

DEDICATORIA

A Dios Principio y fin de todas las cosas.

A mi hermosa Familia, mi esposa Viviana y mis amadas hijas Ana Esther y Luz Natalie, por su apoyo incondicional en cada etapa de nuestro caminar.

A Antoine de Saint Exupery cuando era niño.

.

Agradecimientos

Al Pueblo de México cuyo trabajo y esfuerzo hace posible la existencia de la Educación Pública.

A mi asesor Dr. Iván de Jesús Rivas por su apoyo y colaboración para la realización de este trabajo.

A mis compañeros y maestros de la Universidad Politécnica de Tulancingo por compartir las clases y enriquecer con sus experiencias hacer muy grato el paso por sus aulas.

Mil gracias.

Contenido.

	PÁG.
RESUMEN.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE TABLAS.....	X
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
JUSTIFICACIÓN.....	3
OBJETIVO GENERAL.....	4
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
CAPITULO 2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.....	5
2.1 INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	6
2.2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN.....	7
2.3 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN.....	8
2.4 BREVE DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN TULANCINGO.	10
CAPITULO 3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	13
3.1 BALANCE DE ENERGÍA.....	13
3.2 TARIFAS PARA LA VENTA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	19
3.2.1 <i>Tarifas Específicas</i>	21
3.2.2 <i>Tarifas Generales</i>	21
3.3 TENSIÓN DE SUMINISTRO.....	21
3.4 MEDICIÓN DE LOS SERVICIOS POR TIPO DE SUMINISTRO.....	22
3.5 FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA.....	23
3.6 PERDIDAS DE ENERGÍA.....	23
3.6.1 <i>Pérdidas técnicas</i>	24
3.6.2 <i>Pérdidas No técnicas</i>	24
3.7 HISTORIAL DE ENERGÍA PÉRDIDA.....	26
CAPÍTULO 4 CONSUMO DE ENERGÍA EN UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN.....	28
CAPÍTULO 5 BALANCE DE ENERGÍA POR CIRCUITO.....	35
5.1 SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (GIS).....	35
5.2 UBICACIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO DEL CIRCUITO.....	36
5.3 UBICACIÓN DE LOS SERVICIOS MÁS REPRESENTATIVOS DEL CIRCUITO.....	38

5.4 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS POR CIRCUITO.	39
5.4.1 Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de media tensión.....	39
5.4.2 Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de subestaciones de AT/MT.....	41
5.4.3 Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución,	43
5.4.4 Cálculo de pérdidas técnica en transformadores particulares	46
CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RESULTADOS.	48
TRABAJO FUTURO.	49
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXOS.....	53
REPORTE DEL DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TULANCINGO.	54
REPORTES OBTENIDOS DEL MODULO SIGED.....	55
REPORTES DE FACTURACIÓN DE SERVICIOS.	57

Resumen.

Las pérdidas de energía en circuitos de distribución son un tema de gran relevancia para el sector eléctrico, ya que el poder cuantificar las mismas permite el poder plantear estrategias orientadas a la disminución de dichas pérdidas. Ya que actualmente estas representan una cantidad económica importante que impacta en las finanzas de las empresas suministradoras del servicio de energía eléctrica. En el contexto actual de la reforma energética del país en el cual las empresas de suministro eléctrico deben lograr la mayor eficiencia de sus procesos, para ser más competitivas y para ofrecer un mejor servicio en el mercado eléctrico mayorista.

En este trabajo se propone utilizar la información con que se cuenta en los sistemas de información Geográfica y Eléctrica de Distribución (SIGED), sistema Integral de Administración en Distribución (SIAD) y sistema de Información Comercial (SICOM) con que cuenta la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el propósito de realizar un balance de energía por circuito de distribución.

Lista de figuras

Fig. 1-1 Evolución de las pérdidas de energía a nivel nacional.....	3
Fig. 2-2 Regiones del sistema eléctrico nacional.....	5
Fig. 2-2 Regiones de Generación.....	7
Fig. 2-3 Principales enlaces de transmisión.....	8
Fig. 2-4 Divisiones de distribución.....	9
Fig. 2-5 Nuevas zonas de distribución en el centro del país.....	10
Fig. 2-6 Ubicación geográfica de la zona de distribución Tulancingo.....	11
Fig. 3-1 Esquema del balance de energía en el proceso de distribución.....	14
Fig. 3-2 Ubicación de medidores en líneas y bancos en AT y MT para balance de energía de la zona Tulancingo.....	17
Fig. 3-3 Ubicación de medidores en subestaciones para balance de energía y desarrollo del Mercado Eléctrico.....	18
Fig. 3-4 Representación de tarifas eléctricas por segmento de la red de distribución.....	22
Fig. 3-5 Comportamiento Histórico de las pérdidas de energía de la zona Tulancingo....	26
Fig. 4-1 Pantalla de Inicio del sistema SIAD.....	28
Fig. 4-2 Pantalla principal del módulo de pérdidas de energía.....	29
Fig. 4-3 Pantalla de energía recibida en Media tensión.....	30
Fig. 4-4 Pantalla de energía entregada en Media tensión.....	31
Fig. 4-5 Pérdidas técnicas en bancos de transmisión.....	32
Fig. 4-6 Pérdidas técnicas en equipos de Medición.....	32
Fig. 4.7 Perdidas técnicas en circuitos de distribución.....	33
Fig. 4-8 Ilustración de los flujos de energía en Media tensión.....	34

Fig. 5.1 Ubicación de transformadores de distribución en el circuito TLG5050	38
Fig. 5.3 Reporte de parámetros eléctricos del circuito TLG5050 con software synergiee.....	41

Lista de tablas

Tabla 2-1 Municipios que atiende la zona Tulancingo.....	10
Tabla 3-1 Instancias que intercambian energía con la zona Tulancingo.....	17
Tabla 5-1 servicios suministrados en media tensión	38
Tabla 5-2 Valores de consumos y demandas del circuito en un año móvil.....	39
Tabla 5-3 Valores máximos de pérdidas permisibles en transformadores de potencia....	43
Tabla 5-4 Inventario de transformadores trifásicos obtenida del SIGED.....	43
Tabla 6-1 Resumen de los consumos de energía del circuito TLG5050.....	48

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.

Las pérdidas de energía eléctrica representan un problema generalizado y suponen un alto costo para los países aproximadamente la mitad de las naciones de América Latina y el Caribe tienen pérdidas de electricidad por encima del promedio de 17%. El costo anual de estas pérdidas se estima entre US\$11,000 y US\$17,000 millones (en 2012 el equivalente al 0.19% y 0.3% del PIB de América Latina) [1].

En contraste, las pérdidas de electricidad en países desarrollados miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) han fluctuado en promedio entre 6% y 8% de la producción total de electricidad y son principalmente de carácter técnico, resultado del transporte de energía en sistemas relativamente eficientes[2].

Los niveles de pérdidas eléctricas constituyen una importante medida de la eficiencia y sustentabilidad financiera del sector eléctrico. En el transporte de energía, estas pérdidas se refieren a la diferencia entre la electricidad que ingresa a la red y la que es entregada para el consumo final, y son reflejo del nivel de eficiencia de la infraestructura en transmisión y distribución. El concepto de pérdidas eléctricas incluye también la electricidad entregada pero no facturada, que se traduce directamente en pérdidas financieras y sirve como indicador del desempeño operacional de las empresas suministradoras de energía eléctrica. Reducir los niveles de pérdidas eléctricas puede contribuir a la generación con fuentes de energía limpia, y se traduciría en ingresos adicionales para las empresas eléctricas con las consiguientes mejoras en la recuperación de costos y en su viabilidad económica. La reducción en los niveles de pérdidas implicaría también una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero, que representan un impacto considerable sobre el medioambiente, debido

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

principalmente a las emisiones de CO₂ producidas durante el proceso de generación. Las ineficiencias en los sistemas eléctricos se traducen en mayores demandas de generación de electricidad para satisfacer el consumo final, este impacto es relevante en países donde la generación depende en gran medida de combustibles fósiles, como son los casos de México, República Dominicana, Honduras y Nicaragua. Así como una reducción en las tarifas eléctricas para el consumidor final.

En el capítulo 2 se describe la conformación del Sistema Eléctrico Nacional desde lo más general hasta llegar al caso específico de la zona de distribución donde se desarrolla el presente trabajo.

El Capítulo 3 se presenta algunos conceptos importantes como son balance de energía, pérdidas de energía y facturación de servicios entre otros.

En el capítulo 4 se presenta la información de los elementos de un circuito de distribución que entregan las plataformas SIAD y SIGED, así como los cálculos de pérdidas técnicas conforme a los procedimientos establecidos.

En el capítulo 5 se realiza un análisis de la información de consumos y demandas de los principales usuarios y equipos alimentados en el circuito y por último las conclusiones a las que se llegaron se presentan en el capítulo 6.

JUSTIFICACIÓN.

En el contexto de la reforma energética de nuestro país donde uno de los principales intereses es el abatimiento del índice de pérdidas de energía que en el 2015 fueron de 16.509 GWh. Equivalente al 6% del total de energía recibida estimación basada en el costo interno de transferencia. Mientras que las pérdidas no técnicas fueron de 19.865 GWh. Que representa el 7.2% del total de energía recibida, con un monto económico de 27.5 mil millones de pesos estimación con base en el precio medio de venta [3]. En la Fig. 1.1 se puede apreciar el comportamiento de las pérdidas de energía a nivel nacional para los últimos años en donde a partir del año 2010 se nota que el índice de perdidas presenta un comportamiento a la baja.

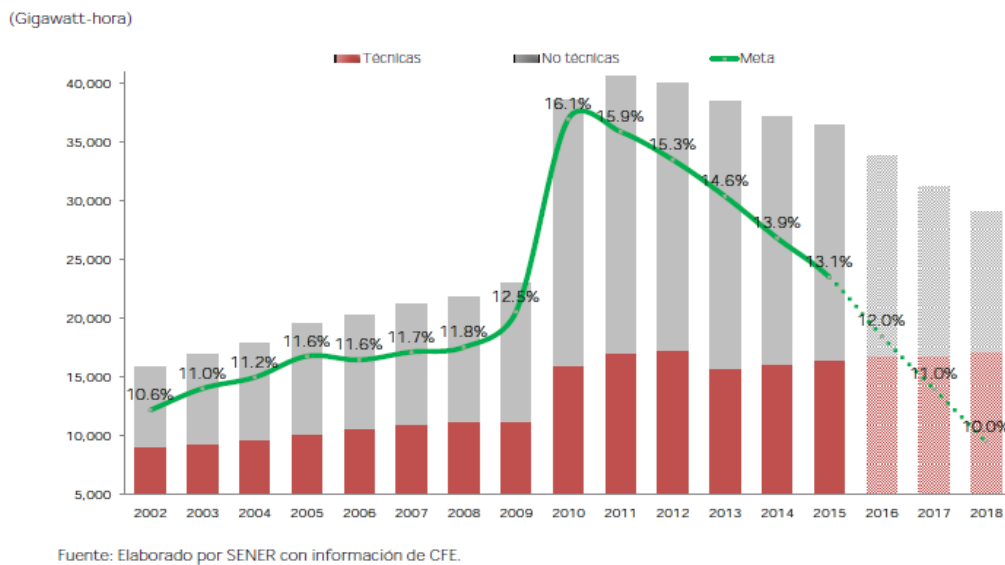


Fig. 1-1Evolución de las pérdidas de energía a nivel nacional

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

OBJETIVO GENERAL

En este trabajo se presenta un análisis del comportamiento de consumos y demandas de los componentes de un circuito de distribución, Para lo cual se utilizara la información y las funciones de sistemas existentes de información geográfica (GIS) administración y estadística de redes de distribución (SIAD, SIGED), Así como también los datos de la facturación de servicios para realizar el balance de energía en un circuito de distribución.

OBJETIVOS ESPECIFICOS.

Aplicar la metodología establecida en el procedimiento para la determinación de pérdidas eléctricas en el sistema eléctrico de distribución para el caso particular de un circuito de distribución en el estrato de media tensión.

Ubicar los servicios más importantes en un circuito de distribución utilizando los sistemas de información geográfica y estadística.

Realizar un análisis del comportamiento de la facturación de los servicios con mayores demandas del circuito seleccionado.

CAPITULO 2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por el sector público, que se integra por la infraestructura de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los productores independientes de energía, y aquella energía no suministrada al servicio público – privados-. La infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases:

Generación

Transformación y transmisión en alta tensión

Distribución en media y baja tensión

Ventas a usuarios finales.

El SEN se organiza en nueve regiones como se muestra en la Figura 2.1 La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida. Las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali.



Fig. 2--1 Regiones del sistema eléctrico nacional

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

El Centro Nacional en el Distrito Federal coordina el despacho económico y la operación segura y confiable del SEN.

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN. (Sistema Interconectado Nacional) Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados. El sistema de Baja California (norte) opera ligado a la red eléctrica de la región occidental de EUA —Western Electricity Coordinating Council (WECC) — por medio de dos enlaces de transmisión a 230 KV [4].

2.1 Infraestructura de Generación de Electricidad.

A diciembre de 2015, la infraestructura de generación estaba integrada por 188 centrales, con 1,020 unidades de generación. En conjunto, la capacidad instalada era de 54,852.2 Megawatts (MW). Esta capacidad estaba integrada por: 41,899.4 MW de centrales operadas por la Subdirección de Generación (SDG) incluyendo los 1,510 MW de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. Además, gestiona 12,952.8 MW de 29 centrales de Productores Independientes de Energía (PIE).

La CFE tiene distribuidas sus centrales en el territorio nacional agrupadas en cinco Gerencias Regionales de Producción (GRP): Noroeste, Norte, Occidente, Central y Sureste. Las cuales se presentan en la Fig. 2.2 Además, se cuenta con la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas que administra la Central Nuclear de Laguna Verde [5].

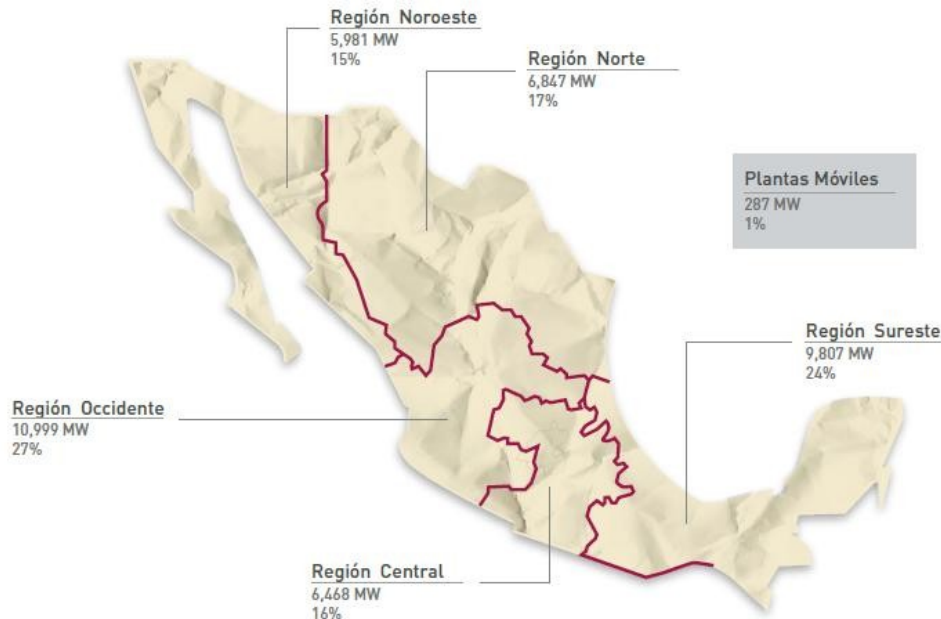


Fig. 2-2 Regiones de Generación

2.2 Infraestructura de Transmisión.

El Sistema de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) contaba al cierre del año 2015 con una capacidad instalada en operación de 166,279.6 Megavolts Ampere (MVA), en 486 subestaciones de potencia. Para el transporte de la energía eléctrica de un punto a otro, contaba con 57,784.51 kilómetros de líneas de transmisión en los voltajes de 400, 230, 161 y 115 Kilovolts (KV), con un manejo de energía anual de aproximadamente 265,350 Gigawatts hora (GWh).

La CFE cuenta con una red de transmisión troncal integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en muy alta tensión (400 KV y 230 KV) que permiten conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Éstas se alimentan de las centrales generadoras y abastecen las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

Las redes de subtransmisión son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión (69 KV a 161 KV), y se caracterizan por suministrar energía a redes de distribución en

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión. En la Fig. 2.3 se observan algunos de los principales enlaces de la red de transmisión.



Fig. 2-3 Principales enlaces de transmisión.

2.3 Infraestructura actual de las Redes Generales de Distribución

Al cierre de 2015, el Sistema Eléctrico de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) contaba con una capacidad instalada en operación de 55,464 Megavolts Ampere (MVA) en 1,922 subestaciones de potencia. Para distribuir la energía eléctrica a la población, contaba con 828,653 kilómetros de líneas de tensiones alta,

media y baja, así como con alrededor de 1.42 millones de transformadores de distribución.

Divisiones de Distribución.

CFE proporciona el servicio de electricidad a todo el país a través de 16 Divisiones de Distribución formalmente constituidas, incluyendo las tres del Valle de México — formalizadas mediante el comodato celebrado con el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes., las zonas Tula, Tulancingo y Pachuca, se adicionaron a la División Centro Oriente [6]. En la Fig. 2.4 están definidas el área geográfica que abarca cada una de las divisiones de distribución y en la Fig. 2.5 las nuevas zonas del centro del país.



Fig. 2-4 Divisiones de distribución.

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

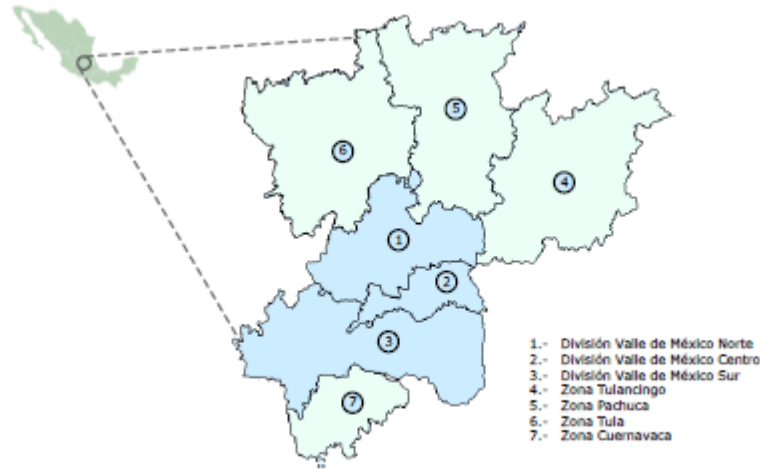


Fig. 2-5 Nuevas zonas de distribución en el centro del país.

2.4 Breve descripción de la Zona de Distribución Tulancingo.

La zona de distribución Tulancingo atiende 11 municipios del estado de Hidalgo, y 3 municipios del estado de Puebla los cuales se presentan en la Tabla 2.1. Está conformada por 4 áreas de distribución a saber Tulancingo, Cuauhteppec, Huachinango y Apan. Como se muestra en la fig. 2.6

Tabla 2-1 Municipios que atiende la zona Tulancingo.

ESTADO	MUNICIPIO	SUPERFICIE km ²	POBLACION
HIDALGO	01 ACATLÁN	32	17914
	02 ACAXOCHITLÁN	226.1	34892
	03 APAN	346	39247
	04 CUAUTEPEC DE HINOJOSA	372.6	45527
	05 EMILIANO ZAPATA	372.6	12309
	06 TULANCINGO	290.4	129935
	07 TEPEAPULCO	239	49850
	08 TLANALAPA	156.7	8662
	09 SANTIAGO TULANTEPEC	89.9	29246
	10 ZEMPOALA	305.8	27333
	11 SINGUILUCAN	334	13143
PUEBLA	01 AHUAZOTEPEC	111	9573
	02 HUAUCHINANGO	160.7	90846
	03 JUAN GALINDO	44.66	9616
Total		3081.46	518093

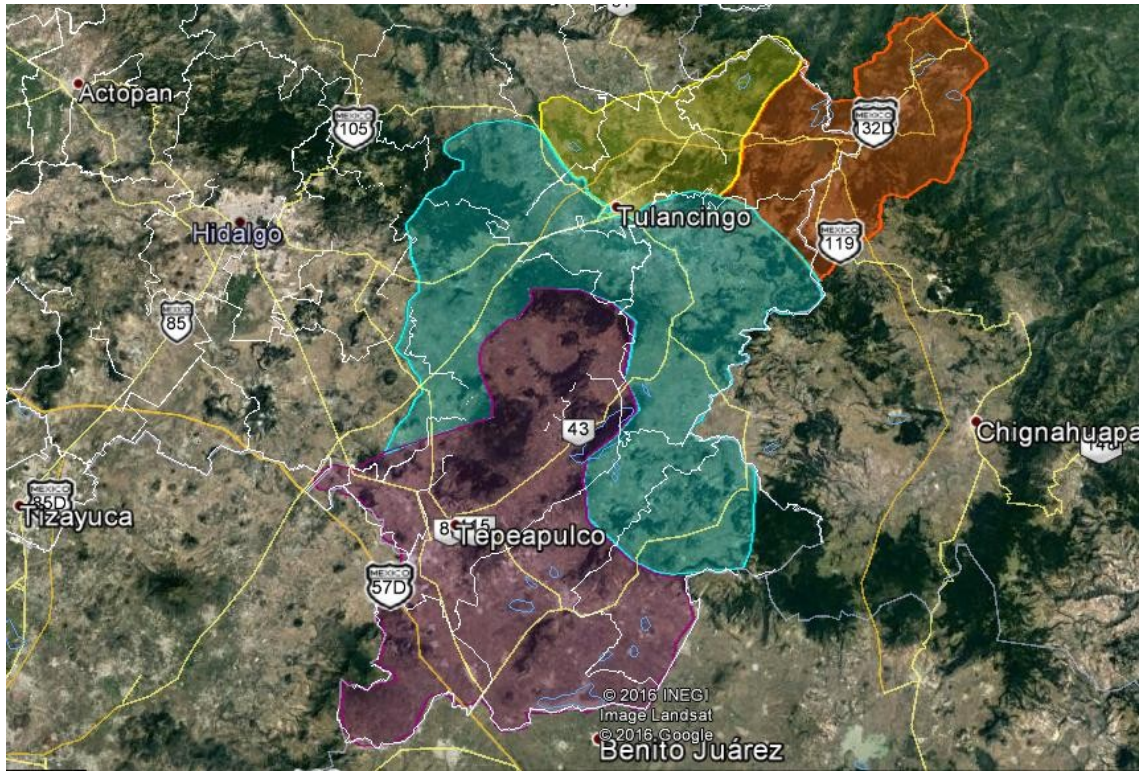


Fig. 2-6 Ubicación geográfica de la zona de distribución Tulancingo.

La Zona Tulancingo tiene una extensión territorial de 3,126 km². Atendió en el año 2015 a 174,601 usuarios de 11 municipios de Hidalgo y 3 de Puebla, facturó 1,037,450 MDP con 83,109 MWh vendidos en el mismo período. Su demanda máxima fue de 283.9 MW, 157.2 MW en media tensión y 126.7 MW en alta tensión, el índice de crecimiento anual de su demanda en Media Tensión es del 0.43%. Su índice de pérdidas en el año móvil Enero-Diciembre del 2015 fue del 15.86%.

La Zona Tulancingo recibe energía de 3 centrales de generación con una capacidad instalada de 199.5 MW en 16 unidades de generación, la energía generada es distribuida mediante 39.7 kilómetros de líneas de alta tensión a las propias subestaciones de potencia de la zona, así como hacia otras zonas de distribución.

La energía recibida es transformada de niveles de voltaje de alta tensión mediante transformadores de potencia con una capacidad instalada de 150 MVA, esta energía es

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

transmitida mediante 148.31 kilómetros de línea de Alta Tensión hacia 174,601 clientes y 3 subestaciones de distribución y 2 subestaciones de transmisión en alta tensión. Mediante las 5 subestaciones de alta tensión y 2 subestaciones reductoras a media tensión, con un total de 12 Bancos de transformación, la energía recibida es transformada a niveles de media tensión y se distribuye mediante 32 Circuitos de media tensión con un total de 2,612 kilómetros de líneas a 888 transformadores de servicios particulares y 5,689 transformadores de distribución de CFE con capacidad instalada de 217.8 MVA, estos últimos alimentan a los 173,709 usuarios de baja tensión de la Zona mediante 2,704 kilómetros de líneas de Baja Tensión.

El sistema de subtransmisión de la Zona Tulancingo cuenta con 15 líneas de Alta Tensión las cuales cuentan con una longitud total 188.01 km.

Las pérdidas calculadas en el sistema de subtransmisión al cierre del año 2015 fueron de 12,213 MWh, Los 32 circuitos de media tensión con que cuenta la zona Tulancingo, de los cuales 30 circuitos tienen un nivel de tensión de 23 KV, 1 de 13.2 KV y 1 de 6.6 KV. Tienen una longitud total de 2,612 km, abarcando una extensión territorial de 3,126 km², los cuales se encuentran digitalizados en la base de datos de la plataforma Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución. SIGED, excepto los Circuitos de Media Tensión correspondientes a la Subestación El Salto. Para al año 2015 se obtuvieron unas pérdidas de energía de 13,937 MWh, disminuyendo con respecto al año 2014 donde las pérdidas fueron de 15,457 MWh, esto debido a que se realizaron obras para el cambio de nivel de tensión de los circuitos ACP-4010 (con nivel de voltaje en 13.2 KV) y el circuito ACP-4020 (con nivel de voltaje en 13.2 KV).

CAPITULO 3 PÉRDIDAS DE ENERGIA.

Pérdidas en Sistema de distribución.

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en técnicas y no técnicas en función de su origen. Las primeras se producen principalmente por el calentamiento de los elementos del sistema que la conducen y la transforman, y las no técnicas se presentan principalmente en la comercialización derivado de los usos ilícitos, fallas de medición y errores de facturación.

En los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), el promedio de pérdidas de energía es de 6%. En nuestro país las pérdidas técnicas del SEN fueron de 16,069 millones de Kw, lo que equivale a un porcentaje del 5.98%. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 16,065 millones de pesos, estimación basada en el costo interno de transferencia. En 2014, las pérdidas no técnicas fueron de 21,117 millones de Kw, lo que equivale a un nivel de 7.87%. El valor económico de las pérdidas no técnicas asciende a 33,318 millones de pesos, estimación basada en el precio medio de venta [7].

3.1 BALANCE DE ENERGIA.

Como se mencionó en el capítulo anterior la energía eléctrica es generada, enviada a través de líneas de transmisión a las subestaciones de distribución para finalmente ser entregada a los usuarios finales. Una parte significativa de esta energía es perdida en el proceso de la transmisión de la energía.

Dada la implicación económica que representa la perdida de energía en el sistema de distribución lo cual genera costos importantes debido a la necesidad de mayor generación y su consecuente necesidad de compra de combustibles. Por tal motivo es de gran interés para las empresas suministradoras la reducción de las perdidas en los sistemas eléctricos.

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

Para poder cuantificar el volumen de energía que se pierde es necesario realizar un balance de la energía que se recibe y se entrega en cada etapa del sistema, para lo cual en CFE existe el Procedimiento para la Elaboración del Balance de Energía MED-7001, el cual para el sistema de Distribución establece lo siguiente.

“El balance de energía es la cuantificación de la energía que se produce, se recibe, se consume y se entrega y se pierden por parte de algún sistema, durante un periodo determinado” [8]. Se elabora con los registros de las recepciones y entregas de energía eléctrica (Kw) para un sistema en específico, tomando en cuenta las mediciones obtenidas en los puntos de recepción y de entrega convenidos, siendo las pérdidas de energía del sistema, las que resultan de restar a la energía recibida y producida, la energía entregada y energía consumida. Lo cual se representa gráficamente en la fig. 3.1

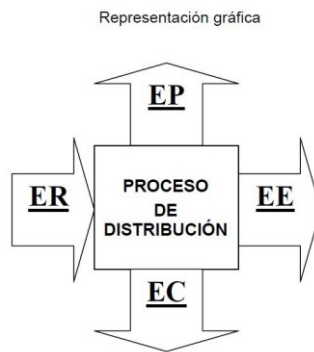


Fig. 3-1 Esquema del balance de energía en el proceso de distribución.

Representación matemática:

$$EP = ER - EE - EC$$

E P Energía Pérdida
 ER Energía Recibida
 EE Energía Entregada
 EC Energía Consumida

Donde cada concepto puede contener los componentes que se relacionan a continuación, utilizando los que apliquen, en forma particular para los balances de energía de cada zona dependiendo de las instancias de las que recibe y/o entrega energía.

ER: Energía Recibida, con algunos de los siguientes componentes:

RECIBIDA DE GENERACION.

DrGen: Distribución Recibe de Generación con los siguientes conceptos:

DrGc: Distribución recibe de Generación Carboeléctrica.

DrGcc: Distribución recibe de Generación Ciclo Combinado.

DrGci: Distribución recibe de Generación Combustión Interna.

DrGd: Distribución recibe de Generación Dual.

DrGe: Distribución recibe de Generación Eólica.

DrGg: Distribución recibe de Generación Geotermoeléctrica.

DrGh: Distribución recibe de Generación Hidroeléctrica.

DrGn: Distribución recibe de Generación Nucleoeléctrica.

DrGvc: Distribución recibe de Generación Vapor Convencional.

DrGtg: Distribución recibe de Generación Turbo Gas.

DrGs: Distribución recibe de Generación Solar Fotovoltaica.

DrGsp: Distribución Recibe de Generación para Servicios Propios.

DrGps: Distribución Recibe de Centrales en Puesta en Servicio.

RECIBIDA DE TRANSMISION

DrTra: Distribución Recibe de Transmisión.

DrTsp: Distribución Recibe de Transmisión para Servicios Propios.

DrPI: Distribución recibe de Productor Independiente.

DrA: Distribución recibe de Autoabastecedor.

DrC: Distribución recibe de Cogenerador.

DrPP Distribución recibe de Pequeño Productor.

DrPIps: Distribución recibe de Productor Independiente en proceso puesta en servicio.

DrAps: Distribución recibe de Autoabastecedor en proceso de puesta en servicio.

DrCps: Distribución recibe de Cogenerador en proceso de puesta en servicio.

DrPPps Distribución recibe de Pequeño Productor en proceso de puesta en servicio.

DrImp: Distribución Recibe de Importación.

DrODi: Distribución Recibe de Otras Divisiones.

DrOZo: Distribución Recibe de Otras Zonas de la misma División.

DrZCT: Distribución recibe de Transmisión Zona Centro

DrZCD: Distribución recibe de Distribución Zona Centro

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

EC: Energía consumida, con algunos los siguientes componentes:

DcupD: Distribución consume para servicios propios (autoabastecida).

DcrGs: Distribución consume recibida de Generación para servicios propios.

DcrTs: Distribución consume recibida de Transmisión para servicios propios.

EE: Energía entregada, con algunos de los siguientes componentes:

DeGen: Distribución Entrega a Generación con los siguientes conceptos:

DeGt2: Distribución entrega a Generación por el circuito externo.

DeGta: Distribución entrega a Generación por el transformador auxiliar.

DeGtar: Distribución entrega a Generación por el transformador de arranque.

DeGtp: Distribución entrega a Generación por el transformador principal.

DeCos: Distribución entrega a Generación para condensador síncrono.

DeTra: Distribución entrega a Transmisión.

DeTru: Distribución entrega a Transmisión para usos propios.

DeVus: Distribución entrega para ventas a usuarios (público y gobierno).

DeCon: Distribución entrega a Construcción de Distribución.

DeExp: Distribución entrega para exportación.

DeEP: Distribución entrega para exportación de permisionarios.

DeEls: Distribución entrega a edificios de CFE y locales sindicales.

DeFem: Distribución entrega facturada a empleados.

DePcr: Distribución entrega para porteo a cargas remotas.

DeODi: Distribución entrega a otras divisiones.

DeOZo: Distribución entrega a otras zonas de la misma división.

DeFac: Distribución entrega total facturada (DcupD + DeCon + DeVus + DeFem + DeUtp + Depp)

DeUtp Distribución entrega a Usuarios con transformador particular el 2% de la energía facturada por concepto de medición en baja tensión.

De%pp Distribución entrega pérdidas por porteo.

DeZCT Distribución entrega a Transmisión Zona Centro

DeZCD Distribución entrega a Distribución Zona Centro

Para poder obtener la información de la energía recibida y entregada se tiene que establecer la medición en cada punto de intercambio de energía. En la Zona Tulancingo se cuentan con varios puntos de venta de energía donde se entrega y se recibe energía hacia otras zonas y divisiones, los cuales se enlistan en la tabla 3.1.

Tabla 3-1 Instancias que intercambian energía con la zona Tulancingo.

Energía Recibida o Entregada	
De otras zonas	Pachuca y Tlaxcala
De otras Divisiones	Oriente y golfo Centro
De Transmisión	S.E El salto, Irló, KMC
De Generación	C.H Necaxa, Patla, Tepexic.

En la Fig. 3.2 se encuentran representados el diagrama unifilar correspondiente a la ubicación de las mediciones de líneas de transmisión que llegan a las diferentes subestaciones de la zona en alta y media tensión.

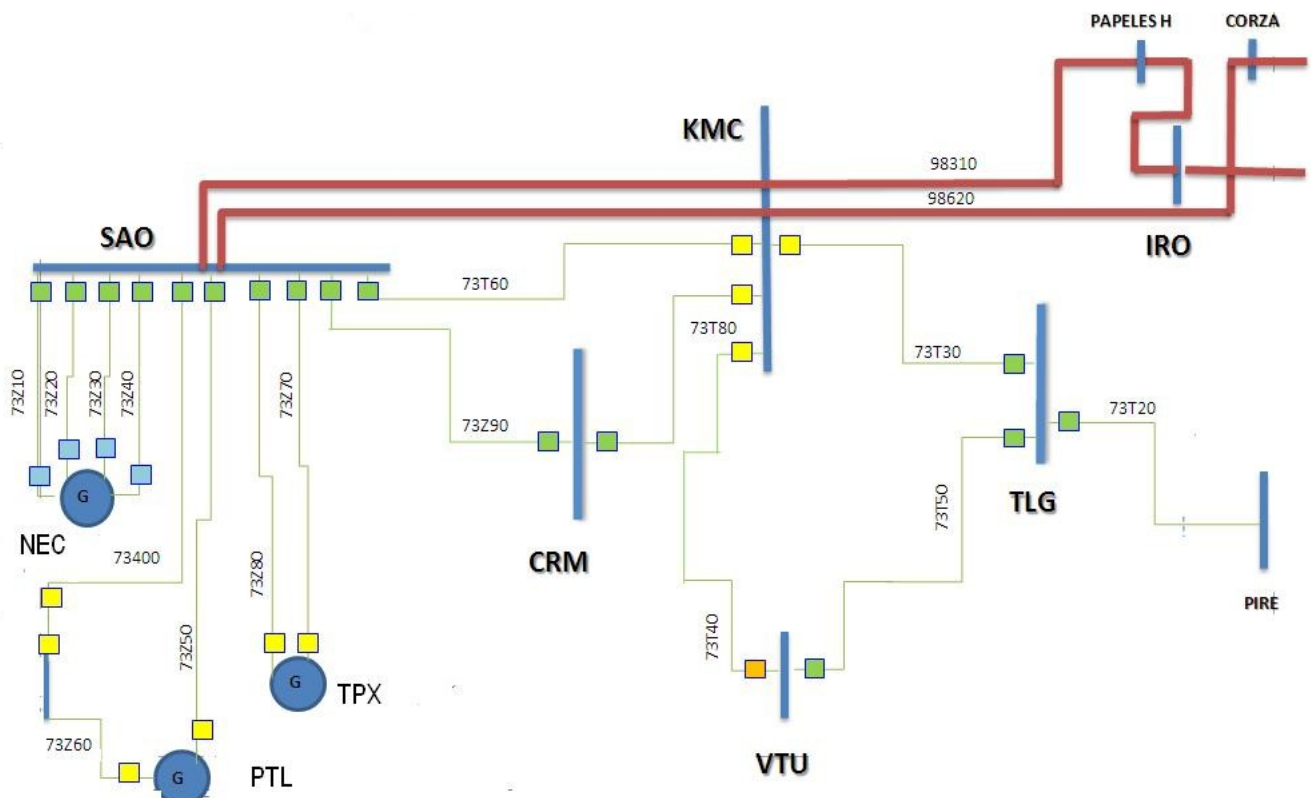


Fig. 3-2 Ubicación de medidores en líneas y bancos en AT y MT para balance de energía de la zona Tulancingo.

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

Con la información obtenida y registrada durante un periodo de un año se procede a determinar la energía perdida por la zona.

En la Fig. 3.3 se representan la ubicación y tipo de las mediciones en subestaciones de distribución, para la medición del consumo y demanda de energía en bancos y circuitos para la integración del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución (DMED) [9].

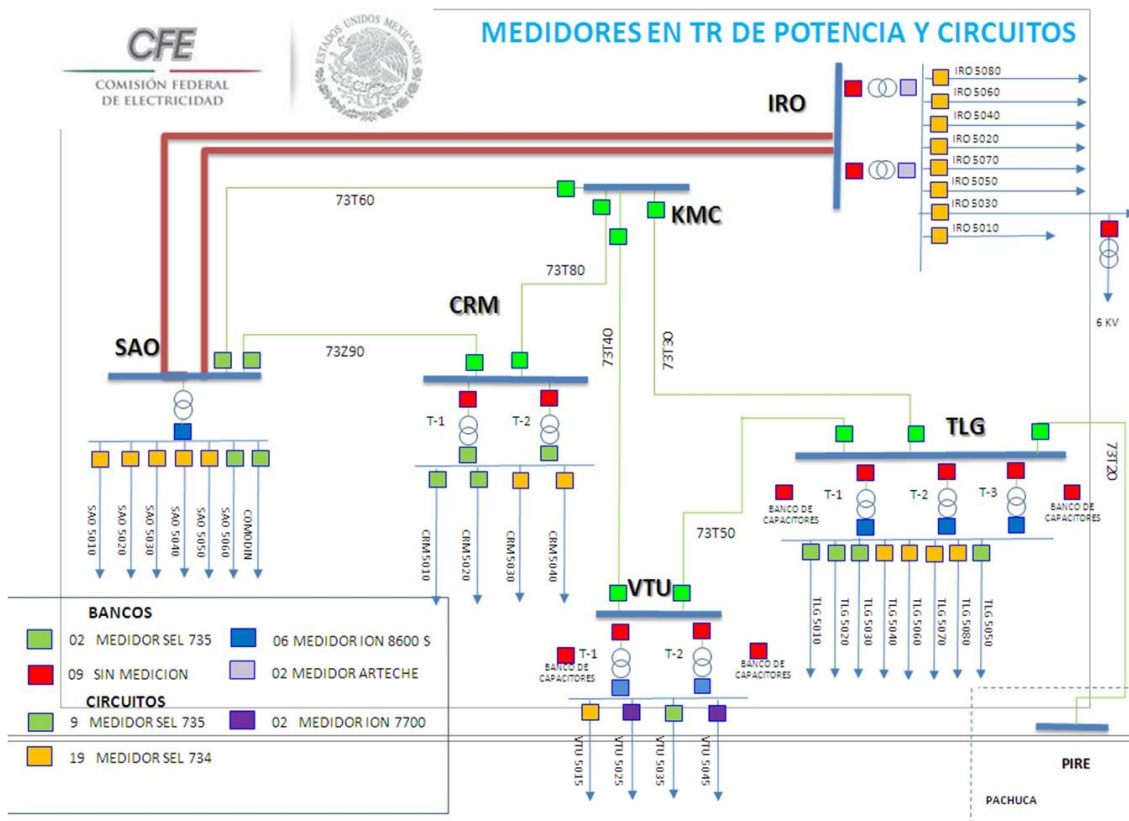


Fig. 3-3 Ubicación de medidores en subestaciones para balance de energía y desarrollo del Mercado Eléctrico.

3.2 TARIFAS PARA LA VENTA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Con la finalidad de realizar la facturación del consumo de energía eléctrica se tienen definidas a nivel nacional un conjunto de especificaciones dependiendo del uso, y la demanda de la energía eléctrica las cuales se conocen como tarifas de energía eléctrica.

Las tarifas de energía eléctrica son las disposiciones específicas, que contienen las condiciones y cuotas que rigen para los suministros de energía eléctrica agrupados en cada clase de servicio. Se identifican oficialmente por su número y letra(s) y sólo en los casos en que sea preciso completar la denominación, delante de su identificación se escribirá el título de la respectiva tarifa.

IDENTIFICACIÓN	TÍTULO
1	Servicio doméstico.
DAC	Servicio domestico de alto consumo.
2	Servicio general hasta 25 Kilowatts de demanda.
3	Servicio general para más de 25 kilowatts de demanda.
5 Y 5A	Servicio para alumbrado público.
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras de servicio publico
7	Servicio temporal.
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión
9M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión

Determinación de las pérdidas de energía en un circuito de distribución eléctrica.

9-CU	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja o mediana tensión con cargo único
9N	Tarifa nocturna para servicio de bombeo de agua de riego agrícola en baja o media tensión
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100KW
H-M	Tarifa Horaria para servicio general en media tensión con demanda de 100 KW o mayor.
H-S	Tarifa Horaria para servicio general en alta tensión, Nivel subtransmisión.
H-T	Tarifa Horaria para servicio general en tensión nivel transmisión.
H-SL	Tarifa Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
H-TL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión, para larga utilización. ILIZACIÓN.
I-15 E I-30	Tarifas para servicio interrumpible.
R	Tarifas horarias para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media y alta tensión. (HM-R, HS-R, HT-R).

De acuerdo a su aplicación las tarifas se clasifican en:

3.2.1 Tarifas Específicas.

Las tarifas específicas son aquellas que se aplican a los suministros de energía eléctrica utilizados para los propósitos que las mismas señalan a este grupo corresponden las siguientes 1, DAC, 5, 5A, 6, 9, 9M, 9CU, 9N.

3.2.2 Tarifas Generales.

Las tarifas para usos generales, son aquellas aplicables a cualquier servicio eléctrico, exceptuando las de uso específico mencionado en el párrafo anterior, a esta clasificación corresponden las siguientes: 2, 3, 7, O-M, H-M, H-MC, H-S, H-T, H-SL, H-TL, I-15 E I-30.

3.3 Tensión de suministro.

Es la diferencia de potencial efectiva (expresada en volts) que se registra entre dos conductores en el punto de entrega del suministro. Para la aplicación e interpretación de las tarifas para la venta de energía eléctrica se consideran los siguientes niveles:

- a) Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 Kilovolt.
- b) Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 pero menores o iguales a 35Kilovolts.
- c) Alta tensión nivel subtransmision es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 pero menores a 220 Kilovolts.
- d) Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 Kilovolts.

Una representación de las tarifas eléctricas por nivel de tensión de suministro se puede apreciar en la fig. 3.4

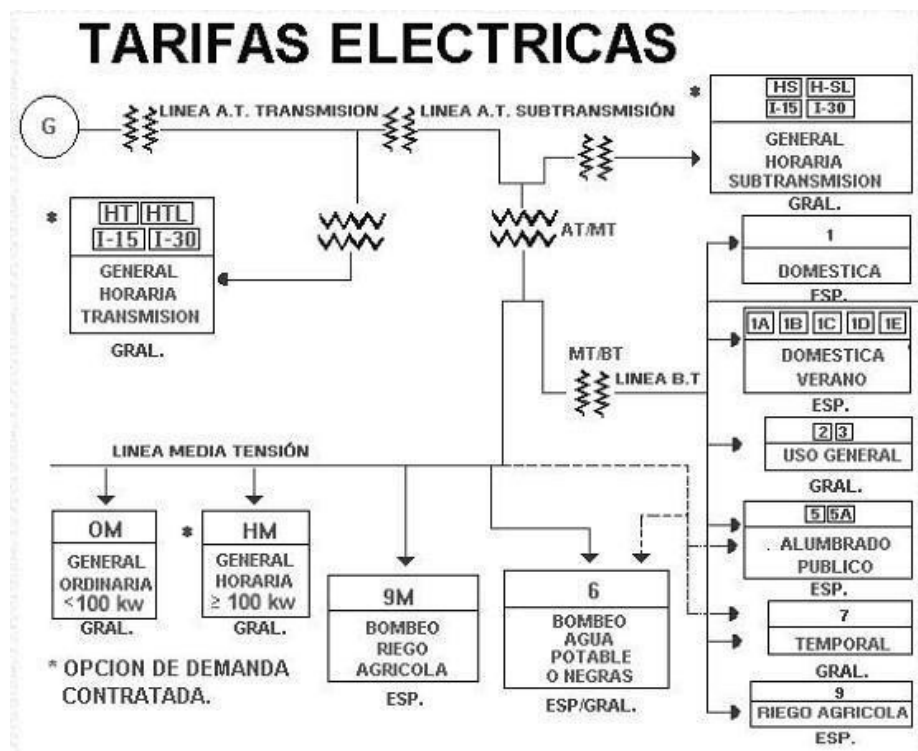


Fig. 3-4 Representación de tarifas eléctricas por segmento de la red de distribución.

3.4 Medición de los servicios por tipo de suministro.

Una vez que se tiene definido el uso y la demanda del servicio se puede definir la medición para la facturación del servicio, encontrando cuatro posibilidades para el sistema de información comercial.

- 1 suministro en alta y medición en alta tensión,
- 2 suministro en alta y medición en baja tensión.
- 3 suministro en baja y medición en baja tensión.
- 4 suministro en baja y medición en alta tensión.

3.5 Facturación de la energía.

Antes de la expedición del recibí de consumo de energía, se realizan una serie de actividades que inician con la toma de lectura del medidor del servicio, para lo cual cada agencia comercial tiene organizados los servicios por rutas de facturación dependiendo de la ubicación de los servicios y organizados para su atención en ciclos de facturación de acuerdo a un número de cuenta del servicio el cual consta de 16 caracteres alfanuméricos, como se describe en el siguiente ejemplo

Número de cuenta 77DV12B015000010

CICLO 77

DIVISION DV

ZONA 12

AGENCIA B

POBLACION 01

RUTA 500

FOLIO 0010

Los ciclos se dividen en mensuales y bimestrales

3.6 PERDIDAS DE ENERGIA.

Las pérdidas eléctricas se pueden definir como la diferencia entre la energía disponible y la energía facturada es decir considera tanto las pérdidas de energía no aprovechada debido a fenómenos físicos que son inherentes al proceso como también aquellas debidas a la energía no facturada. Con base en esta descripción en el sistema de distribución eléctrico se dividen generalmente en 2 tipos principales las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

3.6.1 Pérdidas técnicas.

Estas pérdidas ocurren en varios componentes principales del sistema de distribución, como son transformadores y circuitos de distribución. Las causas principales de pérdidas que ocurren en estos componentes se deben a pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre también conocidas de efecto Joule como i^2R las cuales son debidas a la disipación de energía originada por el paso de corriente a través de los materiales conductores no obstante que su valor puedes ser relativamente pequeño, la gran cantidad de estos elementos convierte este valor en un porcentaje importante de la carga total

3.6.2 Pérdidas No técnicas.

Una vez determinado la cantidad de pérdidas técnicas de la zona por parte de planeación.

Las pérdidas NO técnicas se deben desglosar en los 3 conceptos siguientes:

- Asentamientos Irregulares
- Usos ilícitos
- Administración (Fallas de Medición y Errores de Facturación)

Las categorías seleccionadas son las siguientes:

Asentamientos Irregulares

De acuerdo a la información de cada Zona de asentamientos irregulares, se deberá estimar las pérdidas anuales por este concepto, dependiendo de los consumos bimestrales promedio de la Zona y al nivel socio-económico de los mismos. Además, estos deben ser identificados a nivel Área.

- Usos ilícitos

En este concepto se agrupan varias categorías y se deberán utilizar los resultados del Programa de Pruebas y calcular la energía detectada por ilícitos dependiendo del número de anomalías encontradas en el año. En este apartado, se ubicarán únicamente lo referente al robo y al fraude de energía:

Robo.- Es cuando el usuario está consumiendo energía eléctrica sin contar con su contrato respectivo.

Fraude.- Es cuando el usuario utiliza elementos ajenos al medidor que impidan su libre funcionamiento. Alteración de los medidores para lo cual se violan los sellos de seguridad de los equipos de medición.

- Administración

En este concepto también se desglosa en varias categorías y aquí se debe de plasmar la energía pérdida no registrada por problemas de la gestión Administrativa-Comercial y utilizando la información del SINOT las pérdidas en este apartado se deben desglosar como sigue:

e.- Mala Calidad en los Medidores

f.- Errores de Medición

3.7 HISTORIAL DE ENERGIA PÉRDIDA.

A continuación se presenta el historial de energía perdida y el índice de pérdidas de la Zona, como se puede ver representado en la Fig. 3.5 el índice de pérdidas se decreta de un valor de 21.22% en 2011 a un valor de 15.86% en 2015.

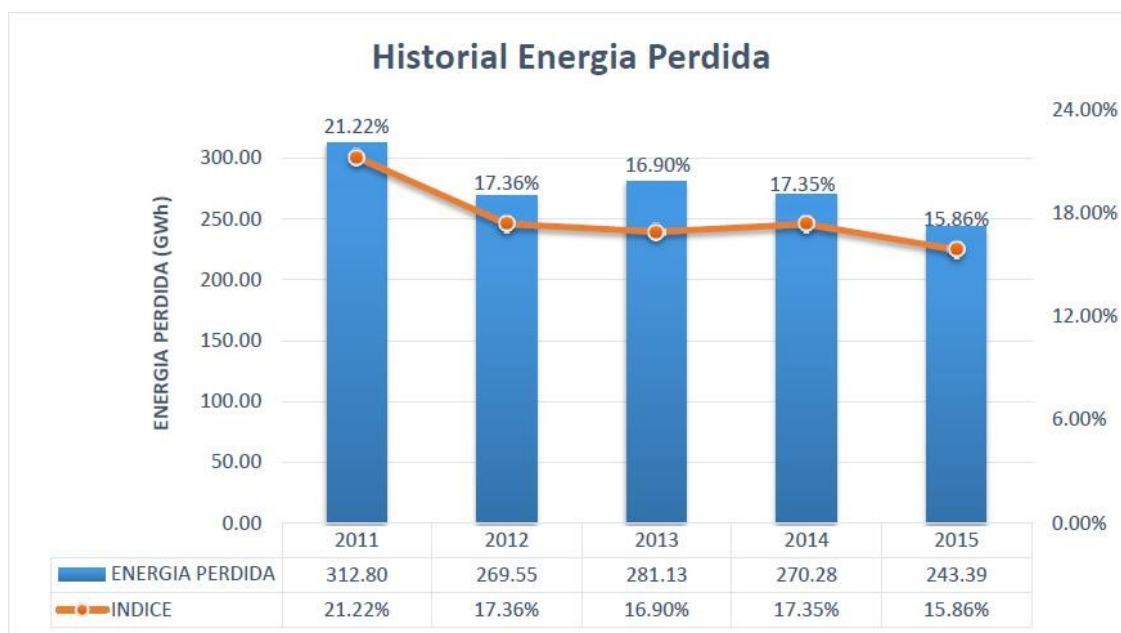


Fig. 3-5 Comportamiento histórico de las pérdidas de energía de la zona Tulancingo.

Para calcular las Pérdidas no Técnicas a nivel de Área de Distribución, se debe seguir la siguiente secuencia de actividades las cuales se encuentran establecidas en el procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución (PESED) [10].

El Departamento de Planeación Zona entregará al Departamento de Medición Zona, la Información de las pérdidas técnicas en AT, MT y BT desglosadas por área en MWH. La diferencia entre las pérdidas técnicas y las pérdidas totales serán las pérdidas no técnicas de la zona.

$$EPZ = EPT + EPNT$$

También como:

$$EPNT = EPZ - EPT$$

En donde:

EPZ = Energía Perdida por zona. Se obtiene del informe del Balance de Energía.

EPT = Energía Perdida Técnica. Se obtiene del Departamento de Planeación.

EPNT = Energía Perdida no Técnica

Una vez obtenidas las pérdidas no técnicas por Zona, es necesario obtener como mínimo las pérdidas por Área de Distribución.

La información necesaria para realizar estos cálculos es:

- Energía recibida por las subestaciones del área en media tensión en año móvil
- Energía facturada por la o las Sucursales que componen el Área acumulada a 12 meses

$EPNTA = EPA - EPTA$

Donde:

EPTA = Energía Perdida técnica por Área

EPNTA = Energía Perdida no técnica por Área

EPA = Energía Perdida Total del Área sin considerar AT

Nota.- La energía en AT no es necesaria a nivel Área ya que el porcentaje de pérdidas se requiere conocer a nivel MT y BT.

$EPA = EDA - EVA \% * 100$

EPA = Energía Perdida por Área

EDA = Σ de energía de los bancos de las SE's del área en MT.

EVA = Energía facturada del área en estudio

PEA = Pérdidas de Energía por Área en %

CAPÍTULO 4 CONSUMO DE ENERGIA EN UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN.

Como se ha descrito en los capítulos anteriores para la determinación de las pérdidas de energía de la zona Tulancingo, se requiere en primer lugar contar con la medición de la energía recibida y entregada en los puntos de intercambio de energía para poder realizar el balance de energía de la zona.

En el sistema de información administración de distribución SIAD se cuenta con un módulo de perdidas correspondiente al departamento de planeación quien lo administra, en donde se tienen cargados los valores con los cuales se integra el balance de energía, y la información de pérdidas técnicas en los diferentes componentes de las redes de distribución. En la Fig. 4.1 se puede ver la interfaz grafica para elegir algún modulo del sistema SIAD [11]



Fig. 4-1 Pantalla de inicio del sistema SIAD.

El módulo de pérdidas tiene tres niveles de captura según el nivel de tensión (Alta, Media y Baja). Los niveles inferiores son dependientes de los superiores por lo que es necesario que si se modifica algo en algún nivel superior, se tenga que entrar y guardar de nuevo para los niveles inferiores, esto para que realice los cálculos correspondientes de energía entregada al siguiente nivel, y para el caso de la baja tensión se calcule las pérdidas no técnicas. En la Fig. 4.2 se observa la ventana inicial del módulo



Fig. 4-2 Pantalla principal del módulo de pérdidas de energía.

Se conforma de 5 iconos. Los tres primeros son para capturar la información de la energía entregada y recibida por nivel, así como para subir la información de las pérdidas técnicas. El cuarto botón sirve para generar diferentes tipos de reportes, y el último es solo para salir del módulo.

Media tensión

En la opción de media se tiene varias pestañas las cuales son:

1. Energía Recibida.
2. Energía Entregada.
3. Transformación AT/MT
4. Medidores
5. Circuitos.
6. Pérdidas.
7. Comentarios (Bitácora).

Las dos primeras pestañas corresponden con la información que se encuentra en el sistema SIBE. (Sistema de Balance de Energía) se compone con los flujos de energía a nivel nacional (6,051 puntos de transferencia) los cuales cuentan con un registro de lecturas cada mes para conformar el balance mensual y determinar la energía perdida, en este sistema se cargan los datos de los puntos que corresponden a la zona que entregan o reciben energía, y el sistema realizará la sumatoria correspondiente para colocar los totales en las casillas correspondientes. Se puede apreciar lo anterior en las figuras 4.3 y 4.4.

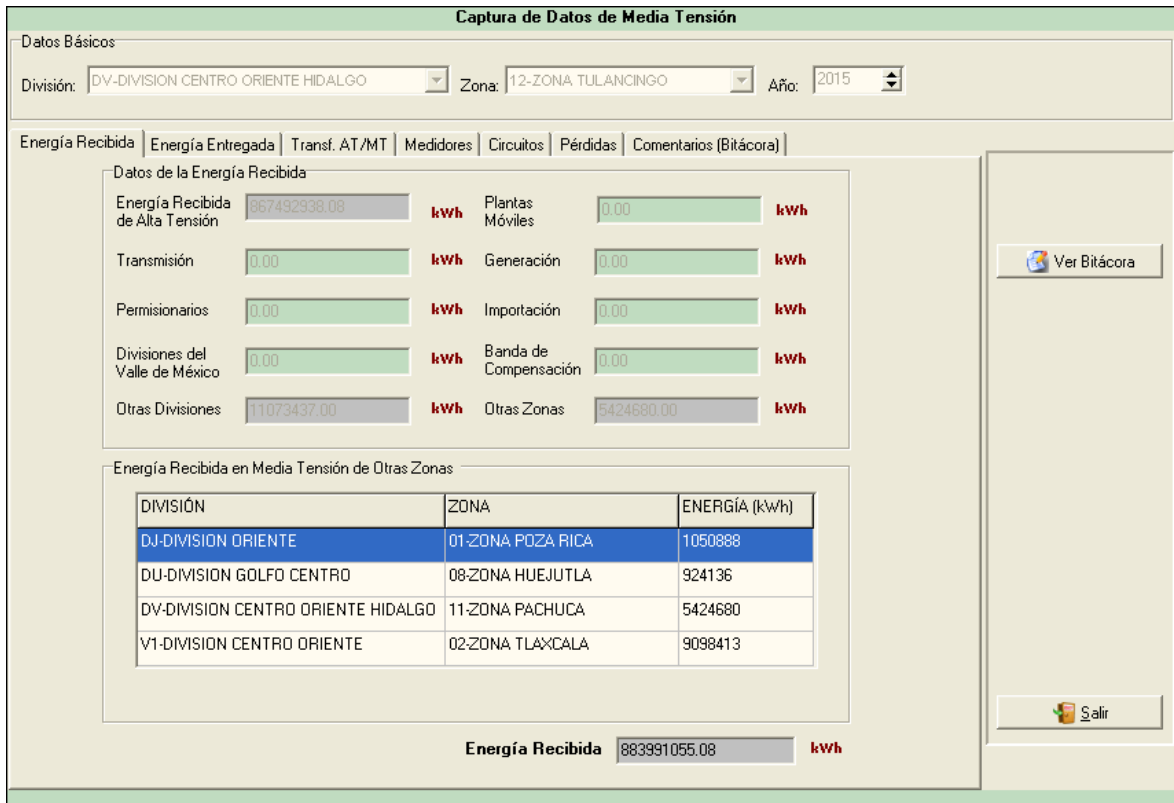


Fig. 4-3 Pantalla de energía recibida en media tensión.

Captura de Datos de Media Tensión

Datos Básicos:
 División: DV-DIVISION CENTRO ORIENTE HIDALGO Zona: 12-ZONA TULANCINGO Año: 2015

Energía Recibida | **Energía Entregada** | Transf. AT/MT | Medidores | Circuitos | Pérdidas | Comentarios (Bitácora)

Datos de la Energía Entregada

Transmisión en Bloque	0.00 kWh	Porteo	7974877.00 kWh
Transmisión Permisarios	0.00 kWh	Exportación	0.00 kWh
Generación como Cond. Sincrono	0.00 kWh	Divisiones del Valle de México	6227376.00 kWh
Otras Divisiones	27554390.00 kWh	Otras Zonas	7565232.00 kWh
Energía Vendida	380938656.00 kWh	Energía Gratuita	0.00 kWh
Usos Propios	1229025.00 kWh	2 % por Medición en Baja Tensión	1679186.00 kWh
Pago de Pérdidas por Servicio de Transmisión	0.00 kWh	Energía Entregada a Baja Tensión	434827973.21 kWh

Energía Entregada en Media Tensión a Otras Zonas

DIVISION	ZONA	ENERGÍA (kWh)
DJ-DIVISION ORIENTE	01-ZONA POZA RICA	7341375
DU-DIVISION GOLFO CENTRO	08-ZONA HUEJUTLA	2772960
DV-DIVISION CENTRO ORIENTE HIDALGO	11-ZONA PACHUCA	7565232
V1-DIVISION CENTRO ORIENTE	02-ZONA TLAXCALA	17440055

Ver Bitácora

Salir

Energía Entregada 867996715.21 kWh

Fig. 4-4 Pantalla de energía entregada en media tensión.

La pestaña Transf. AT/MT es donde se captura las pérdidas de los bancos, la cual se puede apreciar en la fig. 4.5. El botón que dice reporte genera una hoja de datos de Excel con la información de los bancos, en la cual se marca de color verde, amarillo o rojo la casilla de porcentaje de pérdidas de energía del banco de acuerdo a los siguientes parámetros:

Verde para Porcentaje ≤ 0.25

Amarillo para Porcentaje > 0.25 y ≤ 0.5

Rojo para Porcentaje > 0.5

La demanda máxima es el valor que se haya considerado en el cierre del año del el mercado eléctrico de ahí mismo se obtiene el consumo anual, que es la sumatoria de la energía declarada en el año. El valor de la capacidad nominal utilizada se obtiene con la siguiente fórmula

$$\text{Capacidad Nominal utilizada} = \frac{\text{DemandaMaxima}}{\text{factordepotencia}}$$

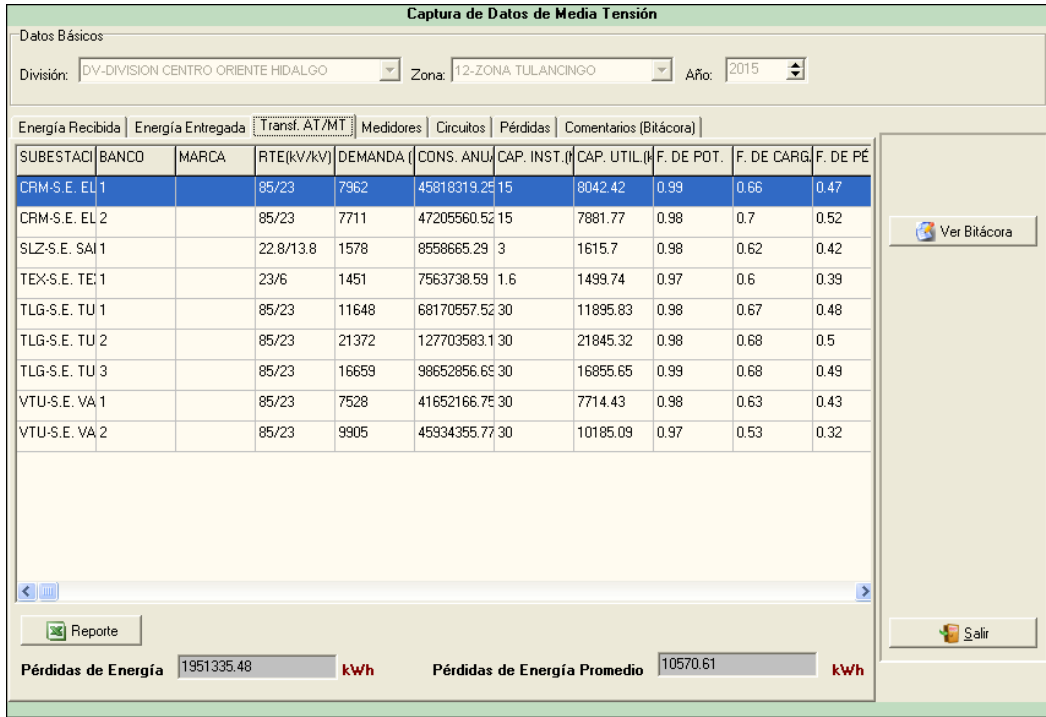


Fig. 4-5 Pérdidas técnicas en bancos de transformación.

En lo que se refiere a los medidores, se agregan solo por cantidades el número de medidores que se tengan en este nivel, el sistema ya tiene un factor considerado para el cálculo de las pérdidas, lo anterior se puede apreciar en la Fig. 4.6

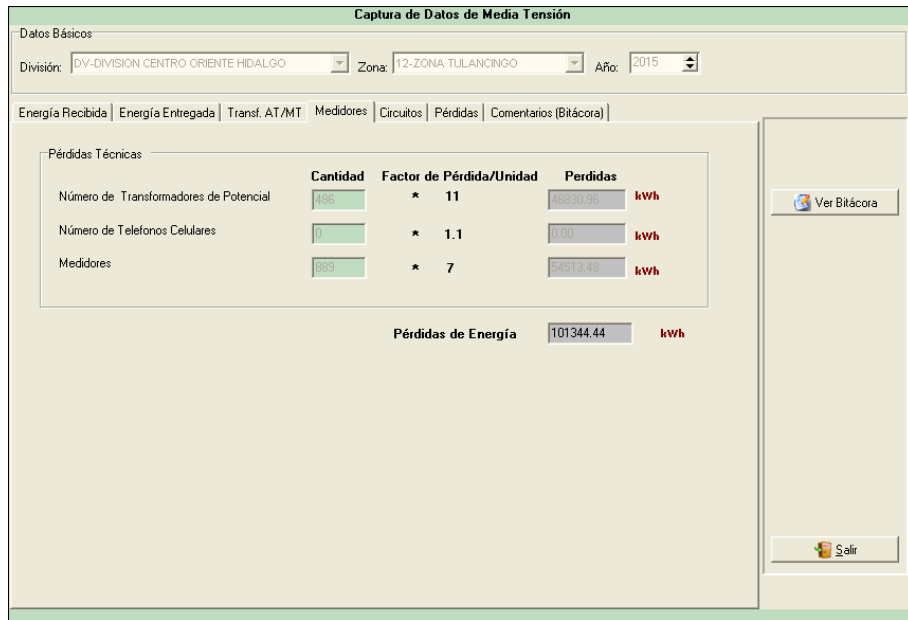


Fig. 4-6 Pérdidas técnicas en equipos de medición.

Para el cálculo de los circuitos se requiere el valor de la pérdida de potencia, únicamente, el consumo anual es la sumatoria de la energía del año de dicho equipo. La Demanda Máxima es el valor declarado como máxima en el cierre de año. La ventana correspondiente la podemos ver en la fig. 4.7

Captura de Datos de Media Tensión

Datos Básicos

División: DV-DIVISION CENTRO ORIENTE HIDALGO Zona: 12-ZONA TULANCINGO Año: 2015

Energía Recibida | Energía Entregada | Transf. AT/MT | Medidores | Circuitos | Pérdidas | Comentarios (Bitácora)

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	ENERGÍA PÉRDIDA(kWh)	POTENCIA PÉRDIDA(kW)	LONGITUD DEL	FACTOR
TEX-S.E. TEXCAPA	03010	457902.72	132	27	0.6
TLG-S.E. TULANCINGO	05010	129587.34	40	82	0.58
TLG-S.E. TULANCINGO	05020	260870.5	77	119	0.59
TLG-S.E. TULANCINGO	05080	1166328.34	276	98	0.67
TLG-S.E. TULANCINGO	05070	862774	249	63	0.6
TLG-S.E. TULANCINGO	05060	375003.3	85	41	0.69
TLG-S.E. TULANCINGO	05050	1100384.6	300	87	0.62
TLG-S.E. TULANCINGO	05040	613165.5	145	26	0.67
TLG-S.E. TULANCINGO	05030	230139.42	52	55	0.69
VTU-S.E. VALLE TULANCINGO	05015	547173.17	181	228	0.56
VTU-S.E. VALLE TULANCINGO	05025	92582.17	29	59	0.57
VTU-S.E. VALLE TULANCINGO	05045	116726.82	56	26	0.45
VTU-S.E. VALLE TULANCINGO	05035	228423.74	54	111	0.67

Ver Bitácora

Reporte

Pérdidas de Energía 13941659.95 kWh Longitud Total en Circuitos 2612 km

Salir

Fig. 4-7 Pérdidas técnicas en circuitos de distribución.

El factor de potencia es el promedio anual del factor declarado en el mercado eléctrico.

El factor de carga = consumo anual/ (#meses*horas Mes*demanda máxima)

El Factor de Pérdida = $0.15FC + 0.85FC*FC$

Pérdida de Energía = Potencia Perdida * Meses * horas Mes * Factor pérdida.

La capacidad instalada es la sumatoria de las capacidades de los transformadores en SIAD declarados en ese circuito.

El factor de coincidencia por default se colocó el 0.7

También cuenta con un diagrama de que muestra el flujo de la energía Fig. 4.8 como se tiene en la sección de alta tensión, solo que aquí se muestra cuanta energía recibe del nivel superior

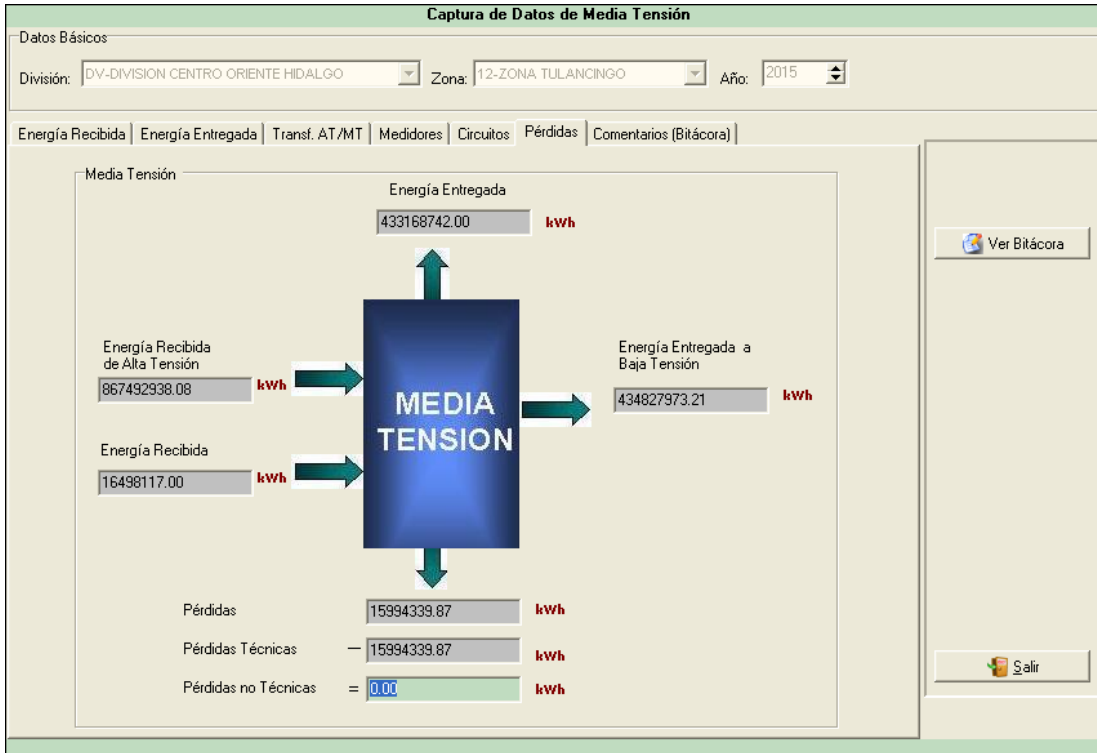


Fig. 4-8 Ilustración de los flujos de energía en media tensión.

En el sistema SIAD en el módulo de desarrollo del mercado eléctrico de distribución (DMED), se cuenta con la información de los consumos y demandas de los bancos y circuitos en subestaciones de distribución, en el cual se tiene la capacidad de reportar el comportamiento histórico de consumos y demandas de los circuitos respecto a los consumo y demandas de los bancos de transformación de cada subestación. Esta información se presenta en el anexo A.

CAPÍTULO 5 BALANCE DE ENERGIA POR CIRCUITO.

En los capítulos anteriores se describieron las consideraciones importantes respecto a la determinación de las pérdidas de energía, los procedimientos establecidos para realizar el balance de energía y la determinación de pérdidas de energía a nivel zona. El objetivo principal de este trabajo es realizar un balance de energía a nivel de circuito de distribución para lo cual de manera semejante a lo presentado en las secciones anteriores, se requiere conocer la energía recibida en el circuito, así como la energía que facturan los usuarios que se alimentan de la red eléctrica del circuito en cuestión.

Para lo cual se aprovechara la infraestructura existente en cuanto a las plataformas de administración de la red de distribución las cuales incorporan las capacidades de un sistema de información GIS. Esto es un requisito indispensable ya que para poder analizar el consumo de energía de los servicios de un circuito en específico, es necesario conocer su ubicación geográfica, ya que los clientes de un circuito dependiendo de su ubicación podrían estar facturando en una u otra agencia comercial.

Es lógico suponer que así como el consumo de los circuitos esta en relación directa con los consumos del banco que lo alimenta, de igual manera la demanda de energía de un circuito esta en relación directa con el número de equipos conectados principalmente transformadores en la red de distribución los cuales alimentan las cargas de los usuarios que se conectan en esa parte de la red eléctrica es esta la idea que se pretende comprobar.

5.1 Sistemas de Información Geográfica (GIS).

Estas aplicaciones constituyen la base del modelado de una red de distribución eléctrica. Un Sistema de Información Geográfica se puede definir como “un conjunto de funciones automatizadas que proporciona capacidades avanzadas de almacenamiento,

recuperación, manejo y despliegue de datos localizados geográficamente” Otra definición existente es: “un conjunto poderoso de herramientas informáticas para capturar, almacenar, recuperar, modificar y desplegar bajo demanda, los datos ubicados en el espacio en el mundo real” [12]. En un GIS se incluye información proveniente de un área técnica, o datos capturados por sensores remotos, ubicados sobre una cartografía representativa de la superficie de la tierra a escala del mundo real y del espacio real. Con la aplicación de los GIS se han elaborado sistemas de información catastral, de imágenes reales de predios, de aplicaciones urbanísticas, de delimitación de propiedades, administración de recursos naturales, y por supuesto de redes de ductos de agua, de gas, de telecomunicaciones, o redes de distribución eléctrica que es el caso que nos ocupa.

5.2 Ubicación de equipo eléctrico del circuito.

En el caso de Comisión Federal de Electricidad se cuenta con el sistema de información geográfica y eléctrica de distribución SIGED el cual que proporciona las herramientas necesarias para mejorar el control de la información relacionada con la red de distribución de energía eléctrica. SIGED tiene la capacidad de manejar la información de un circuito, subestación, zona de distribución, su plataforma es un conjunto de herramientas que trabajan en el ambiente grafico de Autocad Map, En SIGED se tiene digitalizada información relevante de las características de los componentes de un circuito como son: postes, transformadores, línea primaria y secundaria, desconectores, fusibles, capacitores, relevadores, restauradores, medidores, registros, líneas subterráneas, transiciones, etc. así como la ubicación georeferenciada de cada uno de los componentes mencionados.

Para iniciar el estudio que se propone lo primero que necesitamos es tener el número de transformadores que se tienen conectados en el circuito seleccionado, contando además con datos importantes como capacidad, número de fases, factor de utilización. etc.

Utilizamos la función de SIGED para recrear un circuito con la información específica de los transformadores de CFE. Tal como se muestra en la fig. 5.1

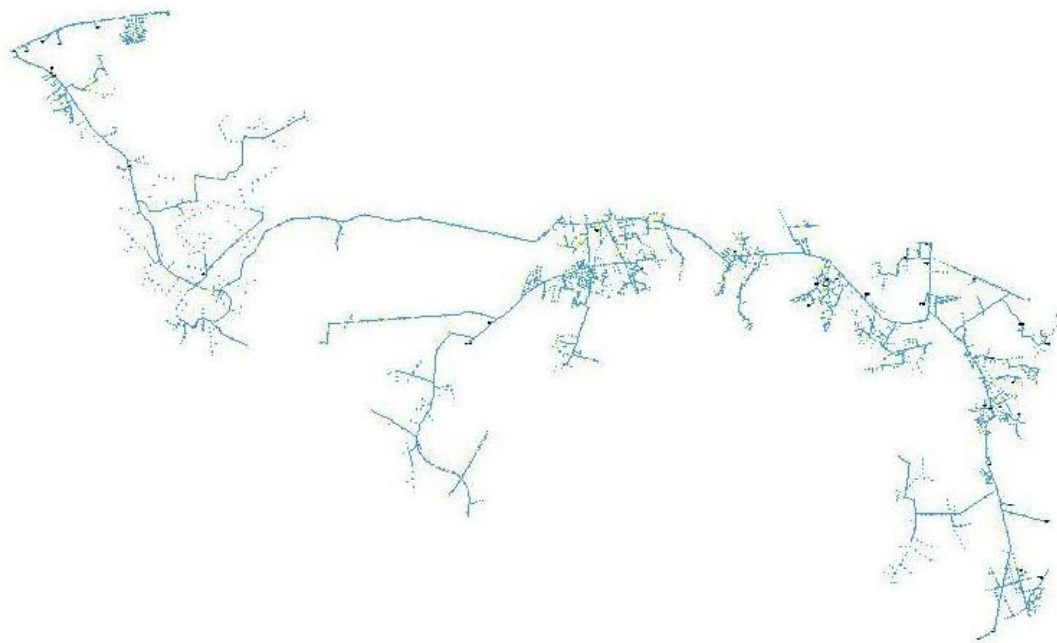


Fig. 5-1 Ubicación de transformadores de distribución en el circuito TLG5050.

Como la representación geográfica que utiliza autocad es UTM [12] se requiere de una conversión a coordenadas geográficas que son las que utiliza la plataforma de información comercial de los servicios, para lo cual existen diferentes herramientas informáticas disponibles en nuestro caso utilizamos global mapper. El área geográfica que alimenta el circuito TLG 5050 se muestra en la Fig. 5.2 y comprende las colonias Almoloya, Bosques de Santiago, Francisco Villa, La cruz, Los Romeros, Paxtepec, San Aparicio, San Lorenzo Sayula, Santiago Tulantepec, Santa Rita, Tepantitla, Texcaltepec, Tezoquipa, Ventoquipa y Vicente Guerrero.

Una vez realizado este proceso ya podemos utilizar una plataforma común y de uso generalizado que es el Google Earth para la ubicación de los transformadores obtenidas de SIGED y la de los servicios utilizando la ubicación geográfica de SICOM.

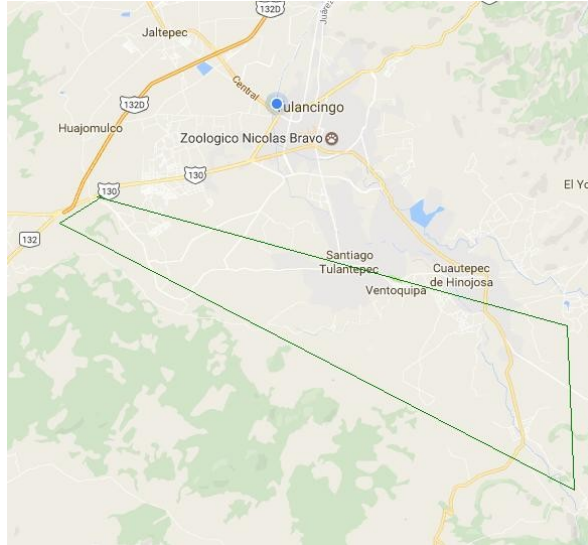


Fig. 5.2 área geográfica que alimenta el circuito TLG5050

5.3 Ubicación de los servicios más representativos del circuito.

Utilizando la base de datos de la facturación comercial se obtienen las ubicaciones geográficas de los servicios importantes, encontrando que la mayoría de servicios que nos interesa no contaban con los datos del campo de referencia geográfica por lo cual se tuvo que obtener manualmente del sistema SICOM. Una vez con este dato se realizó la ubicación geográfica de los servicios. Ubicando los servicios que cumplen con la condición de ser suministrados en media tensión y con suministro 2.

A continuación se procederá a obtener los consumos y demandas de estos servicios a partir de los datos de facturación de la agencia correspondiente los cuales se presentan resumidos en la tabla 5.1

Tabla 5-1 servicios suministrados en media tensión

TARIFA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	1ER SEM 2015
6	210260	143715	143845	152409	141757	130013	922005
9C	6557	8607	1897	450	11224	10185	38920
9M	760	2044	722	1938	1502	1128	960925
HM	216320	224186	230133	242712	253753	262282	1429386
OM	124935	115915	110292	100878	106295	107175	665490
TOTAL	558,832	494467	486889	498387	514,531	510,783.00	3,063,889

5.4 Determinación de pérdidas técnicas por circuito.

En este capítulo se presentan los cálculos obtenidos aplicando las formulas definidas en los procedimientos establecidos para el cálculo de pérdidas técnicas, como se ha venido mencionando, la información de los reportes del módulo de pérdidas de del sistema de información SIAD son a nivel Zona. En este capítulo se realiza un análisis más específico para el circuito que nos interesa estudiar a saber el TLG5050 alimentado por el banco 2 de la subestación eléctrica Tulancingo y el cual es la contribución principal y el punto de partida para el análisis de pérdidas de energía en un circuito de distribución.

5.4.1 Cálculo de pérdidas técnicas en circuitos de media tensión.

Como lo establece el procedimiento PESED el primer paso para poder determinar las perdidas en un circuito, es obtener el factor de carga promedio anual del circuito de distribución a partir de la información obtenida del módulo Desarrollo del Mercado eléctrico de distribución DMED reportado en el sistema SIAD. La información detallada correspondiente a la tabla 5.2 se presenta en el anexo A.

Tabla 5-2 Valores de consumos y demandas del circuito en un año móvil.

TLG5050	FEB-2015	MAR-2015	ABR-2015	MAY-2015	JUN-205	JUL-2015	AGO-2015	SEP-2015	TOTAL	MAX/PROM.
Consumo (Kwh)	2,984,536.00	3,325,759.31	3,130,932.40	3,252,528.97	3,173,104.69	3,277,923.49	3,182,294.40	3,182,574.42	38,895,750.98	3,241,312.58
Reactivos (KVARh)	767,325.00	881,017.21	925,460.44	754,225.48	649,523.99	636,744.41	606,437.37	577,662.51	7,560,639.67	630,053.31
Dem. Med.	4,441.27	4,470.11	4,348.52	4,371.68	4,407.09	4,405.81	4,277.28	4,420.24		4,501.82
F.P	0.97	0.97	0.96	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98		0.98
F.C	0.64	0.66	0.65	0.62	0.63	0.70	0.64	0.65		0.65

De los resultados presentados en la Tabla 5.2 se observa que el factor de carga para el año 2015 para el circuito TLG5050 es el siguiente es $F_{cr} = 0.62$

Enseguida se procede a calcular el factor anual de pérdidas del circuito TLG5050 mediante la siguiente ecuación:

$$F_{\text{perd}} = 0.15 * F_{\text{cr}} + .085 * F_{\text{cr}}^2 \quad (1)$$

Donde

F_{cr} = Factor de carga anual promedio del circuito

F_{perd} = Factor de pérdidas

Sustituyendo el valor de $F_{\text{cr}} = 0.62$ en la Ec. (1)

$$F_{\text{perd}} = 0.15 * (0.62) + .085 * (0.62)^2 = 0.42 \quad (2)$$

Con los resultados anteriores se puede calcular las pérdidas de energía del circuito de distribución aplicando la siguiente ecuación

$$P_{\text{Energía circuito}} = 24 * 365 * F_{\text{per}} * P_{\text{potencia circuito}} \quad (3)$$

Las pérdidas de potencia del circuitos de distribución se calculan utilizando el programa SynerGEE, que nos proporciona los parámetros siguientes en la sección Feeder summary.

- 1 Demanda
- 2 Reactivos
- 3 Pérdidas de Potencia
- 4 % de Pérdidas

En la Fig. 5.3 se muestra como se presentan los parámetros para el modulo del alimentador del circuito en el software mencionado.

Min/Max	Src	Metric	Feeder Min / Max							
			Bal/Tot		Phase A		Phase B		Phase C	
			Sect	val	Sect	val	Sect	val	Sect	val
Feeder TLG05050 SANTIAGO										
		Max loading %	OH_338192	97.93	OH_338192	100.04	OH_338192	98.67	OH_338192	95.10
		Min Volts	OH_387193	93.05	OH_406092	94.02	OH_406092	92.36	OH_406092	93.63
		Max Volt Drop	OH_409195	0.24	OH_418443	0.16	OH_409195	0.23	OH_409195	0.33
		Max kW Loss	OH_409195	11.57	OH_409124	2.77	OH_409195	3.55	OH_409195	5.35
		Max Volts	OH_409134	99.99	OH_409134	99.99	OH_409134	99.99	OH_409134	99.99

Fig. 5-3 Reporte de parámetros eléctricos del circuito TLG5050 con software synergiee.

El valor de pérdidas de potencia del circuito obtenido es de 300 el cual se sustituye en la Ec. 3 para obtener el mismo valor que el que esta reportado en el sistema.

$$P_{\text{Energia circuito}} = 24 \cdot 365 \cdot 0.42 \cdot 300 = 1,103,760 \text{ Kwh/año}$$

5.4.2 Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de subestaciones de AT/MT

Para obtener el valor de las pérdidas en este componente del SED, se debe seguir la siguiente secuencia de actividades:

Calcular el factor de utilización del transformador de potencia de las subestación de distribución, con base en el valor de la demanda máxima de cierre de mercado eléctrico que se obtiene del sistema DMED del SIAD, aplicando la siguiente ecuación:

$$FU_{BcoMT} = \frac{PBcoMT}{\text{Capacidad NomBco} \cdot MTFpBcoMT} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

$PBcoMT$ = Demanda máxima anual de cierre de mercado eléctrico del transformador en kW.

$\text{Capacidad NomBcoMT}$ = Capacidad nominal de operación del transformador en KVA.

$FpBcoMT$ = Factor de potencia promedio anual del transformador de potencia

Para una demanda máxima de 21,372 Kw, y un F.P de 0.98 aplicando la Ec. 4, se obtiene un valor de factor de utilización de 0.73

La capacidad del banco 2 es de 30MVA expresada en KVA= 30000

Calcular el factor de pérdidas anual a partir de:

$$F_{\text{perd}} = 0.15FC_{\text{BcoMT}} + 0.85FC_{\text{BcoMT}}^2 \quad \text{Ec. 5}$$

Con un factor de carga de 0.68

El factor de pérdidas que se obtiene aplicando la Ec. 5 es de

$$F_{\text{perd}} = 0.495$$

Para Calcular las pérdidas en el transformador se tienen las siguientes formulas.

$$P_{\text{PotenciaBcoMT}} = P_h + P_{\text{Cu}} * FU_{\text{BcoMT}}^2 \quad \text{Ec. 6}$$

$$P_{\text{EnergíaBcoMT}} = 8760 (P_h + P_{\text{Cu}} * FU_{\text{BcoMT}}^2 * F_{\text{perd}}) \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

P_h = Pérdidas en el hierro del transformador, expresadas en KW, de acuerdo a la Tabla 5.3

P_{Cu} = Pérdidas en el cobre del transformador, expresadas en KW, de acuerdo a la Tabla 5.3 para una capacidad de 30 MVA y el valor de enfriamiento E_i , encontramos el valor de $P_h = 20$ Kw y $P_{\text{Cu}} = 117.5$ Kw aplicando las Ec. 6 y 7 con estos valores se obtiene

$$P_{\text{PotenciaBcoMT}} = 82.615 \text{ KW}$$

$$P_{\text{EnergíaBcoMT}} = 449,456.99 \text{ KWH/año}$$

Para el caso del banco 2 la energía entregada en un año móvil 2015 es de Kwh =127,703,583

Por lo cual el porcentaje de pérdidas en el banco es de 0.35%.

La especificación para pérdidas transformadores de potencia esta resumida en la tabla 5.3

Tabla 5-3 Valores máximos de pérdidas permisibles en transformadores de potencia.

TIPO	Capacidad en (MVA)	RTP	Pérdidas en vacío (kW)			Pérdidas en el Cobre (kW)		
			OA	E1*	E2*	OA	E1*	E2*
3F	2,5	33/13,8	3,84			10,86		
3F	3	34,5/13,2	4,08			16,02		
3F	3,125	33/13,8	3,67			16,98		
3F	5	33/13,8	6,43			20,93		
3F	6,25	33/13,8	6,41			32,71		
3F	10	34,5/13,8	14,76			55,74		
TRANSFORMADORES DE POTENCIA CON VOLTAJE PRIMARIO \geq 69 kV								
3F	5/6,25	TODAS	8,0	10,0		40,0	42,0	
3F	7,5/9,375	TODAS	8,0	10,0		40,0	42,0	
3F	12/16/20	TODAS	15,0	17,5	20,0	80,0	82,0	84,0
3F	18/24/30	TODAS	18,0	20,0	22,0	115,0	117,5	120,0
3F	24/32/40	TODAS	25,0	27,5	30,0	140,0	142,0	144,0

5.4.3 Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución,

A partir del inventario de transformadores de distribución del SIGED y de la asignación de su dirección eléctrica determinar la capacidad instalada, en KVA, en el circuito de distribución, y determinar el número de transformadores instalados por circuito de acuerdo a su capacidad y número de fases. Dicho inventario se presenta en la tabla 5.4.

Tabla 5-4 Inventario de transformadores trifásicos obtenida del SIGED.

Capacidad (KVA)	cantidad
10	61
15	46
25	22
75	3

Tabla 5-5 Inventario de transformadores monofásicos obtenida del SIGED.

Capacidad (KVA)	cantidad
15	17
30	24
45	56
75	71
112.5	7
150	1

Se deben de utilizar los valores de pérdidas de hierro o en vacío (Ph) y pérdidas del cobre (Pcu) que se muestran a continuación: en las tablas 5.6 y 5.7

Tabla 5-6 Pérdidas en transformadores monofásicos de acuerdo a su capacidad.

CAPACIDAD kVA	TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS:					
	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
5	30	77	38	74	63	55
10	47	131	57	131	83	116
15	62	182	75	184	115	160
25	86	282	100	294	145	274
37,5	114	399	130	422	185	405
50	138	495	160	524	210	526
75	186	648	215	696	270	718

Los datos se presentan en Watts (W) a 75° C

Tabla 5-7 Pérdidas en transformadores trifásicos de acuerdo a su capacidad.

CAPACIDAD kVA	TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS:					
	CLASE DE AISLAMIENTO (kV)					
	15		25		34,5	
	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre	Núcleo	Cobre
15	88	226	110	220	135	210
30	137	397	165	400	210	387
45	180	575	215	587	265	583
75	255	887	305	915	365	932
112,5	350	1247	405	1308	450	1379
150	450	1526	500	1630	525	1759
225	750	2094	820	2260	900	2410
300	910	2734	1000	2951	1100	3160
500	1330	4231	1475	4598	1540	5046

Los datos se presentan en Watts (W) a 75° C

Con el valor el factor de carga promedio anual para el circuitos de distribución, obtenido a partir de la información del sistema DMED del SIAD. El factor de carga promedio tiene un valor de $F_c=0.62$

Calcular el factor de pérdidas promedio anual:

$$F_{\text{perd}} = 0.15FC + 0.85FC^2$$

Ec, 8

Sustituyendo el factor de carga Fc en la Ec. 8 tenemos un factor de pérdidas de

$$F_{\text{perd}} = 0.41974$$

Se calculan las pérdidas de potencia y energía para cada una de las clasificaciones mencionadas anteriormente, utilizando las siguientes formulas:

$$P_{\text{potencia por clasificación}} = (Ph + P_{Cu}Fu^2) \text{Cantidad} \quad \text{Ec. 9}$$

$$P_{\text{Energía por clasificación}} = (Ph + P_{Cu}Fu^2F_{\text{perd}})(24)(365) \text{Cantidad} \quad \text{Ec. 10}$$

En la tabla 5.8 se presentan los valores reportados en el SIAD para pérdidas en transformadores de distribución correspondientes al circuito TLG5050.

Tabla 5-8 Pérdidas técnicas en transformadores de distribución.

CANTIDAD	FC	FPER	POTENCIA	FU	PÉRDIDAS Fe	PÉRDIDAS Cu	FASES	KVA	PÉRDIDAS (Kw)
1	0.62	0.42	10.00	0.55	586.92	134.67	MONOFASICO	10.00	721.59
22	0.62	0.42	330.00	0.55	14,454.00	4,502.47	MONOFASICO	15.00	18,956.47
24	0.62	0.42	600.00	0.55	21,024.00	7,848.17	MONOFASICO	25.00	28,872.17
18	0.62	0.42	270.00	0.55	17,344.80	4,404.59	TRIFASICO	15.00	21,749.39
15	0.62	0.42	450.00	0.55	21,681.00	6,673.61	TRIFASICO	30.00	28,354.61
56	0.62	0.42	2,520.00	0.55	105,470.40	36,562.51	TRIFASICO	45.00	142,032.91
3	0.62	0.42	150.00	0.55	8,015.40	3,053.18	TRIFASICO	50.00	11,068.58
51	0.62	0.42	3,825.00	0.55	136,261.80	51,904.03	TRIFASICO	75.00	188,165.83
10	0.62	0.42	1,125.00	0.55	35,478.00	14,548.48	TRIFASICO	112.50	50,026.48
1	0.62	0.42	150.00	0.55	4,380.00	1,813.00	TRIFASICO	150.00	6,193.00

5.4.4 Cálculo de pérdidas técnica en transformadores particulares

A partir del reporte del cobro obtenido por la recuperación del 2% de pérdidas en subestaciones particulares, cuya medición es efectuada en baja tensión (suministro 2), obtener la magnitud de la energía en Kwh,

Tabla 5-9 Consumo de energía servicios en media tensión.

TARIFA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	1ER SEM 2015
6	210260	143715	143845	152409	141757	130013	922005
9C	6557	8607	1897	450	11224	10185	38920
9M	760	2044	722	1938	1502	1128	960925
HM	216320	224186	230133	242712	253753	262282	1429386
OM	124935	115915	110292	100878	106295	107175	665490
TOTAL	558,832	494467	486889	498387	514,531	510,783.00	3,063,889

De los datos mostrados en la tabla 5.2 se obtienen los valores de consumo y demanda para los meses de enero a junio del año 2015 del medidor del circuito en la subestación

Obteniendo una demanda promedio de 6,784 y un consumo semestral de 19,144,785 KWh.

Como la pérdida del circuito se calculo en

$P_{\text{Energía circuito}} = 24 \cdot 365 \cdot 0.42 \cdot 300 = 1,103,760$ KWh/año al semestre tendríamos un valor de 551880 KWh. aproximadamente esto es la mitad del consumo anual.

Con la información presentada en la tabla 5.9 se obtiene el consumo de energía de los servicios alimentados en media tensión completamos un balance por circuito en el estrato de media tensión de:

$E_{\text{Energía entregada MT}} = 3,063,889$ KWh. lo cual representa aprox. el 25% de la energía consumida en servicios de media tensión de la agencia Cuauhtepac información que se presenta en el Anexo C

Finalmente se obtienen los consumos de energía para los servicios suministrados en baja tensión correspondientes al circuito TLG5050. Los cuales se presentan en la tabla 5.10

Tabla 5-10 Consumo estimado de energía (KWH) de servicios en baja tensión alimentados del circuito TLG5050.

TARIFA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
1	420,725	337,889	375,449	329,407	395,326	323,020
* DAC	21,369	19,779	9,633	17,436	18,493	18,097
2	122,365	104,230	108,910	95,556	116,935	109,415
3	5,306	6,151	6,402	5,718	5,850	5,680
5A	81,166	73,404	81,211	81,542	84,273	81,485
7	126	0	0	16	0	189
TOTAL	651,057	541,452	581,604	529,675	620,877	537,885

De la información obtenida se obtiene un consumo en baja tensión para el primer semestre del 2015 de 3,462,549 KWh aproximadamente el 25% del consumo de energía para este sector en el mismo periodo del 2015.

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RESULTADOS.

En este trabajo se realiza un balance de energía en un circuito de distribución en el segmento de media tensión con el objetivo de poder determinar las pérdidas técnicas del circuito en dicho segmento, una vez realizado lo anterior se obtienen los valores de energía, recibida y la energía entregada a ventas de usuarios en media y baja tensión del mismo circuito, con lo cual aplicando la formulación para el cálculo de pérdidas totales, y conocidas las pérdidas técnicas del circuito se determinan las pérdidas no técnicas de energía en el segmento de media tensión.

Para lograr este resultado fue necesario obtener la ubicación de los servicios del circuito alimentados en media tensión, y los consumos correspondientes a los transformadores de distribución, para las ventas en baja tensión se realiza una estimación a partir de las ventas totales por agencia para obtener entonces una aproximación de la energía entregada en los segmentos de media y baja tensión. En la Tabla. 6.1 se resumen los resultados obtenidos, correspondientes a los bloques de energía recibida en media tensión, energía entregada a servicios en media y baja tensión y las pérdidas técnicas. Teniendo finalmente la información necesaria para determinar las pérdidas totales.

Tabla 6-1 Resumen de los consumos de energía del circuito TLG5050.

ENERGIA RECIBIDA EN MEDIA TENSION	19,144,785
ENERGIA ENTREGADA EN MEDIA TENSION	3,063,889
ENERGIA ENTREGADA EN BAJA TENSION	3,462,549
PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA	551,880
PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA	12,066,467
PORCENTAJE DE PERDIDAS	0.63027435

Concluimos que siguiendo el mismo procedimiento que el realizado para el balance de energía de la zona. Se tiene que la energía recibida menos la energía entregada nos dan las pérdidas totales, conociendo estas y las pérdidas técnicas podemos por simple diferencia de las mismas encontrar un valor para las pérdidas no técnicas de modo semejante a como fue desarrollado en el capítulo 3. Pero considerando únicamente los elementos que corresponden a un circuito de distribución en este caso el TLG5050.

Trabajo futuro.

Es de gran importancia para determinar las pérdidas técnicas el contar con un modelo lo más cercano a las condiciones reales de los elementos del circuito, se tienen que considerar los tipos de cargas de servicios importantes, y los factores de carga y de utilización más cercanos a la realidad para tener el consumo correcto de los transformadores de distribución. También sería de gran utilidad realizar la medición de parámetros eléctricos en determinados puntos de la red, como algunos ramales importantes para con ello tener un conocimiento más preciso del comportamiento de las cargas de los servicios. Además se podría complementar el estudio realizando un censo de los servicios en baja tensión por área de distribución, pero esto significaría una inversión muy grande en tiempo y recursos humanos

- GLOSARIO DE TERMINOS

AT. Alta Tensión.

AT/MT. Transformación de Alta Tensión a Media Tensión

BT. Baja tensión.

Demanda. Es la carga promedio en las terminales de una instalación o sistema en un intervalo especificado, expresada en Watts.

DEMEDI Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución.

Energía. Es la capacidad de un sistema para desarrollar un trabajo en un determinado tiempo, expresada en KWh

Factor de carga. Es la razón de la demanda promedio y la demanda pico. La demanda promedio es la energía total usada durante un período de tiempo dividida por el número de horas del período de tiempo

Factor de pérdidas. Es la relación de las pérdidas de potencia promedio a las pérdidas de potencia en carga pico, durante un periodo determinado de tiempo.

Factor de utilización. Es la relación de la demanda máxima de un sistema a la capacidad nominal del sistema.

HM. Tarifa comercial horaria para servicio general en media tensión con demanda de 100 kw o más.

KVA. Kilovolts-Amper, unidad de medida de potencia aparente.

KW Kilowatt, unidad de medida de potencia real.

MT/BT. Transformación de Media Tensión a Baja Tensión

MT/MT. Transformación de Media Tensión a Media Tensión

MW. Mega Watts, unidad de medida de potencia eléctrica.

MWh. Mega Watts hora, unidad de medida de consumo de energía eléctrica.

OM Tarifa comercial para servicio general en media tensión con demanda menor de 100 kw.

PESED. Procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución

SIAD Sistema Integral de Administración de Distribución.

SIGED Sistema de Información Geográfica y Estadística de Distribución.

Synergiee. Programa para la realización de estudios de flujos para sistemas de media tensión.

OM Tarifa comercial para servicio general en media tensión con demanda menor de 100 kw.

Potencia. Es el trabajo que se presenta al circular corriente debido a una diferencia de voltaje para alimentar una carga. Se mide en Watts (W) o kilowatts (KW).

Bibliografía.

- [1] Centroamérica: estadísticas del sub-sector eléctrico. Comisión Económica sobre Latinoamérica y el Caribe (CELA) Santiago de Chile 2012
- [2] Electricidad perdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe / Raúl Jiménez, Tomás Serebrisky, Jorge Mercado Banco interamericano de Desarrollo.
- [3] Ley de la comisión Federal de Electricidad. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014
- [4] informe anual 2015 CFE
- [5] Programa de obras e Inversiones del sector eléctrico POISE 2014-2028
- [6] Programa de desarrollo del sistema eléctrico Nacional PRODESEN 2016-2030
- [7] Programa de ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2015-2019
- [8] Procedimiento para la elaboración del balance de energía eléctrica. MED-7001 CFE.
- [9] Procedimiento para la Elaboración del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución
- [10] Burrough P A and McDonnell R A 1998 Principles of Geographic Information Systems (2nd edition). Oxford, Oxford University Press
- [11] Procedimiento para la determinación de pérdidas de energía en el sistema eléctrico de Distribución (PESED) CFE.
- [12] DMA TM 83581.2 The Universal Grids: Universal Transverse Mercator (UTM) and Universal Polar Stereographic (UPS).

ANEXOS

Anexo A:

Reporte del Desarrollo del Mercado Eléctrico
Subestación Eléctrica Tulancingo.

ANEXO B

Reportes obtenidos del modulo SIGED

ANEXO C

Reportes de facturación de servicios.