con isométrico (Conector Zapata).

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON

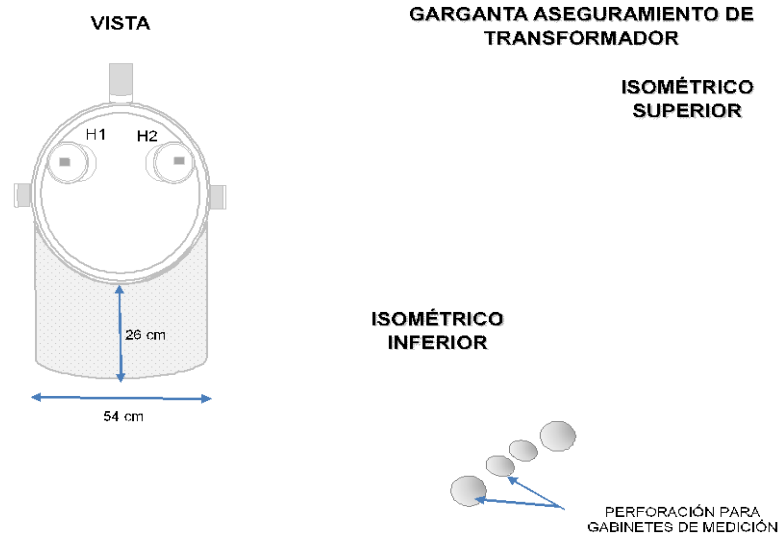


Figura 3.20. Transformador Monofásico con vista.

3.4.3.2 Montaje de transformador.

Se refiere a la instalación del transformador con grúa para evitar dañar al equipo y solo en los casos donde no sea posible el ingreso de la grúa este trabajo se podrá realizar con maniobra previa autorización de la supervisión de la CFE, en el entendido que cualquier daño que sufra el transformador será responsabilidad del Contratista. Previo a la instalación del equipo, la Contratista debe solicitar a la Supervisión de CFE el número económico que se le signe al transformador, a fin de que la Contratista rotule el equipo previo a ser instalado. Así mismo como parte de este alcance la Contratista debe entregar a la supervisión de CFE un reporte fotográfico de transformadores instalados con sus datos de placa correspondientes y lectura del sistema de tierras.



Figura 3.21. Montaje de Transformador.

3.4.3.3 Unidad de medida

La unidad de medida es la pieza consistente en una transferencia (nueva área) formada con la instalación de un transformador, un gabinete, dos cortacircuitos, dos Aparta rayos y una acometida, conforme al presente alcance de obra y se considera terminado para su estimación cuando a juicio de la Supervisión de Obra de la CFE, los elementos de la transferencia se encuentre correctamente instalado en el poste, las acometidas sujetadas a la cruceta, con la conexión al bajante de tierras, con el cableado y puentes de forma correcta.

Consideraciones generales.

- Se deberá realizar distribución de usuarios por cada transformador verificando distancias de acometida.
- Verificar si con el transformador a conectar tiene la capacidad para instalar acometidas trifásicas en caso de que apliquen.
- Verificar si para poder brindar el suministro con el transformador proyectado la trayectoria de la acometida tendría que realizar algún cruce o cambio de dirección “acometida tipo L”.
- Detallar la ubicación exacta de las concentraciones de medidores.

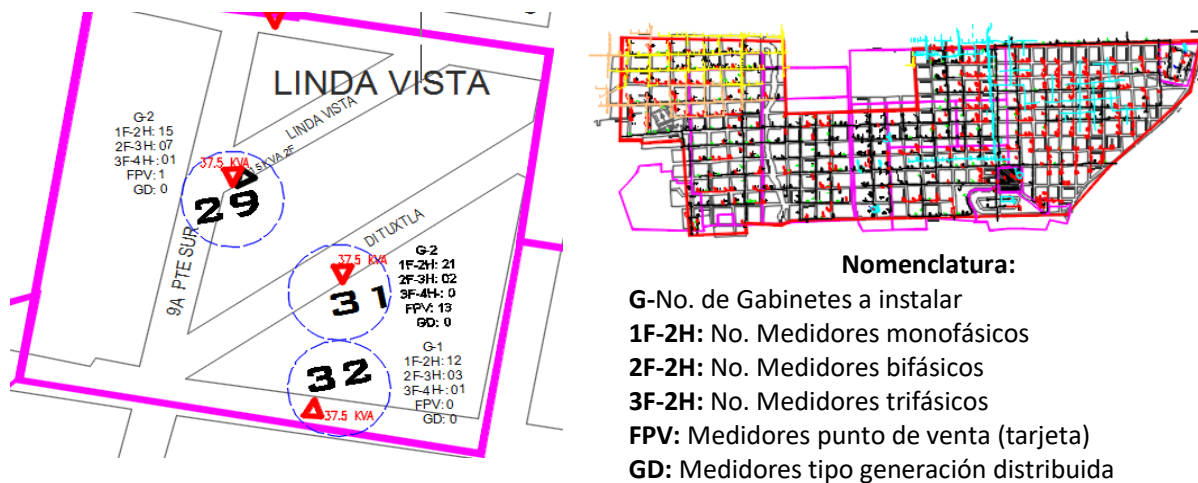


Figura 3.21. Numero de medidores y transformadores.

Caso especial concentraciones.

- Se deberá agrupar en la tabla, el grupo de medidores de la concentración.
- Verificar si existe posibilidad de instalar gabinete frente a la concentración.
- Tomar evidencia panorámica de concentración y anotar si la concentración se encuentra en la parte interna o externa del inmueble y las posibles complicaciones para la instalación de los dispositivos AMI.

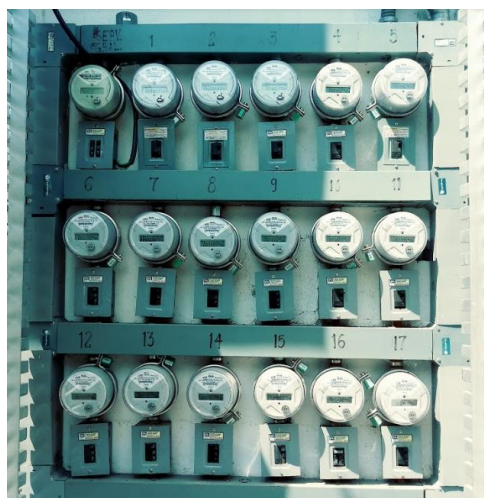


Figura 3.22. Concentración de medidores.

Caso especial concentraciones

- Concentración de medidores al interior de inmuebles que comparten mufa.



Figura 3.23. Concentración interior de medidores.

3.4.4 Checklist.

Checklist es el mantenimiento preventivo y correctivo antes del montaje donde se debe checar lo siguiente:

- Revisar Cable tierra esté conectado a la varilla.
- Revisar cable de tierra conectado directo al GMM y no a la cruceta.
- Revisar no continuidad entre soquet y neutro.
- Tomar lectura de voltaje antes de conectar cable de alimentación al GMM.
- Revisar Limpieza de GMM.
- Confirmar neutro esté conectado correctamente.
- Revisar todos los opresores estén apretado hasta el fondo.



Figura 3.24. Checklist.

Inspección visual

- Revisar la estructura del gabinete, que se encuentre en buen estado y sin abolladuras o filos que dañen al personal
- Usando la llave de apertura de puerta o t, abriremos el gabinete para revisar en su interior.
- Revisar visualmente las piezas en su interior, retirando telarañas, basura, tierra, del interior del gabinete.
- Detectar posibles anomalías visibles y anotarlas como registro de anomalías.
- Anote en hoja de revisión el número de gabinete a inspeccionar, el cual se encuentra en la tapa parte frente del gabinete.



Figura 3.25. Inspección de gabinete.

Desarmado de componentes del gabinete.

Antes de comenzar el desarmado de los componentes, se revisa las conexiones y arneses de los mismos.



Figura 3.26. Componentes del gabinete.

Enseguida se retira la Bus bar, retiramos primeramente los cables de corriente, en el caso estén energizados, mantener mucho cuidado en el movimiento dentro del gabinete, ya que el mismo se encuentra aterrizado.

Ya que estén aislados los cables o retirados las alimentaciones (f1, f2, f3). Procedemos a retirar las Bus bar usando las llaves Allen largas de mango t (3/16 y 1/4), tener cuidado de los demás componentes. Si están instalados medidores, será

necesario retirar, para que se tenga un mejor espacio al realizar los movimientos de afloje y apreté.

Con mucho cuidado, desconectar los cables y arneses que se encuentran en la parte inferior de cada una de las Bus bar, en común se encontrara un arnés y dos cables con terminales, deben ser retirados sin forcejeo en forma recta suavemente. Ya que un sobre esfuerzo puede arrancar el pin conector o en caso mayor romper la tabla electrónica.

Usar w40 (afloja todo) para las piezas o adormilamientos que se encuentren con demasiado torque, pegados u oxidados. Se usa el dado 7/16 junto con la matraca o manera para retirar las tuercas aseguradoras.

Una vez retiradas las Bus bar, revisar los soquet o pinzas de conexión, que se encuentren en buen estado al igual que los tronillos opresores.



Figura 3.27. Desmontaje de Bus bar.

Por la parte trasera se encuentra una placa electrónica a lo largo de toda la Bus bar, para su revisión con mucho cuidado y detalle, usar el desarmador punta estrella, se puede limpiar con una franela o bien usando aire comprimido.

Una vez retirados los Bus bar, dentro del gabinete se cuenta con mayor espacio para retirar la CCG (centro de control del gabinete), retirando el tronillo con el dado 7/16 y matraca de 3/8, el ala de donde está asegurado es de tipo bisagra.

Retirar los arneses de la parte de atrás de la CCG, debe tenerse cuidado ya que en una mala manipulación de estos, pueden llegarse a romper, o al ser conectados, los pines pueden doblarse o quebrarse.

Anote en la hoja de revisión el número de la CCG correspondiente y coloque la CCG, en un lugar donde no pueda sufrir daños percances por humedad, polvo y temperaturas altas.

Arreglos para conexión bus bar gabinete:

Propuesta de balanceo de transformadores Arreglo trifásico 3 X 25 KVA

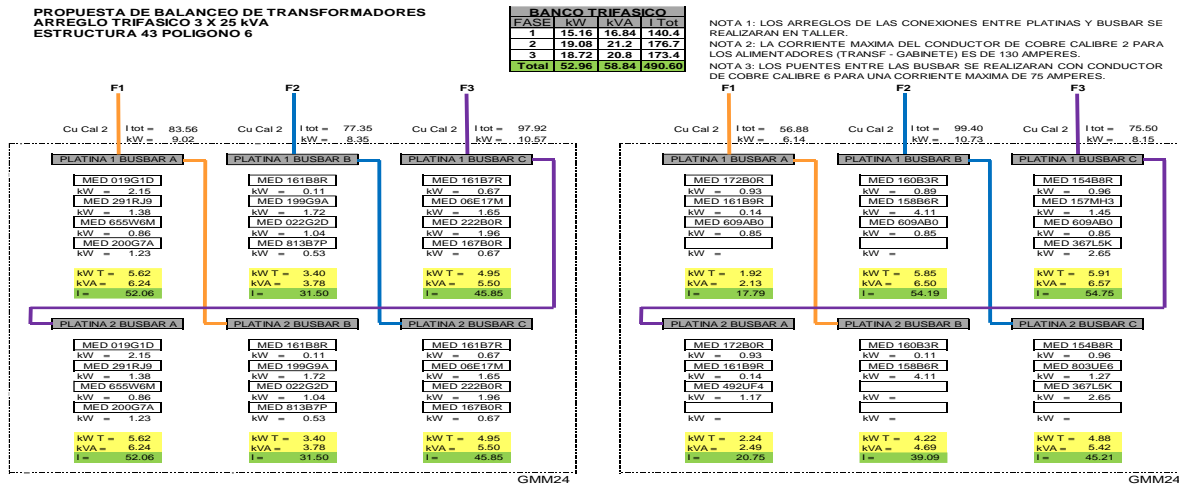


Figura 3.28. Balanceo de transformadores arreglo trifásico.

Se revisó el funcionamiento correcto de:

- Comunicación CCG.
- Comunicación con bus bar.
- Comunicación con antena.
- Pruebas con sensor óptico.
- Pruebas a switch.

Como también el funcionamiento correcto de los medidores.



Figura 3.31. Medidor MREX.



Figura 3.32. Prueba de gabinete con medidores MREX.

Cada medidor contiene un LED en donde tiene que tener una secuencia para verificar si en qué estado se encuentra el funcionamiento del medidor MREX, son tres tipos de secuencias.

- Secuencia medidor en estado correcto.
- Secuencia medidor sin comunicación.
- Secuencia medidor abierto.

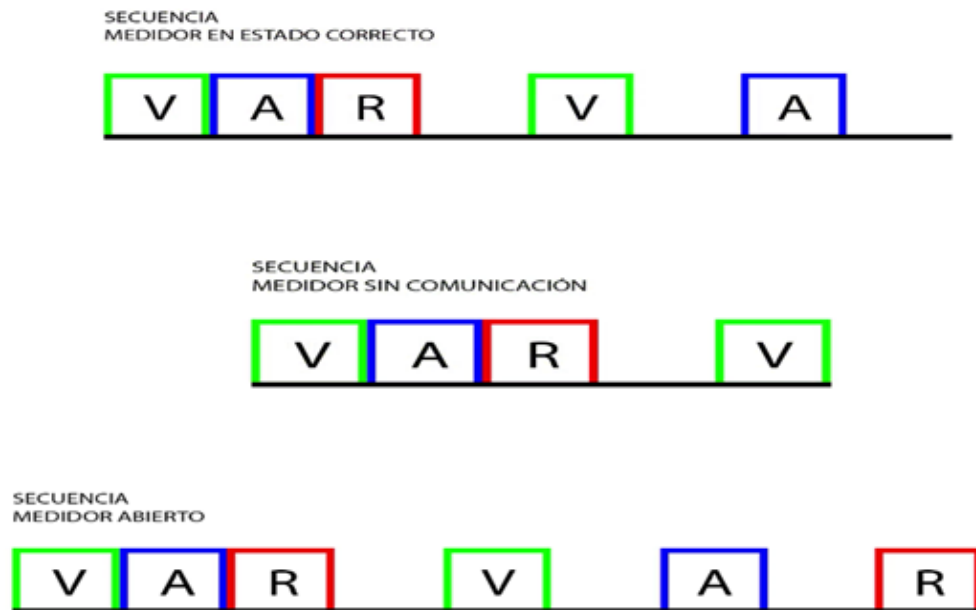


Figura 3.33. Secuencia de estado.

Para verificar si los Bus bar están funcionando correctamente se realiza una prueba en el software GMMTools, y la comunicación que existe, es decir, nos muestra el funcionamiento correcto de la CCG, se ve los medidores colocados en el gabinete.

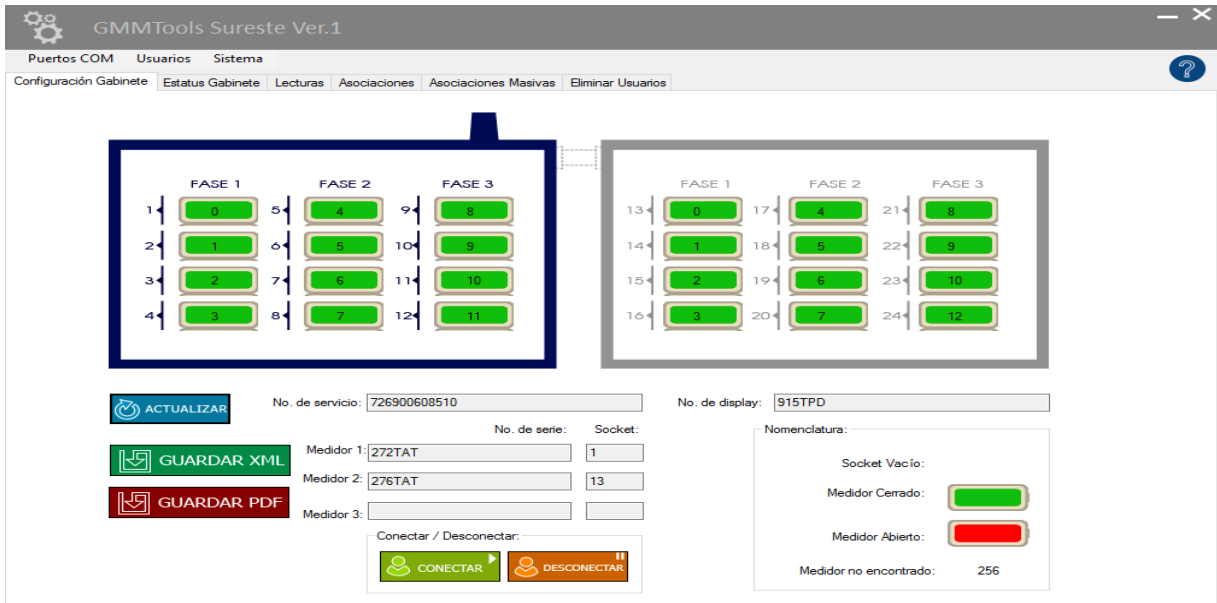


Figura 3.34. Prueba del software GMMTools.

3.4.5. Montaje de Gabinete.

Se refiere a todas las actividades necesarias para el montaje e instalación del Gabinete Tipo AMI con sello flexigrip, donde se instalarán colectores y medidores, se deben considerar los herrajes y accesorios necesarios, plataforma o cruceta para la sujeción al poste, maniobras, la interconexión al Transformador y la bajante de tierra, de acuerdo a la especificación CFE-DCMIARAS “Instalación de Equipo de Medición al Inicio de la Acometida en Red Aérea y Subterránea”, vigente

Cada gabinete contiene un kit de soporte para la instalación en el poste con el transformador.



Figura 3.35. Kit de soporte.

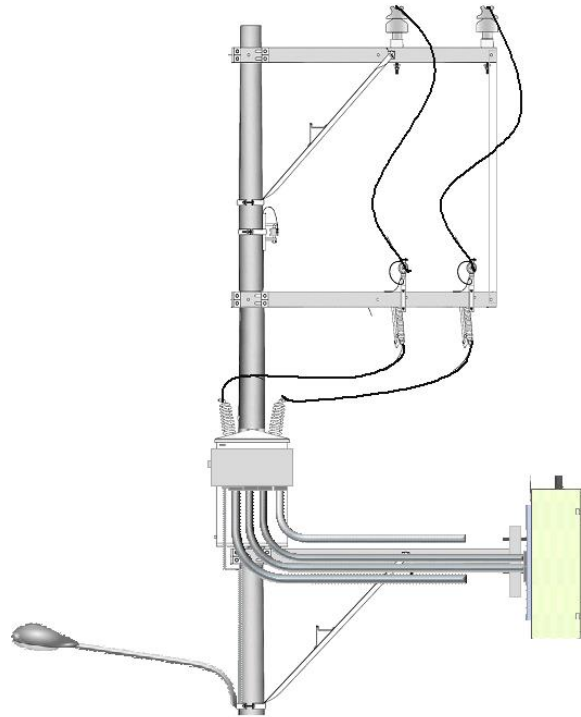


Figura 3.36. Montaje de gabinete.

Se realizar distribución de usuarios por cada transformador verificando distancias de acometida. Verificar si con el transformador a conectar tiene la capacidad para instalar acometidas trifásicas en caso de que apliquen.

Verificar si para poder brindar el suministro con el transformador proyectado la trayectoria de la acometida tendría que realizar algún cruce o cambio de dirección “acometida tipo L”.

2

CFE DCMIA102 SERVICIO MONOFÁSICO CON CARGA HASTA 5 KW EN BAJA TENSIÓN, ÁREA URBANA, RED AÉREA, CONSTRUCCIÓN AL FONDO DE LA PROPIEDAD Y MEDICIÓN AL INICIO DE LA ACOMETIDA

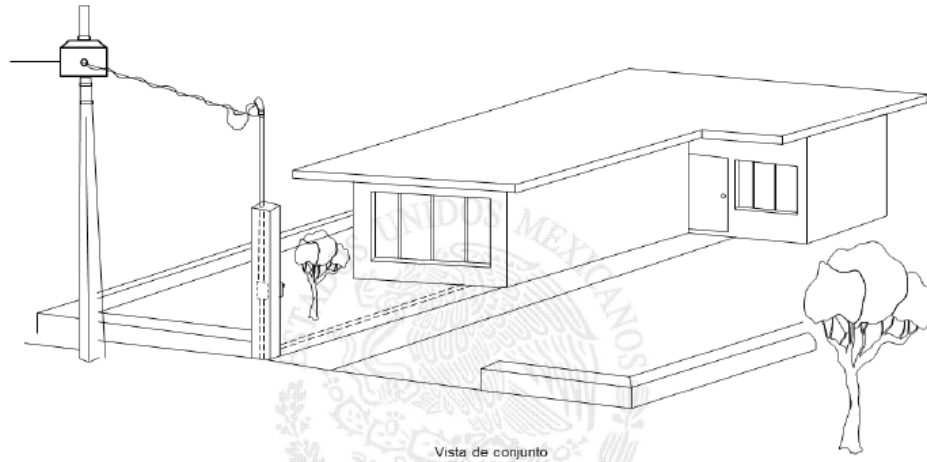


Figura 3.37. Instalación de acometida.

1. La longitud máxima de las instalaciones de baja tensión no debe exceder a 50 m, a cada lado del transformador.
2. Debe utilizarse sistema monofásico salvo aquellos casos en que se prevé que habrá cargas trifásicas.
3. Las capacidades de los transformadores tipo poste de 15 KVA y 25 KVA de poblados rurales y 25 KVA o 37.5 KVA en perímetros urbanos.
4. En áreas urbanas se considera invariablemente la instalación de baja tensión, con conductor de designación 85.00 mm^2 (3/0 AWG) para AAC y conductor de designación 53.5 mm^2 (1/0 AWG) para cobre.
5. Debe limitarse el uso del cobre en áreas donde se justifique técnica y económicamente.



Figura 3.38. Instalación de acometida en gabinete.

3.5 Propuesta y aceptación de mejoras para la disminución de las pérdidas no técnicas de Energía Eléctrica.

Reducción de pérdidas por conexiones ilegales, fraude y conexiones clandestinas.

Este tipo de pérdidas se establecerá mediante una revisión completa de los usuarios, tomando como referencia rutas preestablecidas.

Dónde:

- Si un usuario se encuentra conectado de forma directa se le instalara de manera inmediata un medidor.
- Si los sellos de seguridad de la tapa de vidrio del medidor no presentan señales de intervención por parte del usuario se procederá a revisar la bornera del mismo, colocando el sello nuevamente una vez realizado el trabajo y notificando las novedades encontradas.
- Si se encuentra un medidor en mal estado y se requiere la reposición del mismo se dejara un indicativo para su posterior cambio. El indicativo mencionado consiste en un sello de color diferente para usuarios de bajo consumo, y para usuarios de consumos relativamente altos se cambiara el medidor inmediatamente.
- Se dispondrá de un equipo de contrastación móvil (MAV2), con el objetivo de detectar en el sitio anomalías o desperfectos en el medidor en caso de existir. Y aquellos cuyo arreglo requiere necesariamente de una mesa trabajo serán llevados a laboratorio de la empresa para su calibración respectiva.
- El cambio de los medidores se lo hará con el mismo personal que lo retiro, preferentemente en las primeras horas de la mañana siguiente, para evitar perder el control de los medidores sacados. Estos medidores serán instalados en cajas antihurto, con el objetivo de evitar que sean intervenidos nuevamente. Una vez instalado el medidor en su caja se colocara un tornillo de seguridad que debe incluir un sello plástico, difícil de violentar, la sigla de la empresa y numerado para llevar en el computador un historial del cliente. Esto permite a la empresa tener un registro aparte del número y serial del medidor, un número

de sello puesto en la caja, este sello permitirá saber cuándo se produce el cambio del mismo ya que debe ser reportado inmediatamente.

- No existiendo pérdidas por fraude en los equipos de medición, se evitara que los abonados busquen otra forma de perjudicar a la empresa, ya sea por medio de la alteración de la acometida, para lo cual se instalara un cable concéntrico también llamado antihurto, el cual permitirá un fácil acceso a la línea de corriente.

3.5.1 Reducción de pérdidas por conexiones ilegales y fraude en la zona comercial e industrial.

1. Capacitación del personal de control en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas del equipo de medición.
2. Realizar inspecciones periódicas (mañana, tarde y noche) con el fin de detectar anomalías o intervenciones en el equipo de medición, mediante rutas preestablecidas.

Esta revisión consistirá en lo siguiente:

- Si los sellos de seguridad del equipo de medición no presentan señales de intervención por parte del usuario se procederá a revisar las conexiones del mismo, colocando el sello nuevamente una vez realizado el trabajo y notificando las novedades encontradas.
- Una vez sellado el equipo de medición se colocara un sello plástico, difícil de violentar, la sigla de la empresa y numerado para llevar en el computador un historial del cliente y de la persona que realizo la instalación o inspección del mismo. Esto permite a la empresa tener un registro aparte del número y serial del medidor, un número de sello puesto en la caja, este sello permitirá saber cuando se produce el cambio del mismo ya que debe ser reportado inmediatamente.
- Se dispondrá de un equipo de contrastación móvil (MAV2), con el objetivo de detectar en el sitio medidores con anomalías o desperfectos.
- Si se encuentra un medidor en mal estado se cambiara inmediatamente. El cambio de los medidores se lo hará con el mismo personal que lo retiro, para evitar perder el control de los medidores sacados.

- Se dispondrá de una cámara u otro equipo que permita registrar la evidencia en caso de hurto de energía.
- En caso de hurto de energía comprobada aplicar medidas de carácter jurídico-legales.
- Realizar un seguimiento de los consumos de los abonados, con el propósito de que estén dentro de los rangos estimados, se deberá contar con un sistema de información que involucre la Superintendencia de pérdidas y el departamento de facturación.

Lista de prioridades.

La lista de prioridades a seguir en la ejecución del plan estratégico de reducción de pérdidas de energía.

1. Priorizar la resolución de las pérdidas comerciales.
2. Lograr un compromiso de colaboración de todo el personal de la empresa.
3. Perfeccionar los procedimientos administrativos a fin de minimizar las pérdidas por administración.
4. Adiestrar a personal de toma de lecturas para advertir cualquier irregularidad existente.
5. Capacitar al personal de control en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas del equipo de medición.
6. Diferenciar por zonas geográficas y por tipo de clientela; de ser posible sectorizar las acciones en usuarios residenciales por tipo de barrios (precarios de bajos ingresos, ingresos medios, o altos ingresos).
7. Verificación y control de clientes mediante inspecciones permanentes.
8. Minimizar los tiempos de conexión y reconexión de servicios
9. Adecuar mecanismos técnicos y administrativos para la prevención de ilícitos.
10. Incentivar la eliminación de impuestos en las facturas de energía a fin de reducir el costo final al cliente.
11. Difusión constante del uso racional de la energía en los sectores de clientes de bajos recursos.
12. Facturación y multas a clientes infractores con capacidad de pago.

13. Facilidades de pagos por multas y gastos de conexión a clientes de bajos recursos.

14. Una vez normalizados los usuarios de zonas marginales, implementar sistemas de inspecciones de suministros permanentes y asistencia en caso de morosidad.

15. Reducción de pérdidas técnicas.

16. Evaluaciones constantes de las inversiones y los montos recuperados o no perdidos de energía.

17. Medición de pérdidas por sucursales y ciudades.

4. CONCLUSIÓN.

El proyecto que realizamos ha contribuido de manera muy importante para identificar y resaltar los puntos que hay que cubrir y considerar para llevar a cabo el análisis y propuestas de mejoras para reducir las pérdidas no técnicas en el suministro de energía eléctrica en Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. Una implementación exitosa de los sistemas avanzados de medición o sistemas con infraestructura de medición avanzada AMI.

Este proyecto nos deja muchas cosas importantes que reflexionar y muchas otras las ha reforzado como puntos angulares para llevar a cabo una buena implementación.

Con estos sistemas se facilitara la comunicación automatizada de dos vías entre dispositivos de medición inteligente y los procesos de las compañías de electricidad, para que éstas obtengan información de consumo, de demanda, de la forma y momentos de uso de la energía por parte de los consumidores, quienes obtienen información de gran utilidad para tomar decisiones respecto a la forma, períodos de uso y control de la energía que consumen los usuarios.

5. RECOMENDACIONES.

La infraestructura de los sistemas AMI permitirá obtener información relacionada con la problemática asociada al control de pérdidas y a la operación eficiente de la red eléctrica. El proyecto consiste en la construcción de una infraestructura de medición avanzada que permitirá incrementar la eficiencia en el proceso de distribución y facturación de las empresas eléctricas con el uso de medidores inteligentes, redes de comunicaciones y el sistema de gestión de datos de medición. Reduciendo así las pérdidas no técnicas y licitaciones por parte de los usuarios.

Realizar diversos cursos y capacitaciones para los contratistas, linieros y supervisores, en los trabajos de maniobras a realizar para concluir el proyecto asignado.

Dar a conocer este proyecto a los usuarios, para facilitar las maniobras en los polígonos seleccionados.

6. BIBLIOGRAFÍA

- CFE. (2016). *Licitaciones de CFE*. Obtenido de CFE:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Licitaciones/Licitaciones/Detalle?Numero=LO-018TOQ054-E34-2016&TipoBusqueda=1>
- Contador de luz digital. (2019). *Funcionamiento del medidor de luz digital*. Obtenido de Contador de luz digital: <https://www.mipodo.com/blog/eficiencia-energetica/medidor-luz-digital-funciona/>
- cumbre. (9 de diciembre de 2015). *Adjudica CFE proyecto de Reducción de Pérdidas de Energía en Tabasco y Chiapas*. Obtenido de cumbre: cumbre.com.mx/?p=7483
- depositphotos. (2019). *seccionador*. Obtenido de depositphotos:
<https://mx.depositphotos.com/183730660/stock-photo-high-voltage-electrical-disconnector-rlk.html>
- egehaina. (2019). *Las pérdidas de energía y su impacto en el déficit eléctrico*. Obtenido de egehaina: egehaina.com/las-perdidas-de-energia-y-su-impacto-en-el-deficit-electrico-2/
- Fibra optica y Redes. (2013). *Puesto a tierra*. Obtenido de Fibra optica y Redes:
fibraoptica.blog.tartanga.eus/2013/04/15/sistemas-de-puesta-a-tierra-en-las-instalaciones-de-cableado-estructurado/
- Grupo TEI Mexico. (2019). *Restaurador*. Obtenido de Grupo TEI Mexico:
https://grupoteimexico.com.mx/restauradores_en_sf6.php
- ineel. (2015). *Aplicacion de tecnologia de medicion avanzada*. Obtenido de ineel:
<https://www.ineel.mx/boletin042015/tecni1.pdf>
- MULTICO. (2019). *corta circuito fusibles*. Obtenido de MULTICO:
www.multico.com.mx/electrico/fichas-ccf3d.php
- Tecnologia & Informatica. (2019). *Sistema operativo*. Obtenido de Tecnologia & Informatica:
<https://tecnologia-informatica.com/el-sistema-operativo/>
- Tecnologia-Industrial.es. (2019). *Transformador*. Obtenido de Tecnoplogia-Industrial.es:
www.tecnologia-industrial.es/Transformador.htm



Figura 7.1. Capacitación de checklist.



Figura 7.3. Módulo Remoto de Energía (parte de enfrente).



Figura 7.4. Módulo Remoto de Energía (parte de atrás).

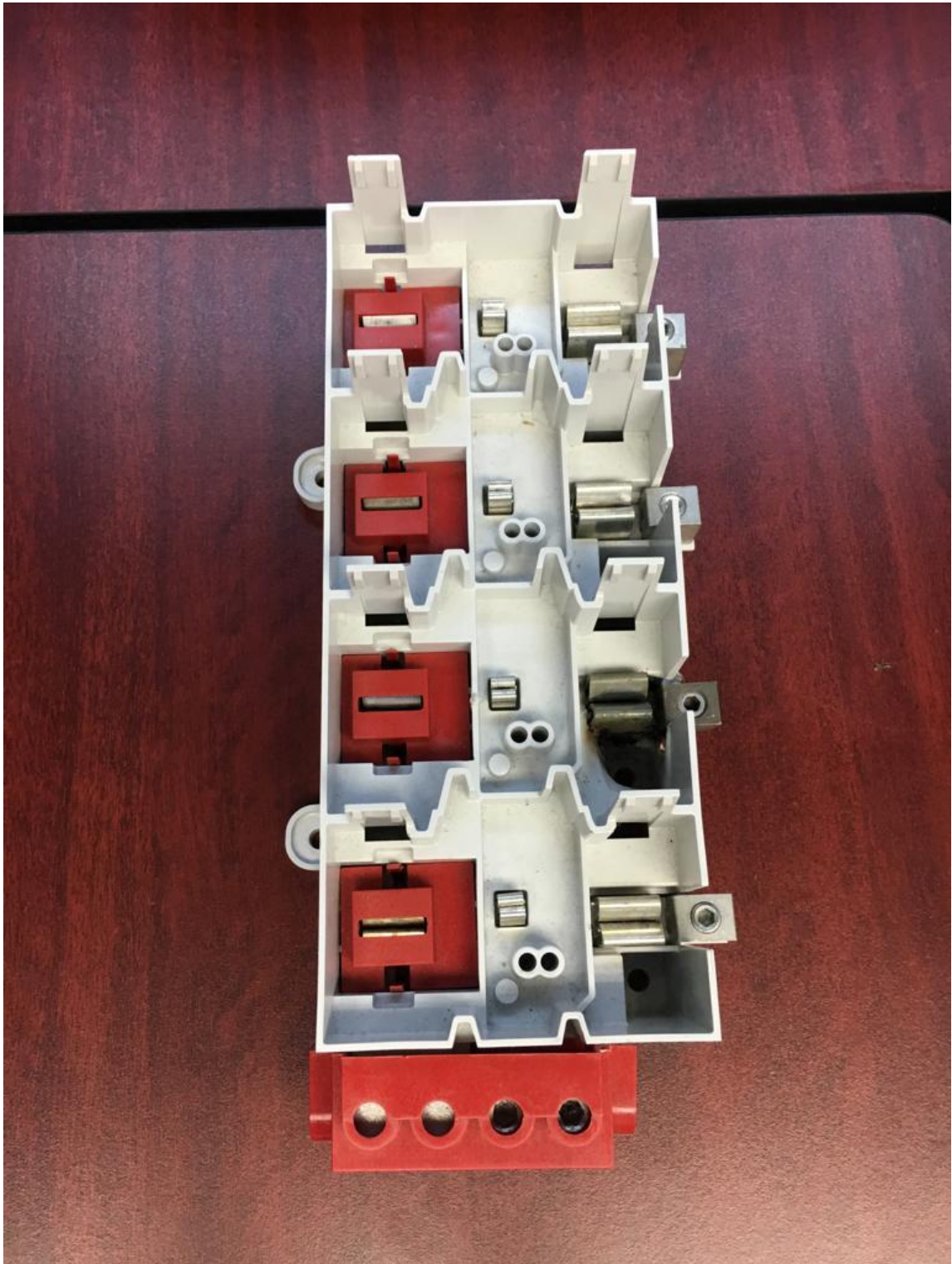


Figura 7.5. Bus Bar.



Figura 7.6. Gabinete.