

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“CÁLCULO DEL ÍNDICE SECTORIZADO DE PÉRDIDAS EN LA
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO. IMPLEMENTACIÓN DE UNA
APLICACIÓN COMPUTACIONAL EN MATLAB, Y COMPARACIÓN DE
LA METODOLOGÍA ACTUAL PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS
UTILIZADA POR LA EEQ ANTE UNA NUEVA ALTERNATIVA.”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

LUIS ANTONIO AMAN MUÑOZ

DIRECTOR: DR. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

Quito, Marzo 2017

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Antonio Amán Muñoz bajo mi supervisión.

Dr. GABRIEL SALAZAR
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Luis Antonio Aman Muñoz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

LUIS ANTONIO AMAN MUÑOZ

DEDICATORIA

A mis padres Luis y Lucía, y a mi hermana Lizeth quienes son el pilar principal en mi vida, quienes nunca dejaron de creer en mí y son la razón que me motiva día a día para poder alcanzar mis metas.

Luis

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por brindarme la fuerza y perseverancia para no desmayar y seguir luchando por cumplir los objetivos que me he planteado.

Quiero agradecer a mis padres por todo el apoyo brindado, por haberme guiado y educado para poder ser una persona de bien, porque pese a todas las adversidades siempre han estado junto a mí brindándome todo su apoyo y cariño.

A toda mi familia, mis tíos, mis tías, a mis primos y primas, y especialmente a mi abuelito Rafael Muñoz porque siempre me ha brindado su apoyo y se ha preocupado por mí.

Al Dr. Gabriel Salazar por aceptar la dirección del proyecto, por su acertada conducción y coordinación para el desarrollo del mismo.

A la Escuela Politécnica Nacional y a mis profesores, por la educación profesional de gran nivel que me ha brindado a lo largo de toda mi carrera universitaria.

A la Empresa Eléctrica Quito, de manera especial al Ing. Ricardo Dávila por brindarme la oportunidad de desarrollar este trabajo de titulación, por la predisposición y la ayuda que me brindó durante la realización del proyecto, de manera general al departamento de Control de Calidad del Producto y Pérdidas Técnicas por la ayuda y apertura al momento de recopilar la información necesaria.

A mis amigos y compañeros de clase, especialmente a los HDC por la gran amistad que me han brindado en todo momento.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
CAPÍTULO 1	1
1 GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 ALCANCE	2
1.4 CONTENIDO	3
CAPÍTULO 2	4
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	4
2.2 JUSTIFICACIÓN	5
2.3 DEFINICIONES	6
2.3.1 Sistema nacional interconectado (SNI)	6
2.3.2 Línea de subtransmisión	6
2.3.3 Sistema de distribución	6
2.3.4 Subestación de distribución	7
2.3.5 Alimentador primario	7
2.3.6 Transformador de distribución	7
2.3.7 Red secundaria	7
2.3.8 Acometida	7
2.3.9 Contador de energía	7
2.3.10 Alumbrado público	8
2.3.11 Demanda	8
2.3.12 Intervalo de demanda	8
2.3.13 Carga	8
2.3.14 Curva de carga	8
2.3.15 Demanda máxima	9
2.3.16 Carga instalada	9
2.3.17 Capacidad instalada	9
2.3.18 Factor de potencia	9
2.3.19 Factor de carga	9
2.3.20 Factor de demanda	10
2.3.21 Factor de utilización	10

2.3.22	Factor de diversidad	10
2.3.23	Factor de coincidencia	11
2.3.24	Factor de pérdidas	11
2.4	PRINCIPIOS TEÓRICOS	12
2.4.1	Pérdidas eléctricas en la red de distribución	12
2.4.2	Pérdidas no técnicas	12
2.4.3	Pérdidas técnicas	13
2.4.4	Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas	13
2.4.5	Pérdidas resistivas	16
2.4.6	Pérdidas en potencia de alimentadores primarios	17
2.4.7	Pérdidas en energía de alimentadores primarios	18
2.4.8	Pérdidas en transformadores de distribución	20
2.4.9	Pérdidas en potencia del núcleo de transformadores	20
2.4.10	Pérdidas en potencia de devanados de transformadores	21
2.4.11	Pérdidas de energía en el núcleo de transformadores	24
2.4.12	Pérdidas en energía de los devanados de transformadores	24
2.4.13	Pérdidas de potencia en redes secundarias	26
2.4.14	Pérdidas de energía en redes secundarias	26
2.4.15	Pérdidas en potencia de acometidas	28
2.4.16	Pérdidas en energía en acometidas	33
2.4.17	Pérdidas en contadores de energía	34
2.4.18	Pérdidas en potencia de contadores de energía	34
2.4.19	Pérdidas de energía en contadores de energía	36
2.4.20	Pérdidas en alumbrado público	38
2.4.21	Pérdidas de potencia en alumbrado público	38
2.4.22	Pérdidas de energía en alumbrado público	38
CAPÍTULO 3.....		40
3 METODOLOGÍA EMPLEADA POR LA EEQ. PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS		40
3.1	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	40
3.1.1	Conceptos básicos sobre Arcgis	40
3.1.2	Alimentadores primarios	42
3.1.3	Transformadores de distribución	45
3.1.4	Redes secundarias	52
3.1.5	Acometidas	52
3.1.6	Contadores de energía	62
3.2	PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	63
3.2.1	Índice sectorizado de pérdidas (ISP)	64
3.2.2	Pérdidas de potencia en alimentadores primarios	64
3.2.3	Pérdidas en energía de alimentadores primarios	67
3.2.4	Pérdidas en transformadores de distribución	67
3.2.5	Pérdidas totales de potencia en transformadores	73
3.2.6	Pérdidas en energía en transformadores de distribución	74
3.2.7	Pérdidas en potencia de redes secundarias	78
3.2.8	Pérdidas en energía de redes secundarias	81
3.2.9	Pérdidas en potencia y energía de acometidas residenciales	82
3.2.10	Pérdidas en potencia y energía de acometidas comerciales	85

3.2.11	Pérdidas en potencia de medidores de energía.....	86
3.2.12	Pérdidas en energía de medidores de energía	88
3.2.13	Pérdidas en potencia de alumbrado público	89
3.3	APLICACIONES COMPUTACIONALES.....	93
3.3.1	Aplicación para el cálculo detallado de pérdidas.....	93
3.3.2	Aplicación para las aproximaciones del ISP.....	98
CAPÍTULO 4.....	102	
4	METODOLOGÍA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE	
PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	102	
4.1	RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN.....	102
4.1.1	Curvas de demanda típicas	103
4.2	PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	105
4.2.1	Estimar pérdidas totales de energía.....	105
4.2.2	Estimar pérdidas totales de potencia	105
4.2.3	Desagregar pérdidas técnicas por estadio	106
4.2.4	Pérdidas técnicas en medidores	106
4.2.5	Pérdidas técnicas en acometidas:.....	108
4.2.6	Pérdidas técnicas en red BV:.....	111
4.2.7	Pérdidas técnicas en transformadores de distribución	113
4.2.8	Pérdidas técnicas en red MV:	116
4.2.9	Pérdidas no técnicas totales:	117
4.2.10	Verificación de resultados. Iteración:	117
4.3	APLICACIÓN COMPUTACIONAL	118
CAPÍTULO 5.....	121	
5	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	121
5.1	SELECCIÓN DE LA RED PARA LA APLICACIÓN	121
5.1.1	Características principales del alimentador 17G.....	122
5.1.2	Información de transformadores	126
5.1.3	Información de acometidas	129
5.1.4	Información de medidores.....	131
5.2	RESULTADOS METODOLOGÍA EEQ.	132
5.3	RESULTADOS METODOLOGÍA PROPUESTA.....	142
5.4	ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS	150
6	CONCLUSIONES.....	152
7	BIBLIOGRAFÍA.....	154
8	ANEXOS	156

RESUMEN

El presente proyecto en la primera parte se enfoca en la aplicación de la metodología existente en los instructivos de la Empresa Eléctrica Quito S.A. con la finalidad de implementar herramientas computacionales que sean de ayuda al momento de realizar los cálculos, para esto se detalla las bases teóricas necesarias para poder adentrarse en la problemática del cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, posteriormente se describe la metodología empleada por la Empresa Eléctrica Quito S.A. donde se detallan las fuentes de información, las ecuaciones y valores típicos que se consideran al momento de realizar los cálculos, los cuales son empleados para el desarrollo de una aplicación computacional.

En el afán de generar otras opciones que permitan realizar el cálculo de pérdidas en redes de distribución, se propone una alternativa adicional para determinar los valores de pérdidas técnicas en redes de distribución, en donde se describe las fuentes de datos utilizadas, los criterios y ecuaciones que permiten desarrollar una aplicación computacional de esta nueva alternativa.

Finalmente, se realizan cálculos empleando las herramientas computacionales implementadas, realizando una aplicación sobre el alimentador G perteneciente a la subestación 17 Andalucía de la Empresa Eléctrica Quito S.A., en donde se analiza la razonabilidad de los resultados obtenidos con los que se busca identificar las características representativas de las metodologías utilizadas.

PALABRAS CLAVE: Redes de distribución, pérdidas técnicas, características representativas, desarrollo de herramientas computacionales, aplicación.

ABSTRACT

The present project in the first part focuses on the application of the existing methodology in the instructions of the EEQ with the purpose of implementing computational tools that are of help at the moment of making the calculations, for this the theoretical bases are detailed necessary to be able to enter In the problem of calculating technical losses in distribution networks, the methodology used by the Quito Electric Company is described below, detailing the sources of information, the equations and typical values that are considered at the time of calculations; which are used for the development of a computational application.

In order to generate other options for calculating losses in distribution networks, an additional alternative is proposed to determine the values of technical losses in distribution networks, which describes the data sources used, the concepts and equations that allow to develop a computational application of this new alternative.

Finally, calculations are made using the computational tools implemented making an application on the feeder G belonging to the 17 Andalucía substation of the Quito Electric Company, where the reasonableness of the results obtained is analyzed with which it is sought to identify the representative characteristics of the methodologies used

KEYWORDS: Distribution networks, technical losses, representative characteristics, development of computational tools, application.

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Dentro de las actividades realizadas por las empresas distribuidoras se encuentra el cálculo de pérdidas técnicas en el sistema de distribución, para esto dentro de la Empresa Eléctrica Quito se realiza el cálculo del índice sectorizado de pérdidas, mediante el cual se puede valorar las pérdidas técnicas y desagregarlas a lo largo de las diferentes etapas que involucra transportar la energía desde las subestaciones hasta los clientes, esto permite identificar las zonas con mayores pérdidas técnicas en las cuales habrá que realizar acciones con la finalidad de reducir los índices de pérdidas.

Una etapa importante en el desarrollo del presente trabajo es recopilar la información requerida, considerando una fuente de datos confiable y de fácil acceso así evitar trabas o demoras en el proceso, es así que al realizar este proyecto se busca hacer un buen uso de los sistemas de información con los que cuenta la empresa, ya que esto es importante y de gran beneficio para la mejora de los procedimientos establecidos en el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución.

El cálculo se realiza por alimentadores primarios considerando los componentes de los mismos, es decir conductores que componen el alimentador primario, transformadores de distribución, redes secundarias, alumbrado público, acometidas y medidores de energía, haciendo de este un proceso extenso debido a la gran cantidad de información que debe ser procesada, por lo que en busca de optimizar el recurso humano y computacional se ha optado por implementar aplicaciones computacionales para lograr así que el personal ahorre tiempo en la realización de estos cálculos, tiempo que puede ser invertido en el desarrollo de acciones y planes que permitan disminuir los índices de pérdidas.

Dentro del proyecto se considera la propuesta de una metodología alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, con lo que se busca generar nuevas opciones que permitan dar solución a esta problemática.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Implementar una herramienta computacional, utilizando el software Matlab, la cual permita realizar el cálculo del Índice Sectorizado de Pérdidas Técnicas en la Empresa Eléctrica Quito en base a los datos existentes en los sistemas de información y los instructivos de la institución, además de realizar una comparación utilizando una metodología alternativa para el cálculo de pérdidas en redes de distribución.

1.2.2 Objetivos específicos

- Obtener conocimientos sobre el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución.
- Proponer una metodología alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución.
- Disponer de una herramienta computacional que realice el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución con una interfaz amigable con el usuario, utilizando información recopilada en los sistemas de la empresa.
- Identificar aspectos favorables y desfavorables que representa el uso de la metodología empleada por la EEQ y de la metodología propuesta para determinar pérdidas técnicas en redes de distribución.

1.3 Alcance

Con la realización del proyecto, se busca implementar una herramienta computacional que permita realizar el cálculo del índice sectorizado de pérdidas de manera más eficaz y sencilla, utilizando los instructivos y la información existente en la institución.

Adicionalmente se busca realizar una comparación de la metodología empleada por la EEQ para el cálculo de pérdidas en redes de distribución ante una nueva alternativa que utilice los datos existentes en los sistemas de información de la empresa, esto teniendo como finalidad inferir criterios e identificar los aspectos favorables y desfavorables que representa el uso de cada una de estas alternativas consideradas.

1.4 Contenido

En el capítulo 1 se detalla las generalidades del proyecto, esto comprende el objetivo principal, los objetivos específicos y el alcance.

En el capítulo 2 se describen los términos empleados frecuentemente durante el desarrollo del proyecto, adicionalmente se detallan las bases teóricas que permiten abordar de mejor forma la problemática del cálculo de pérdidas en redes de distribución.

En el capítulo 3 se detalla la metodología empleada por la Empresa Eléctrica Quito para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, aquí se muestra el proceso de obtención de datos, se describe las fórmulas y valores característicos empleados para el desarrollo de las aplicaciones computacionales.

En el capítulo 4 se describe la metodología propuesta para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, se muestra el proceso de obtención de datos, se detallan las fórmulas y valores característicos empleados para el desarrollo de las aplicaciones computacionales que se muestran en el capítulo.

En el capítulo 5 se realizan cálculos de pérdidas empleando las aplicaciones computacionales desarrolladas, aquí se describe las principales características de la red seleccionada, se muestran los valores obtenidos al emplear la metodología detallada por la Empresa Eléctrica Quito y por la metodología propuesta, y en base a estos resultados se identifican aspectos favorables y desfavorables que representa el uso de las metodologías descritas.

En el capítulo 6 considerando las actividades desarrolladas se elaboran las conclusiones.

En el capítulo 7 se detallan las fuentes bibliográficas.

CAPÍTULO 2

2 Marco teórico

En el presente capítulo se realizará una revisión de términos empleados frecuentemente en distribución de energía eléctrica, adicionalmente se presentan las bases teóricas con las que se hace posible abordar de mejor manera la problemática del cálculo de pérdidas en redes de distribución.

2.1 Descripción del problema

El cálculo del índice sectorizado de pérdidas es importante para la Empresa Eléctrica Quito ya que permite valorar las pérdidas en las diferentes etapas del sistema de distribución y de esta forma identificar las zonas que necesitan mayor atención y así enfocar los esfuerzos a la reducción de índices de pérdidas en dichas zonas.

El cálculo es realizado considerando los instructivos existentes en el departamento de Control de Calidad y Pérdidas Técnicas y se lo realiza mediante el uso de hojas electrónicas de Microsoft Excel, debido a la gran cantidad de datos que se debe procesar para realizar los cálculos, este procedimiento es extenso por lo que implica un período de tiempo considerable para su elaboración mensual, además de que es propenso a equivocaciones.

A pesar de la existencia de procedimientos para el cálculo del índice sectorizado de pérdidas, lo extenso del mismo obliga a que una persona específica sea la encargada de realizar este procedimiento haciendo que éste no sea un proceso completamente estandarizado dentro de la institución, lo cual causa inconvenientes ya que cuando la persona encargada del cálculo tenga que ausentarse de la institución, la capacitación y familiarización de otro miembro del personal con este procedimiento involucrará un periodo tiempo considerable ocasionando retrasos en el resto de actividades del departamento.

Un inconveniente adicional es que para realizar el cálculo mensual de índice sectorizado de pérdidas se requiere información enviada de otros departamentos, por lo que en ocasiones la persona encargada del cálculo no puede realizarlo ya que no dispone de la información requerida y muchas veces tiene que esperar hasta que se cumplan las fechas máximas para la entrega de dicha información, además en el procedimiento se realizan aproximaciones en base a datos que se encuentran desactualizados.

Es por esto que se ha considerado implementar una aplicación computacional que realice el cálculo del Índice Sectorizado de Pérdidas de manera más rápida y eficaz, partiendo de los datos existentes en los sistemas de información de la empresa y en base a los procedimientos establecidos en los instructivos de la institución.

De manera general el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas de distribución es un problema muy extenso debido a la gran cantidad de datos que intervienen en los cálculos, ante esto se han desarrollado diferentes metodologías que permiten realizar estimaciones ya que realizar un cálculo detallado es muy poco factible debido a la gran cantidad de recursos y equipos de medición que esto involucraría.

En cada metodología se utilizan diferentes criterios para realizar la estimación, es decir que el resultado dependerá mucho de la metodología que se escoja, es por esto que en el proyecto se planteará una alternativa diferente a la utilizada en la institución con la finalidad de realizar una comparación para observar cuánto varían los resultados obtenidos.

2.2 Justificación

La implementación de herramientas o aplicaciones computacionales permite agilizar los procesos de cálculo, que al realizarse manualmente implican el manejo de una gran cantidad de datos y documentación y requiere un periodo extenso de tiempo para su realización.

Con la implementación de esta aplicación computacional para el cálculo del índice sectorizado de pérdidas se busca mejorar la forma en que se realiza este proceso, el cual al momento genera inconvenientes debido a lo extenso del mismo y a la gran cantidad de información y documentación que se debe manejar, esto ya que el cálculo se lo realiza considerando los alimentadores primarios, redes secundarias, acometidas, medidores de energía y alumbrado público, con lo cual se pueden identificar las zonas más problemáticas y de esta forma sectorizar los esfuerzos para mejorar en las áreas que más lo necesitan.

La aplicación computacional involucra la realización de una interfaz más amigable para el usuario, con lo que se busca hacer que el proceso sea fácil y que cualquier miembro del departamento o de la institución pueda realizarlo de una manera más sencilla y así evitar que otras actividades de relevancia dentro del departamento sean afectadas.

Al implementar esta aplicación se busca optimizar el recurso humano, logrando reducir considerablemente el tiempo que implica el cálculo del índice sectorizado de pérdidas,

tiempo que puede ser invertido en la realización de estudios técnicos requeridos por el departamento y por la institución para el desarrollo de otros proyectos.

Ya que la aplicación contempla la metodología tradicional utilizada por la Empresa Eléctrica Quito y una nueva propuesta para determinar pérdidas técnicas, se brindará nuevas opciones que permitan realizar estos cálculos, esto considerando los datos existentes en los sistemas de información de la empresa. Al realizar una comparación entre estas metodologías involucradas se busca inferir criterios e identificar los aspectos favorables y desfavorables que representa el uso de cada una de ellas.

Para comprender de mejor manera el problema del cálculo de pérdidas en redes de distribución, es necesario manejar algunos términos que son frecuentemente utilizados, estos términos forman parte de bases teóricas, las cuales conforman las herramientas necesarias para desarrollar las metodologías consideradas en el cálculo de pérdidas.

2.3 Definiciones

2.3.1 Sistema nacional interconectado (SNI)

Es el sistema eléctrico constituido por los elementos que conforman las centrales de generación, el sistema de transmisión y las empresas distribuidoras de energía. [1]

2.3.2 Línea de subtransmisión

Las líneas de subtransmisión son aquellas que no forman parte del SNI y se encargan de llevar la energía desde una subestación de transmisión del SNI hacia una subestación de distribución. [1]

2.3.3 Sistema de distribución.

El sistema de distribución es la etapa de los sistemas eléctricos que recibe la energía proveniente de los sistemas de generación y transmisión, y se encarga de la entrega de la energía eléctrica hacia los usuarios finales. [2]

2.3.4 Subestación de distribución

Son las subestaciones que reciben y transforman la energía proveniente de la red de subtransmisión y es donde se originan los circuitos o alimentadores primarios.

2.3.5 Alimentador primario

Son las redes eléctricas que parten de la subestación de distribución, recorren las áreas urbanas o rurales en donde prestan servicio, entregando energía a los transformadores de distribución, generalmente operan en voltajes de 22,8 kV, 13,2 kV o 6,3 kV. [2]

2.3.6 Transformador de distribución

Es aquel equipo que permite transformar el voltaje de los alimentadores primarios a un voltaje de consumo, generalmente 240/120 V en el caso de redes monofásicas y 220/127 V en redes trifásicas, el cual es suministrado a los clientes a través de las redes secundarias. [2]

2.3.7 Red secundaria

Es la red que parte del transformador de distribución y se encarga de distribuir la energía a consumidores conectados a ella a un nivel de voltaje de utilización 240/120 V o 220/127 V. [2]

2.3.8 Acometida

Es el tramo que conecta un punto de la red secundaria con la propiedad donde el cliente hará uso de la energía suministrada. [2]

2.3.9 Contador de energía

Es parte de la acometida, es el equipo que permite medir el consumo de energía realizado por el cliente.

2.3.10 Alumbrado público

Es el circuito que permite iluminar las vías, parques, piletas y demás espacios públicos, de tal manera que exista un grado adecuado de visibilidad, opera con el nivel de voltaje de la red secundaria. [2]

2.3.11 Demanda

Es la potencia instantánea requerida por cualquier parte del sistema en un determinado instante de tiempo, generalmente se utiliza el valor medio para diferentes medidas realizadas durante un intervalo de tiempo al cual se le denomina intervalo de demanda. [3]

2.3.12 Intervalo de demanda

Es el periodo de tiempo en el que se recolecta mediciones de potencia, con la finalidad de obtener un valor promedio. [3]

2.3.13 Carga

Es la potencia activa o aparente requerida por un equipo para su funcionamiento. [3]

2.3.14 Curva de carga

Es la curva que se obtiene al graficar la variación de la demanda en el transcurso del tiempo. [3]

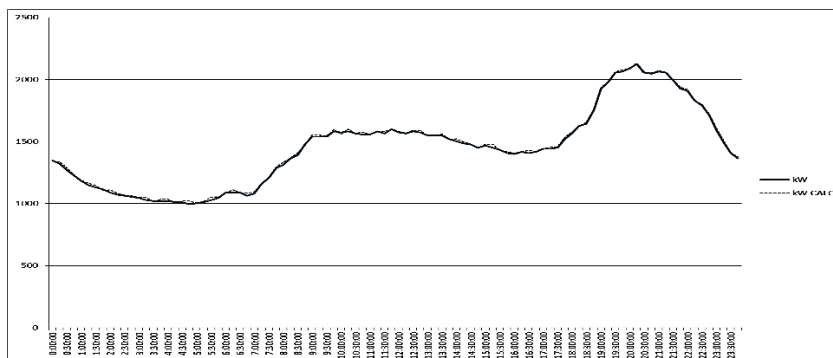


Figura 2.1 Curva de Carga.

2.3.15 Demanda máxima

Es el valor máximo de potencia requerido en cualquier parte del sistema dentro de un intervalo de tiempo considerado. [3]

2.3.16 Carga instalada

Es la suma de las potencias de placa de los diferentes equipos que se encuentran conectados en las diferentes partes del sistema de distribución. [3]

2.3.17 Capacidad instalada

Es la suma de las potencias de placa de los diferentes equipos (transformadores y generadores) que permiten suministrar la energía en el sistema. [3]

2.3.18 Factor de potencia

Es la relación entre la potencia activa (W, kW, MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes. [3]

Se puede expresar como:

$$\cos\phi = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}}$$

Ecuación 2.1. Factor de Potencia.

2.3.19 Factor de carga

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo. [3]

Se puede expresar como:

$$F_c = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}}$$

Ecuación 2.2. Factor de carga.

2.3.20 Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo de tiempo t, de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectado al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente se puede expresar como: [3]

$$Fd = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Instalada}}$$

Ecuación 2.3. Factor de demanda

2.3.21 Factor de utilización

El factor de utilización en un sistema eléctrico durante un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal (capacidad instalada) del sistema [3], se puede expresar como:

$$F_U = \frac{\text{Démanda Máxima}}{\text{Capacidad Instalada}}$$

Ecuación 2.4.Factor de Utilización.

2.3.22 Factor de diversidad

Mediante este factor es posible representar la diversidad de la carga, ya que al hablar de un grupo de consumidores, sus demandas máximas individuales no son coincidentes en el tiempo, esto debido a que los clientes tienen diferentes hábitos de consumo. El factor de diversidad se calcula mediante la razón entre la suma de las demandas de potencia máximas individuales de los clientes dividido para la demanda máxima coincidente del grupo. [3]

$$F_{div} = \frac{\text{Suma de demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima coincidente}} = \frac{\sum D_{mi}}{D_M \text{ grupo}}$$

Ecuación 2.5. Factor de Diversidad.

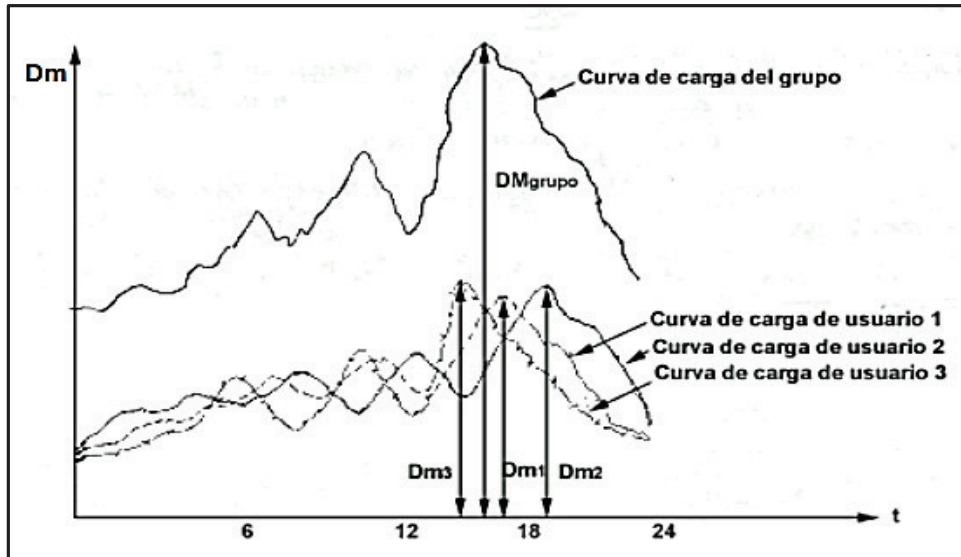


Figura 2.2 Demandas de varios usuarios y demanda coincidente del grupo. [3]

2.3.23 Factor de coincidencia

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máximas individuales de los clientes que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo. [3]

$$f_{coin} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{Suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{\sum D_{mi}}$$

Ecuación 2.6. Factor de coincidencia

2.3.24 Factor de pérdidas

Es el porcentaje de tiempo requerido por la demanda máxima para producir las mismas pérdidas que las producidas por la demanda real de potencia sobre un periodo de tiempo especificado. [3]

$$f_{per} = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda máxima})^2}$$

Ecuación 2.7. Factor de pérdidas

2.4 Principios teóricos

2.4.1 Pérdidas eléctricas en la red de distribución

Las pérdidas de potencia y energía eléctrica aparecen en el proceso de transportar la energía desde las centrales de generación hasta los clientes a través de las redes de transmisión y distribución, son una característica de las instalaciones existentes, esto debido a las características físicas de los equipos que las componen y a la corriente eléctrica que circula a través de ellos.

Las pérdidas eléctricas representan la energía que no puede ser facturada por parte de la empresa distribuidora, esto comprende las pérdidas totales ya que dentro de ellas existen pérdidas que aparecen debido a los fenómenos físicos característicos de los equipos y el resto corresponde a energía no facturada debido a otros factores no técnicos, de aquí que se obtiene la clasificación de las pérdidas de energía eléctrica como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

2.4.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas son aquellas que aparecen por distintas causas, las cuales no permiten que los métodos para calcular las pérdidas técnicas las tomen en cuenta, esto principalmente porque no es posible medirlas y no existen registros con información detallada sobre ellas, las pérdidas no técnicas se producen por consumo de energía en abonados legales o ilegales, en los que la energía consumida no puede ser facturada ya que no es medida, o por que las medidas realizadas no son correctas, las pérdidas técnicas pueden resumirse como un tipo de robo energía de una u otra forma, entre algunas de las principales razones para la aparición de no pérdidas técnicas se pueden citar las siguientes. [4]

- Puntos ilegales de conexión a la red de baja tensión
- Alteración de contadores de energía.
- Contadores de energía defectuosos
- Suministros no medidos.
- Errores en la lectura de los medidores de energía.
- Errores en la facturación de la energía.

Debido a estas características, realizar un cálculo de pérdidas no técnicas resultaría más difícil, principalmente por que no existen mediciones, sin embargo realizar un cálculo de

pérdidas técnicas es mucho más factible, y a partir de estos cálculos sería posible estimar el valor de pérdidas no técnicas por diferencia, esto mediante un balance entre la energía que ingresa a la red de distribución y la energía facturada, y posteriormente con la diferencia de este valor con el valor de pérdidas técnicas.

2.4.3 Pérdidas técnicas

Se denominan pérdidas técnicas a aquellas que se producen debido a los fenómenos físicos, los cuales se dan por las características propias de los componentes de las redes, principalmente por la circulación de corriente por conductores y a las pérdidas en vacío del núcleo de los transformadores [5].

2.4.4 Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

Las pérdidas por histéresis se originan por las propiedades magnéticas de los materiales ferrosos. Cuando tiene lugar una variación cíclica de flujo en un material ferroso, una cantidad de energía proporcional al área del ciclo de histéresis, se disipa en el material por cada ciclo completo de variación de flujo (ver Figura 2.3). La pérdida por histéresis varía con la frecuencia y la densidad del flujo y puede ser representada solamente por una relación basada en datos experimentales. Normalmente se expresa mediante la Ecuación 2.8. [5]

$$P_h = K_h \cdot V \cdot f \cdot B_{m\acute{a}x}^x$$

Ecuación 2.8. Pérdidas por Histéresis

Donde:

K_h : Constante propia del sistema en las unidades que se utilice.

V : Volumen del núcleo.

f : Frecuencia en ciclos por segundo.

$B_{m\acute{a}x}$: Valor máximo de la densidad de flujo.

X : Exponente de Steinmetz con rango de valores desde 1.5 hasta 2.5, para aceros que se usan en máquinas electromagnéticas.

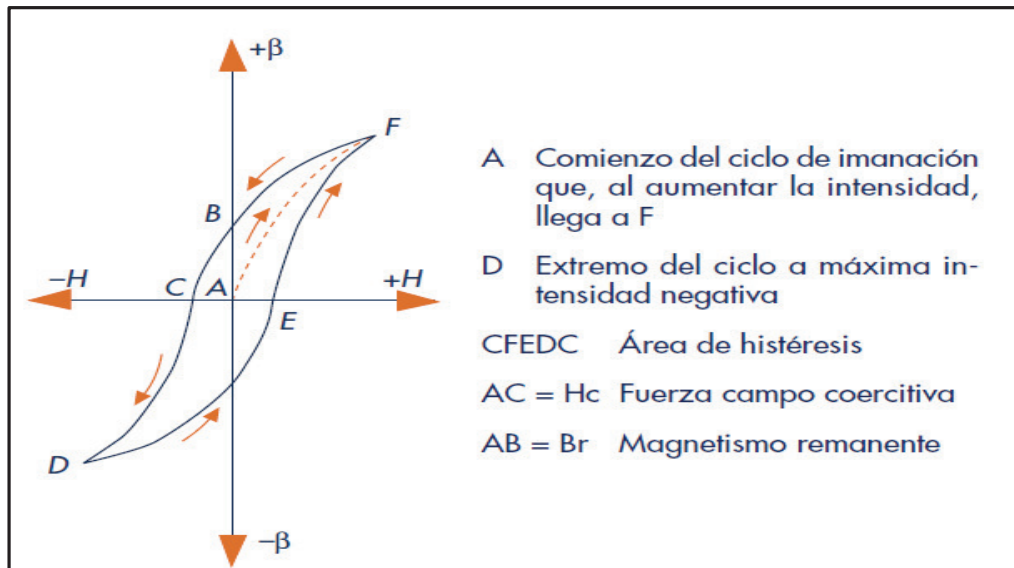


Figura 2.3. Ciclo de histéresis en materiales ferromagnéticos.

Fuente: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>

Las pérdidas por corrientes parásitas, se originan cuando un material conductor es sujeto a una variación del campo magnético, esta variación del campo debido a ley de Faraday genera voltajes inducidos, los cuales a su vez ocasionan que estas corrientes denominadas parásitas circulen por el material conductor, la circulación de estas corrientes generan pérdidas resistivas del tipo I^2R , a las cuales se las ha llamado pérdidas por corrientes parásitas (ver Figura 2.4). El valor de estas corrientes y de este tipo de pérdidas es muy difícil de calcular de manera exacta y precisa, pero es posible estimar estos valores mediante pruebas experimentales, es así que las pérdidas por corrientes parásitas se pueden aproximar mediante la Ecuación 2.9. [5]

$$P_e = K_e \cdot V \cdot f^2 \cdot T_L^2 \cdot B_{m\acute{a}x}^2$$

Ecuación 2.9. Pérdidas por corrientes de Foucault.

Donde:

K_e : Constante propia del sistema en las unidades que se utilice.

V : Volumen del núcleo.

f : Frecuencia en ciclos por segundo.

$B_{m\acute{a}x}$: Valor máximo de la densidad de flujo.

T_L : Es el espesor de las láminas del material.

Los resultados que se obtienen mediante la expresión, son muy razonables siempre y cuando la constante K_e haya sido obtenida de manera adecuada, y de igual forma se puede ver que el espesor de las láminas del material influyen en el valor de las pérdidas, es por esto que los núcleos de los transformadores son laminados, esto con la finalidad de hacer el espesor TL muy pequeño para reducir las pérdidas.

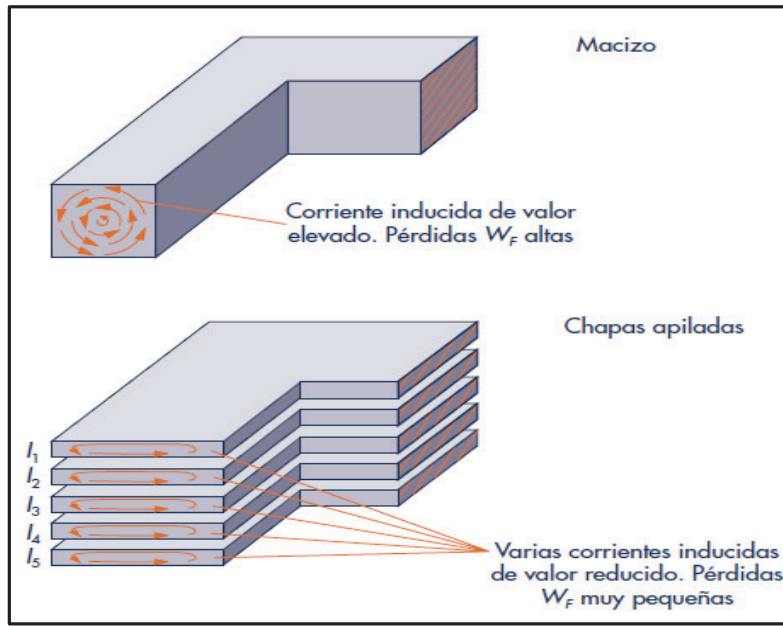


Figura 2.4. Corrientes parasitas o de Foucault en materiales conductores.

Fuente: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>

Mediante las Ecuación 2.8 y la Ecuación 2.9 se puede obtener el valor para pérdidas por histéresis y por corrientes parasitas o de Foucault, pero esto se requieren pruebas rigurosas ya que las constantes deben ser obtenidas en base a datos experimentales, debido a que estas pérdidas se producen en el núcleo de transformadores, es posible determinar el valor total de pérdidas en el núcleo (histéresis y corrientes parasitas) mediante la realización de la prueba de vacío, esta prueba al igual que la prueba de corto circuito es realizada generalmente por los fabricantes, los cuales presentan valores de pérdidas como datos del transformador, esto teniendo en cuenta que los valores presentados son para cuando el transformador trabaja a plena carga.

2.4.5 Pérdidas resistivas

“Las pérdidas resistivas se calculan en base a la expresión I^2R , En cada subsistema se calculan las pérdidas resistivas para la demanda máxima de la carga por los métodos usuales y con esa base se obtienen las pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima. El procedimiento descrito se puede aplicar para todas las pérdidas resistivas, es decir en las líneas primarias, para las pérdidas resistivas de los transformadores de subtransmisión y distribución, para las líneas secundarias y para los conductores de las acometidas” [6],

Las pérdidas en potencia varían de acuerdo a la demanda, ya que esto provoca que la corriente que circula por los conductores cambie debido a que las corrientes que circulan por los conductores son dependientes de la demanda existente, al variar la demanda van a variar las pérdidas, considerando esto las pérdidas serán distintas para cada intervalo de demanda, estos valores de pérdidas pueden ser estimados en base a las pérdidas de potencia existentes en la condición de demanda máxima mediante la Ecuación. 2.10.

$$P_{Pot_Di} = \left(\frac{D_{max} \cdot fp_{Di}}{D_i \cdot fp_{Dmax}} \right)^2 \cdot P_{Pot_Dmax}$$

Ecuación 2.10. Pérdidas en potencia para un intervalo de demanda.

Donde:

P_{pot_Di} : Pérdidas de potencia en el intervalo i (kW).

P_{pot_Dmax} : Pérdidas de potencia a demanda máxima (kW).

D_{max} : Demanda máxima de potencia registrada en el periodo de tiempo considerado (kW).

D_i : Demanda de potencia registrada para el intervalo i (kW).

fp_{Dmax} : Factor de potencia registrado en el instante de demanda máxima.

fp_{Di} : Factor de potencia registrado para el intervalo de demanda i .

Utilizando la Ecuación 2.10 se puede determinar una curva que representa las pérdidas en las diferentes condiciones de demanda existentes durante el periodo de tiempo considerado, posteriormente al cálculo de la curva de pérdidas, es posible obtener las pérdidas en energía mediante la integración de la curva, esto es expresado mediante la Ecuación 2.11.

$$P_{energ} = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_Di}$$

Ecuación 2.11. Pérdidas resistivas en energía.

Donde:

P_{energ} : Pérdidas de energía totales durante el periodo de análisis (kWh).

P_{Pot_Di} : Pérdidas de potencia en el intervalo de demanda i (kWh).

Δt : Tiempo de duración del intervalo de demanda (horas).

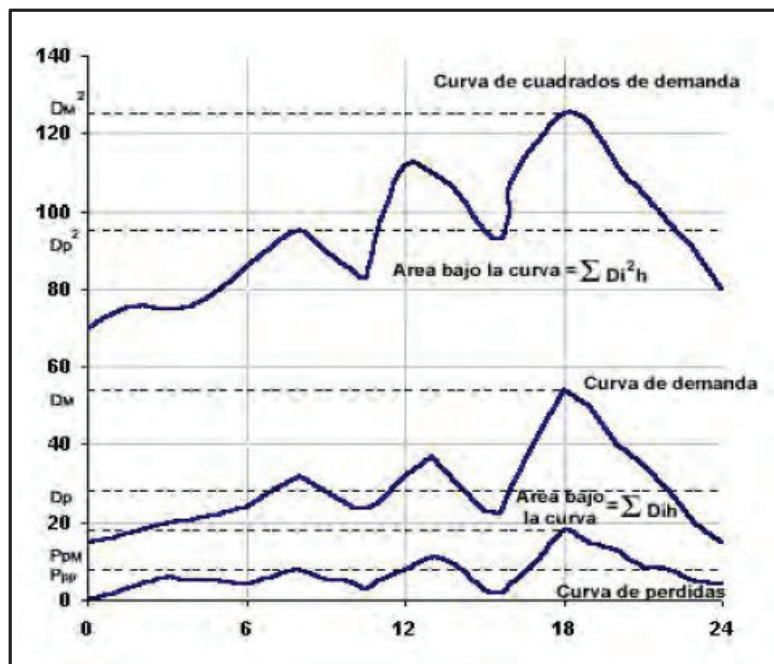


Figura 2.5. Curva de Demanda, demanda al cuadrado y pérdidas. [3]

2.4.6 Pérdidas en potencia de alimentadores primarios

Las pérdidas de alimentadores primarios, se presentan principalmente por la circulación de corriente por los conductores que constituyen el alimentador. Debido a la gran extensión de las redes de distribución estas están compuestas por tramos, los cuales van a cambiar de acuerdo a la topología de la red, el tipo de carga que alimenta, la forma de implementación de la red (aérea o subterránea) y el número de usuarios. Estas consideraciones se ven reflejadas en las características representativas de la red ya que

determinan el tipo de conductor que se utiliza y por lo tanto la corriente que circula por la red, por lo que para determinar las pérdidas será importante encontrar los valores de la corriente que circula por cada tramo provocando pérdidas de potencia por efecto joule, las cuales se expresan mediante la Ecuación 2.12.

$$P_{Pot} = I^2 \cdot R$$

Ecuación 2.12. Pérdidas resistivas en conductores eléctricos

Donde:

P_{Pot} : Pérdidas de potencia en el conductor (W).

I: corriente que circula por el conductor (A).

R: Resistencia del conductor (Ω).

En así que en el caso de alimentadores primarios, el principal inconveniente es la obtención de esta corriente, esto ya que la corriente que circula por los conductores varía dependiendo de la carga que alimenta el primario y esta carga cambia en cada tramo del mismo, debido a esto para obtener estas corrientes se debe realizar un flujo de carga, esto teniendo en cuenta las características representativas del alimentador y de las cargas, hay que modelarlas de la mejor manera considerando una condición de operación del alimentador, generalmente para la condición de demanda máxima.

2.4.7 Pérdidas en energía de alimentadores primarios

Luego de calcular las pérdidas en potencia, se calcula las pérdidas de energía en el alimentador primario. En este caso para determinar las pérdidas en energía, será necesario utilizar el valor de pérdidas en potencia a demanda máxima obtenidas a partir de un flujo de carga, las definiciones de factor de pérdidas según [6] y las mediciones realizadas en los alimentadores primarios las cuales se las puede encontrar de manera muy frecuente en las empresas distribuidoras.

En los alimentadores primarios generalmente existen mediciones a la salida de las subestaciones las que permiten determinar la curva de carga, con ayuda de los valores medidos es posible determinar un factor de pérdidas para cada uno de los intervalos de medición y posteriormente determinar un factor de pérdidas promedio, estos valores son calculados mediante la Ecuación 2.13 y la Ecuación 2.14.

$$f_{per_i} = \left(\frac{D_{max} \cdot f_{p_i}}{D_i \cdot f_{p_{D_{max}}}} \right)^2$$

Ecuación 2.13. Factor de pérdidas en un intervalo de demanda.

$$f_{per} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} f_{per_i}}{n}$$

Ecuación 2.14. Factor de pérdidas promedio para un registro de carga.

Donde:

f_{per_i} : Factor de pérdidas para el intervalo de demanda i .

D_{max} : Demanda máxima del alimentador primario (kW).

D_i : demanda de potencia registrada par al intervalo de demanda i (kW).

$f_{p_{D_{max}}}$: Factor de potencia en condición de demanda máxima.

f_{p_i} : Factor de potencia en el intervalo de demanda i .

n : Número de intervalos de demanda existentes en el período de análisis.

f_{per} : Factor de pérdidas promedio del alimentador en el periodo de análisis considerado.

Con el valor de pérdidas en potencia del alimentador en demanda máxima y el valor del factor de pérdidas promedio calculado, se puede hacer uso de otra de las definiciones del factor de pérdidas dado por la Ecuación 2.15, en la que se relaciona las pérdidas de energía promedio y pérdidas de Potencia a demanda máxima, de donde se puede despejar el valor de las pérdidas de energía promedio obteniendo como resultado la Ecuación 2.16.

$$f_{per} = \frac{P_{Ener}}{P_{pot_D_{max}} \cdot t}$$

Ecuación 2.15. Factor de pérdidas

$$P_{Ener} = f_{per} \cdot P_{pot_{D_{max}}} \cdot t$$

Ecuación 2.16. Pérdidas de energía a partir del factor de pérdidas

Donde:

F_{per} : Factor de pérdidas promedio del alimentador.

P_{energ} : Pérdidas de energía promedio en el alimentador (kWh).

$P_{pot_{Dmax}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima (kW).

t : Duración del intervalo de tiempo contemplado para el análisis (horas).

2.4.8 Pérdidas en transformadores de distribución

Son las pérdidas resistivas que se producen por conducción de corriente en el cobre de los bobinados, las pérdidas de vacío que se presentan en el núcleo del transformador debido a las corrientes de Foucault y por histéresis, y adicionalmente las pérdidas debido a la radiación sonora debido al cambio físico del núcleo, que son despreciables para el tipo de transformadores considerados en este caso [5]

Estas pérdidas se las puede expresar en forma de la Ecuación 2.17:

$$P_{pc} = P_o + P_{rpc}$$

Ecuación 2.17. Pérdidas a plena carga en transformadores de distribución

Donde:

P_{rpc} : Pérdidas resistivas en los devanados del transformador a plena carga (kW).

P_o : Pérdidas en vacío en el núcleo del transformador (kW).

P_{pc} : Pérdidas totales del transformador a plena carga (kW).

Frecuentemente los fabricantes brindan información de las pérdidas totales a plena carga (P_{pc}) o de las pérdidas resistivas en los devanados del transformador a plena carga (P_{rpc}), las pérdidas de vacío (P_o) en el núcleo del transformador son determinadas mediante la prueba de circuito abierto. Estos valores de pérdidas se presentan por separado debido a que presentan distintos comportamientos que hay que considerar al momento de realizar los cálculos.

2.4.9 Pérdidas en potencia del núcleo de transformadores.

En el caso de las pérdidas en vacío aparecen principalmente por corrientes de Foucault y por histéresis, por lo que no dependen de la corriente que circula por los devanados del transformador, es por esto que su valor es considerado constante en cualquier condición

de operación del transformador, por lo que se puede utilizar directamente los valores entregados por fabricantes. [5]

De acuerdo a lo expuesto en [7], para determinar las pérdidas en vacío del grupo de transformadores pertenecientes a un primario, únicamente es necesario sumar las potencias de cada transformador, esto teniendo en cuenta que estas se han considerado como constantes, por lo que no es necesario el uso del factor de coincidencia, esto se expresa en forma de la Ecuación 2.18.

$$PT_{pot_{nucleo}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{o_i}$$

Ecuación 2.18. Pérdidas totales en potencia en núcleos de transformadores.

Donde:

$PT_{pot_{nucleo}}$: Pérdidas en potencia en el núcleo del grupo de transformadores pertenecientes a un primario (kW).

P_{o_i} : Pérdidas en el núcleo del transformador i (kW).

2.4.10 Pérdidas en potencia de devanados de transformadores.

En el caso de pérdidas en los devanados son pérdidas resistivas que aparecen debido a la circulación de corriente por los conductores que conforman estos devanados, haciendo que las pérdidas cambien de acuerdo a las condiciones de operación, ante esto es factible utilizar los valores de pérdidas resistivas a plena carga, proporcionados por las fabricantes y adecuarlos a la condición de demanda máxima, la cual representa la condición de operación más crítica del transformador dentro de la red, y es cuando aparecen los valores más altos de pérdidas.

Considerando lo expuesto en [7] para determinar las pérdidas resistivas, hay que partir del factor de utilización dado por la Ecuación 2.19 y la Ecuación 2.20 en las que se indica la relación entre la potencia de operación en demanda máxima y la capacidad nominal, es decir representa el máximo uso registrado por el equipo, de esta forma de su puede obtener valores de pérdidas más acordes a las condiciones reales de funcionamiento del transformador.

$$F_{Util} = \frac{\text{Demanda máxima (kVA)}}{\text{Capacidad instalada}}$$

Ecuación 2.19. Definición de factor de utilización.

$$F_{Util} = \frac{\frac{D_{max}}{fp}}{kVA_{Inst}}$$

Ecuación 2.20. Factor de Utilización

Donde:

D_{max} : Demanda máxima de potencia activa en bornes del transformador (kW).

fp : Factor de potencia en la condición de demanda máxima.

kVA_{Inst} : Capacidad nominal del transformador (kVA).

Una vez determinado el factor de utilización, se pueden determinar las pérdidas de potencia del transformador en la condición de demanda máxima mediante la Ecuación 2.21.

$$P_{pot_{D_{max}-traf}} = P_{rpc} \cdot (F_{Util})^2$$

Ecuación 2.21. Pérdidas en potencia a demanda máxima de un transformador.

Donde:

$P_{pot_{D_{max}-traf}}$: Pérdidas de potencia en los devanados del transformador a demanda máxima (kW).

P_{rpc} : Pérdidas resistivas del transformador a plena carga (kW).

F_{Util} : Factor de Utilización del transformador.

Para determinar las pérdidas de potencia totales en los devanados de todos los transformadores pertenecientes a un primario se debe considerar el factor de coincidencia, ya que estas pérdidas dependen de la demanda máxima de cada transformador, y cada uno presenta esta condición en diferentes instantes de tiempo.

En este caso se necesita determinar un factor de coincidencia entre transformadores, este valor no se lo puede establecer de forma directa ya que el factor de coincidencia depende

únicamente del número de usuarios, por lo que para obtener el factor de coincidencia es posible utilizar una relación entre el factor de coincidencia debido al número de usuarios de alimentador primario y el factor de coincidencia correspondiente al número de usuarios promedio de cada transformador perteneciente al mismo, esto se puede expresar mediante la Ecuación 2.22. [7]

$$F_{coin} = \frac{F_{coin_{alimentador}}}{F_{coin_{transformador_ind}}}$$

Ecuación 2.22. Factor de coincidencia entre transformadores de un primario.

Donde:

F_{coin} : Factor de coincidencia para el grupo de transformadores pertenecientes a un primario.

$F_{coin_{alimentador}}$: Factor de coincidencia considerando los usuarios del alimentador.

$F_{coin_{transformador_ind}}$: Factor de coincidencia considerando los usuarios promedio por transformador.

El factor de coincidencia de los transformadores pertenecientes al primario es utilizado para calcular las pérdidas de potencia totales en los devanados de los transformadores pertenecientes a un alimentador primario mediante la Ecuación 2.23.

$$PT_{pot_devanados_{D_{max_trans}}} = F_{coin_{transformadores}} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{D_{max_traf_i}}}$$

Ecuación 2.23. Pérdidas en potencia de devanados de transformadores primario

Donde:

$PT_{pot_devanados_{D_{max_trans}}}$: Pérdidas de potencia totales en los devanados de transformadores asociados a un alimentador (kW).

$F_{coin_{transformadores}}$: Factor de coincidencia del grupo de transformadores.

$P_{pot_{D_{max_traf_i}}}$: Potencia de pérdidas a demanda máxima en los devanados de un transformador i (kW).

2.4.11 Pérdidas de energía en el núcleo de transformadores

Para calcular las pérdidas de energía existentes en el núcleo de transformadores, únicamente se debe multiplicar las pérdidas en potencia por el tiempo considerado para el análisis, posteriormente es posible determinar las pérdidas en energía totales utilizando la Ecuación 2.24.

$$PTenerg_{nucleo_{anual}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{o_i} \cdot t$$

Ecuación 2.24. Pérdidas totales en energía de núcleos de transformadores.

Donde:

$PTenerg_{nucleo_{anual}}$: Pérdidas de energía totales en el núcleo de los transformadores pertenecientes a un primario (kWh).

P_{o_i} : Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW).

t : Tiempo considerado para el análisis, en este caso 8760 horas de un año.

2.4.12 Pérdidas en energía de los devanados de transformadores

Para determinar las pérdidas de energía, es necesario construir la curva de demanda de pérdidas expresado en la Ecuación 2.10 y realizando las consideraciones en base a los registros de carga tomados en los bornes del transformador, esta curva debe ser construida en base al valor de pérdidas de potencia a la demanda máxima del transformador, esto se lo puede realizar mediante la Ecuación 2.25.

$$P_{pot_{Di}} = \left(\frac{D_{max} \cdot fp_{Di}}{D_i \cdot fp_{Dmax}} \right)^2 \cdot P_{pot_{Dmax_{traf_i}}}$$

Ecuación 2.25. Pérdidas en potencia de devanados de transformadores.

Donde:

$P_{pot_{Di}}$: Pérdidas de potencia en el intervalo de demanda i (kW).

$P_{pot_{Dmax_{traf_i}}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima del transformador i (kW).

D_{max} : Demanda máxima de potencia registrada en los bornes del transformador en el período de tiempo considerado (kW).

D_i : Demanda de potencia registrada para el intervalo i (kW).

fp_{Dmax} : Factor de potencia registrado en el instante de demanda máxima.

fp_{Di} : Factor de potencia registrado para el intervalo de demanda i

Una vez construida la curva de demanda de pérdidas, las pérdidas de energía se obtienen a partir de la integración de la misma, para esto se emplea la Ecuación 2.26.

$$PEnerg_{devanado_i} = \sum_{i=1}^{i=n} Ppot_{Dmax_traf_i} \cdot \Delta t$$

Ecuación 2.26. Pérdidas en energía de devanados de un transformador.

Donde:

$PEnerg_{devanado_i}$: Pérdidas de energía producidas en los devanados de un transformador i (kWh).

$Ppot_{Dmax_traf_i}$: Potencia de pérdidas en los devanados de un transformador i a demanda máxima (kW).

Δt : duración del intervalo de demanda (15 minutos=0.25 horas).

Finalmente el cálculo de pérdidas en energía totales dentro de un alimentador primario, se lo realiza mediante la suma de las pérdidas individuales dada por la ecuación 2.27.

$$PTEnerg_{devanados} = \sum_{i=1}^{i=n} PEnerg_{devanado_i}$$

Ecuación 2.27. Pérdidas totales en energía de devanados de transformadores.

Donde:

$PTEnerg_{devanados}$: Pérdidas de energía totales en los devanados de transformadores pertenecientes a un alimentador primario (kWh).

$PTEnrg_{devanado_i}$: Pérdidas de energía producidas en los devanados de un transformador i (kWh).

2.4.13 Pérdidas de potencia en redes secundarias

Las pérdidas en las redes secundarias se presentan principalmente por el efecto joule debido a la circulación de corriente por los conductores que las componen.

El cálculo de pérdidas para redes secundarias se lo puede realizar en base al procedimiento establecido en el cálculo de pérdidas resistivas, en donde se tiene que determinar las pérdidas de potencia en demanda máxima. Para poder obtenerlas sería necesario realizar una modelación de las redes secundarias considerando sus características principales y las características de las cargas que alimentan, para finalmente con el modelo implementado realizar un flujo de carga el cual permite obtener los valores de pérdidas de potencia en redes secundarias en demanda máxima. [7]

Luego de calcular las pérdidas de potencia a demanda máxima en cada una de las redes secundarias, se procede a determinar las pérdidas totales del alimentador por concepto de redes secundarias, para esto hay que considerar las demandas máximas de las distintas redes pertenecientes al primario, estas demandas máximas ocurren en diferentes instantes de tiempo por lo que se debe tomar en cuenta el factor de coincidencia, en este caso se emplea la Ecuación 2.28.

$$PT_{pot_{Dmax-secu}} = F_{coin} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{Dmax-secu-i}}$$

Ecuación 2.28. Pérdidas totales en potencia de secundarios de un primario.

Donde:

$PT_{pot_{Dmax-secu}}$: Pérdidas totales de potencia de las redes secundarias pertenecientes a un alimentador primario (kW).

$P_{pot_{Dmax-secu-i}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima de una red secundaria i (kW).

F_{coin} : Factor de coincidencia de los transformadores asociados al primario.

2.4.14 Pérdidas de energía en redes secundarias

Para el cálculo de pérdidas de energía en redes secundarias, se debe construir la curva de demanda de pérdidas de cada red secundaria, esto mediante la Ecuación 2.25, mostrada en la sección de pérdidas resistivas.

Para construir la curva de demanda de pérdidas se debe integrar esta curva multiplicando la demanda de pérdidas de cada intervalo por el tiempo de duración del intervalo de demanda, esto permite obtener las pérdidas de energía de cada red secundaria mediante la Ecuación 2.29.

$$PEnerg_{sec} = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_Di}$$

Ecuación 2.29. Pérdidas en energía de una red secundaria.

Donde:

$PEnerg_{sec}$: Pérdidas de energía de una red secundaria (kWh).

P_{pot_Di} : Pérdidas en potencia de una red secundaria en un intervalo de demanda i (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda en horas.

Otra alternativa para determinar las pérdidas de energía en una red secundaria es utilizando la Ecuación 2.30 la cual representa la definición de factor de pérdidas, en donde se despeja el valor de pérdidas en energía dando como resultado la Ecuación 2.31.

$$f_{per-sec} = \frac{PEnerg_{sec}}{P_{pot_Dmax-sec} \cdot t}$$

Ecuación 2.30. Definición de factor de pérdidas

$$PEnerg_{sec} = f_{per-sec} \cdot P_{pot_Dmax-sec} \cdot t$$

Ecuación 2.31. Pérdidas en energía de una red secundaria.

Donde:

$F_{per-sec}$: Factor de pérdidas de la red secundaria.

P_{energ} : Pérdidas de energía en la red secundaria (kWh).

P_{pot_Dmax} : Pérdidas de potencia a demanda máxima (kW).

t : Duración del intervalo de tiempo contemplado para el análisis.

2.4.15 Pérdidas en potencia de acometidas

Son las pérdidas que aparecen debido a la circulación de corriente por los conductores que se utilizan para conectar el punto de carga de la red secundaria hasta el tablero de medición del cliente, por lo que es necesario determinar el valor de la corriente que circula por el conductor de la acometida, el inconveniente radica en que generalmente no existen registros de carga que permitan determinar este valor, es así que en la mayoría de los casos esta corriente debe aproximarse en base a la información existente.

Entre la información disponible para acometidas frecuentemente se tiene la longitud, número de fases y tipo de conductor, estas características permiten obtener su resistencia por unidad de longitud, adicionalmente hay considerar que la corriente que circula por el conductor depende de la demanda de potencia requerida por la carga, para lo cual se necesitaría registros de carga que permitan obtener este valor. En el caso de las acometidas no es viable obtener registros de carga para cada una de las acometidas, por lo que esta demanda requerida para el cálculo deberá ser estimada y en base a esta demanda estimada se podrá calcular la corriente y el valor de pérdidas debido a esta.

Generalmente la demanda considerada para determinar las pérdidas es la demanda máxima, por lo que un método usualmente empleado es el propuesto por la Rural Electrification Administration (REA) [8], el cual permite determinar la demanda máxima coincidente para un grupo, en función del consumo y del número de consumidores, en este caso el grupo de consumidores asociados a la acometida.

La demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores va a determinarse mediante la Ecuación 2.32 la cual es función de los parámetros M y N, los mismos que dependen del consumo promedio de los clientes y del número de clientes asociados a la acometida.

$$D_{max_{acom}} = M \cdot N$$

Ecuación 2.32. Demanda máxima coincidente de una acometida.

Donde:

$D_{max_{acom}}$: Demanda máxima coincidente de la acometida (kW).

M y N: Factores utilizados para el cálculo de la demanda máxima.

Para realizar el cálculo de los factores N y M es necesario obtener el promedio general del consumo para el grupo de usuarios asociados al tablero alimentado por la acometida, dado por la Ecuación 2.33.

$$k = \frac{k_i}{\# \text{ clientes}}$$

Ecuación 2.33. Consumo promedio de un cliente en una acometida.

Donde:

K: Consumo promedio general los clientes asociados a una acometida (kWh).

Ki: Suma de los promedios de los clientes asociados a la acometida (kWh).

Clientes: cantidad de clientes asociados a la acometida.

Luego de determinar el consumo general promedio k, se puede calcular el factor N mediante la Ecuación 2.34

$$N = 0.005925 \cdot k^{0.885}$$

Ecuación 2.34. Factor N para la demanda máxima coincidente de acometidas.

Finalmente para calcular la demanda máxima de la acometida se debe determinar el factor M el cual depende del número de consumidores asociados a la acometida, el valor de acuerdo al número de usuarios se lo detalla en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Valores característicos del Factor M de acuerdo al número de usuarios [8]

Nº De usuarios	Valor constante M
1	-
2	-
3	-
4	-
5	9,49
6	10,8
7	12,1
8	13,5

N° De usuarios	Valor constante M
9	14,8
10	16,1
11	17,4
12	18,7
13	20,1
14	21,4
15	22,7
16	24
17	25,3
18	26,6
19	27,8
20	29,2
21	30,4
22	31,7
23	32,8
24	33,9
25	34,9
26	36
27	37,2
28	38,9
29	39,5
30	40,7
31	41,9
32	43,1
33	44,3
34	45,4
35	46,6
36	47,7
37	48,9
38	50
39	51,25

N° De usuarios	Valor constante M
40	52,3

Al hacer uso de la tabla se puede observar que este método es válido para un grupo mayor de cinco usuarios, por lo que para un grupo menor a este, se debe utilizar la definición del factor de coincidencia, en ejemplo de este cálculo se muestra en el Anexo I

Con el valor obtenido de la demanda máxima de la acometida, según [7] se procede a calcular la corriente que circula por la acometida en la condición de demanda máxima mediante la Ecuación 2.35, con la que posteriormente se determinan las pérdidas en potencia a la demanda máxima de la acometida.

$$I_{Dmax-Acom} = \frac{Dmax_{Acom}}{0.12 \cdot fp \cdot n}$$

Ecuación 2.35. Corriente a demanda máxima que circula por una acometida.

Donde:

I_{Dmax_Acom} : Corriente de la acometida a demanda máxima (A).

$Dmax_{Acom}$: Demanda máxima coincidente de la acometida (kW).

fp: Factor de potencia de la acometida (0.95).

n: Número de fases de la acometida.

0.12: Voltaje fase neutro de la acometida en kV.

Para determinar las pérdidas de potencia de cada acometida, adicionalmente es necesario determinar la resistencia total del conductor en base a la Ecuación 2.36.

$$R = \frac{L \cdot r}{1000}$$

Ecuación 2.36. Resistencia total de un conductor.

Donde:

R: Resistencia total de la acometida en Ω .

r: Resistencia del conductor en Ω/km .

L: Longitud total de la acometida (m).

En la Ecuación 2.36, el valor de la resistencia está establecido en base a catálogos de fabricantes de conductores y realizando una corrección para una temperatura de operación específica, la longitud total de la acometida se la puede estimar considerando la Ecuación 2.37.

$$L = k + l$$

Ecuación 2.37. Longitud de acometidas.

Donde:

K: 7m (Longitud vertical aproximada existente entre la acometida y el punto de conexión.)

L: Longitud total de la acometida considerada para el cálculo (m).

l: Longitud horizontal de la acometida entre el poste y el tablero (m).

Luego de calcular la resistencia y la corriente que circula por cada fase de la acometida, es posible emplear la Ecuación 2.38 para determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima de cada acometida.

$$P_{pot_{Dmax-Acom}} = \frac{I_{Dmax-Acom}^2 \cdot R \cdot \alpha}{1000}$$

Ecuación 2.38. Pérdidas en potencia a demanda máxima de una acometida.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-Acom}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima de una acometida (KW).

I_{Dmax_Acom} : Corriente de la acometida a demanda máxima (A).

R: Resistencia total de la acometida en Ω .

α : Constante que depende del sistema, el número de hilos y el tipo de acometida, los valores se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Valores de la constante “ α ” [7]

Sistema	Tipo acometida	# de hilos	A
Trifásico	Trifásica	4	3

Sistema	Tipo acometida	# de hilos	A
	Dos fases	3	3
	Monofásica	2	2
Monofásico	Monofásica	2	2
	Monofásica	3	2

Para determinar las pérdidas resistivas totales en un alimentador primario, es necesario sumar las potencias a demanda máxima de cada acometida perteneciente al alimentador, luego se debe multiplicar el resultado por el factor de coincidencia entre acometidas, esto se expresa mediante la Ecuación 2.39.

$$PT_{pot_{Dmax-Acometidas}} = F_{coin_{Acometidas}} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{Dmax-Acom}}$$

Ecuación 2.39. Pérdidas totales en potencia de acometidas de un primario.

Donde:

$PT_{pot_{Dmac-Acometidas}}$: Pérdidas de potencia totales del alimentador debido a las acometidas (kW).

$F_{coin_{Acometidas}}$: Factor de coincidencia de las acometidas asociadas al alimentador.

$P_{pot_{Dmax-Acom}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima de una acometida (KW).

2.4.16 Pérdidas en energía en acometidas

El cálculo de las pérdidas de energía en cada acometida se puede realizar mediante la Ecuación 2.40 la cual representa la integración de a de la curva de demanda de pérdidas.

$$PTEnerg_i = \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_i} \cdot \Delta t$$

Ecuación 2.40. Pérdidas en energía de una acometida.

Donde:

PT_{Energ_i} : Pérdidas en energía en una acometida i (kWh).

$PPot_i$: Pérdidas de potencia de la acometida a la demanda i (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda en horas.

Luego de esto se puede determinar las pérdidas totales de las acometidas asociadas a un alimentador primario, esto sumando las pérdidas obtenidas para cada una de las acometidas para esto se emplea la Ecuación 2.41.

$$PTEnerg_{Acometidas} = \sum_{i=1}^{i=n} PEnerg_i$$

Ecuación 2.41. Pérdidas totales en energía de acometidas de un primario.

Donde:

$PT_{Energ_{Acometidas}}$: Pérdidas en energía total de las acometidas de un alimentador primario (kWh).

$PEnerg_i$: Pérdidas de energía de una acometida i (kWh).

2.4.17 Pérdidas en contadores de energía

Son las pérdidas que se producen debido a la circulación de corriente por las bobinas de voltaje y corriente existentes en los contadores, hay que tener en cuenta que en las bobinas de voltaje, la corriente permanece constante y en las bobinas de corriente, esta varía de acuerdo a los requerimientos de la carga.

2.4.18 Pérdidas en potencia de contadores de energía

Para determinar las pérdidas de potencia en contadores, se requiere calcular las pérdidas en la bobina de voltaje y en la bobina de corriente, estas pérdidas se deben determinar en la condición de demanda máxima, se utiliza la información existente en los catálogos de fabricantes, pero se debe tener en cuenta que las potencias especificadas por los fabricantes están calculadas en base a la corriente nominal del medidor, debido a esto es necesario considerar un factor de corrección que permite ajustar el valor de las pérdidas a un valor más acorde a la condición de funcionamiento real del medidor dentro de la red.

[7]

Este factor de corrección depende de la relación entre la corriente individual del medidor a la demanda máxima del cliente y la corriente nominal de medidor, todo esto elevado al cuadrado, dicho valor será empleado únicamente en las bobinas de corriente, esto ya que la corriente que circula por estas bobinas cambia de acuerdo a los requerimientos de la carga, es así que las pérdidas en la bobina de corriente se pueden determinar mediante la Ecuación 2.42.

$$P_{Bobina-corriente} = \left(\frac{I_{Dmax-Individual}}{I_{Nominal}} \right)^2 \cdot P_{bobina-corriente-catálogo}$$

Ecuación 2.42. Pérdidas en potencia de la bobina de corriente de un medidor.

Donde:

$P_{Bobina-corriente}$: Potencia de Pérdidas en la bobina de corriente del contador de energía a demanda máxima (kW).

$I_{Dmax-Individual}$: Corriente individual del contador de energía a Demanda máxima del cliente (A).

$I_{Nominal}$: Corriente nominal del contador de energía (A).

$P_{bobina-corriente-catálogo}$: Potencia de pérdidas en la bobina de corriente en condiciones nominales del contador de energía (kW).

En el caso de las bobinas de voltaje el uso de este factor de corrección no es necesario debido a que el valor voltaje, corriente y resistencia de estas bobinas no cambian, haciendo que las pérdidas de potencia en ellas permanezcan constantes en cualquier condición de funcionamiento, es así que las pérdidas totales en los medidores de energía se obtienen mediante la Ecuación 2.43.

$$P_{pot_{Dmax-contador}} = P_{Bobina-Voltaje} + P_{Bobina-Corriente}$$

Ecuación 2.43. Pérdidas en potencia totales de un medidor.

Donde:

$P_{pot_{Dmax}}$: Pérdidas de potencia en demanda máxima del contador de energía (kW)

$P_{Bobina-Voltaje}$: Pérdidas en bobina de voltaje (kW).

$P_{Bobina-Corriente}$: Pérdidas en bobina de corriente (kW).

Luego de determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima de cada uno de los medidores, es posible obtener las pérdidas totales del alimentador, para esto es necesario sumar todas las potencias individuales de los contadores de energía asociados al alimentador, esto teniendo en cuenta que las pérdidas presentes en las bobinas de voltaje pueden simplemente sumarse ya que son constantes, pero en el caso de las bobinas de corriente debido a que la demandas máximas individuales de cada contador ocurren en diferentes instantes de tiempo, es necesario multiplicar esta sumatoria por el factor de coincidencia, la expresión completa puede representarse mediante la Ecuación 2.44.

$$P_{pot-contadores} = \sum_{i=1}^n P_{Bobina-Voltaje-i} + F_{Coin} \cdot \sum_{i=1}^n P_{Bobina-Corriente-i}$$

Ecuación 2.44. Pérdidas en potencia totales de medidores de un primario.

Donde:

$P_{pot-contadores}$: Pérdidas de potencia totales en contadores de energía asociados a un alimentador primario (kW).

$P_{Bobina-Voltaje-i}$: Pérdidas de potencia en la bobina de voltaje del contador de energía i (kW).

$P_{Bobina-Corriente-i}$: Pérdidas de potencia en la bobina de corriente del contador de energía i (kW).

F_{Coin} : Factor de coincidencia entre contadores de energía de un alimentador primario.

2.4.19 Pérdidas de energía en contadores de energía

Posterior al cálculo de pérdidas en potencia de cada uno de los contadores de energía, se puede calcular el valor de estas pérdidas en energía, para esto en el caso de las bobinas de voltaje basta con multiplicar las pérdidas en potencia obtenidas para cada contador en demanda máxima por el periodo de tiempo considerado para el análisis, para lo cual se utiliza la Ecuación 2.45, para el caso de las bobinas de corriente, adicionalmente es necesario multiplicar este producto por el factor de pérdidas que corresponde a un cliente, en este caso se emplea la Ecuación 2.46.

$$PE_{n_{Bobina_Voltaje}} = P_{Bobina-Voltaje-i} \cdot t$$

Ecuación 2.45. Pérdidas en energía de la bobina de voltaje de un medidor.

Donde:

$P_{En_Bobina_Voltaje}$: Pérdidas de energía en bobinas de voltaje de un contador de energía (kW).

$P_{Bobina-Voltaje-i}$: Pérdidas de potencia en la bobina de voltaje del contador de energía i (kW).

t : Intervalo de tiempo considerado para el análisis.(8760 horas al año)

$$PEnerg_{Bobina_Corriente} = P_{Bobina-Corriente-i} \cdot t \cdot f_{per}$$

Ecuación 2.46. Pérdidas en energía de la bobina de corriente de un medidor.

Donde:

$PEnerg_{Bobina_Corriente}$: Pérdidas en energía de la bobina de corriente de un contador de energía (kWh).

$P_{Bobina-Corriente-i}$: Pérdidas de potencia en la bobina de corriente del contador de energía i (kW).

t : Intervalo de tiempo considerado para el análisis.(8760 horas al año)

f_{per} : Factor de pérdidas de un usuario.

Luego de calcular las pérdidas en energías en cada uno de los contadores, es posible determinar las pérdidas totales en energía del alimentador, esto se lo puede realizar mediante la suma de las pérdidas en energía individuales representado por la Ecuación 2.47 y por la Ecuación 2.48.

$$PEnerg_{contador} = PEnerg_{Bobina_Voltaje} + PEnerg_{Bobina_Corriente}$$

Ecuación 2.47. Pérdidas en energía en un medidor.

$$PTEn_{contadores} = \sum_{i=1}^n PEEn_{contador-i}$$

Ecuación 2.48. Pérdidas en energía totales de medidores de un primario.

Donde:

$PE_{\text{energía contadores}}$: Pérdidas totales de energía en contadores pertenecientes a un alimentador primario (kWh).

$PE_{\text{energía contador-}i}$: Pérdidas en energía de un contador i (kWh).

2.4.20 Pérdidas en alumbrado público

Para el caso de las pérdidas de potencia y energía en alumbrado público, es importante detallar los elementos que las generan, es decir los elementos que utilizan energía que no puede ser facturada por la empresa, ya que no se consideran dentro de los rubros de alumbrado público, los elementos considerados son las líneas de alimentación para luminarias de las vías, las luminarias de parques y plazas, las luminarias para monumentos y fachadas de iglesias, lámparas de las piletas y semáforos y las pérdidas en el conductor de alimentación de las conexiones a las lámparas. [9]

2.4.21 Pérdidas de potencia en alumbrado público

Para determinar las pérdidas de potencia en alumbrado público, sería necesario realizar una modelación de las redes que permiten brindar este servicio, generalmente la información necesaria para realizar esto no está disponible, por lo que en muchos casos se escogen una parte de las redes de alumbrado público en donde se dispone la información requerida, con base a la información recopilada se puede realizar simulaciones de circuitos expresos de alumbrado público, de los hilos piloto y su fase correspondiente, de las lámparas y bombas utilizadas para brindar iluminación en parques plazas, piletas, vías iglesias y semáforos, para esto las potencias de lámparas y bombas son modeladas como cargas fijas, como resultado se obtienen valores característicos de pérdidas de potencia. [7]

2.4.22 Pérdidas de energía en alumbrado público

Con los valores de pérdidas en potencia determinados mediante las simulaciones, se puede calcular los valores de pérdidas en energía, para esto se multiplica las pérdidas en potencia por la duración del intervalo de tiempo considerado para el análisis, adicionalmente las pérdidas de energía dependerán del factor de pérdidas, este factor será distinto dependiendo el tipo de carga que es alimentado por el circuito, esto principalmente

por que las cargas presentan distintos periodos de operación durante el día, es así que las pérdidas en energía se pueden determinar mediante la Ecuación 2.49.

$$PEner_{AP} = Ppot_{AP} \cdot Fperd * t$$

Ecuación 2.49. Pérdidas en energía totales de alumbrado público de un primario.

Donde:

$PEner_{AP}$: Pérdidas de energía debido a la red de alumbrado público (kWh).

$Ppot_{AP}$: Pérdidas en potencia debido a la red de alumbrado público (kW).

$Fperd$: Factor de pérdidas de acuerdo al tipo de carga.

t : Intervalo de tiempo considerado para el análisis.(8760 horas al año).

CAPÍTULO 3

3 METODOLOGÍA EMPLEADA POR LA EEQ. PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

En el presente capítulo se presenta la metodología utilizada por la Empresa Eléctrica Quito para la determinación de pérdidas técnicas en redes de distribución considerando ,en donde se describe proceso de recopilación de la información requerida, las consideraciones hechas por la empresa en [7], [10], con la finalidad de poder aplicarlas conjuntamente a las bases teóricas detalladas en el capítulo 2 para desarrollo de aplicaciones computacionales, que permitan hacer que el proceso de cálculo de pérdidas se realice de una manera más rápida y eficaz, finalmente en este capítulo se describe el funcionamiento de las aplicaciones computacionales desarrolladas.

3.1 Recopilación de la información

Uno de los aspectos que hay que tener en cuenta al resolver el problema del cálculo de pérdidas en redes de distribución, es la gran cantidad de información que involucra este procedimiento, por esto es necesario recopilar la información de forma que el proceso se optimice, tratando de evitar una demanda elevada en recursos de personal, computacionales y de tiempo.

Las fuentes de información consideradas han sido las bases de datos de la empresa, en donde se ha hecho uso de datos existentes en el sistema de información geográfica, la base de datos comercial, mediciones y la información presente en los instructivos y documentos existentes al interior de la institución, en donde la mayor parte de la información se ha obtenido desde el sistema de información geográfica el cual se encuentra implementado mediante el sistema Arcgis.

3.1.1 Conceptos básicos sobre Arcgis

Teniendo en cuenta que la principal fuente de datos es el sistema de información geográfica, al cual se accede mediante el software Arcgis, se detalla una breve introducción y un resumen de las utilidades y herramientas que se han empleado en el afán de obtener información requerida para realizar el cálculo de pérdidas.

Arcgis es un sistema completo compuesto por distintas aplicaciones en donde se puede almacenar bases de datos de gran tamaño con información geográfica, dentro del sistema dicha información puede ser organizada, administrada, y utilizada para realizar distintos análisis, adicionalmente por medio de las funciones de red permite que la información existente en las bases de datos pueda ser distribuida y compartida hacia varias personas dentro de un grupo de trabajo las cuales pueden hacer uso de ella de manera simultánea, o estos usuarios pueden también ingresar información hacia las bases de datos para poder actualizarlas de forma que los cambios realizados sean visibles a los demás miembros de manera casi inmediata. [11]

Arcgis se encuentra compuesto por aplicaciones, pero se hará énfasis en Arcmap ya que es la que se utilizara principalmente, "ArcMap es la aplicación principal de ArcGIS., se utiliza para realizar muchas de las tareas habituales de SIG, así como tareas especializadas, específicas del usuario", En Arcmap la información geográfica se presenta en forma de mapas los cuales a sus ves están constituidos por capas. [11]

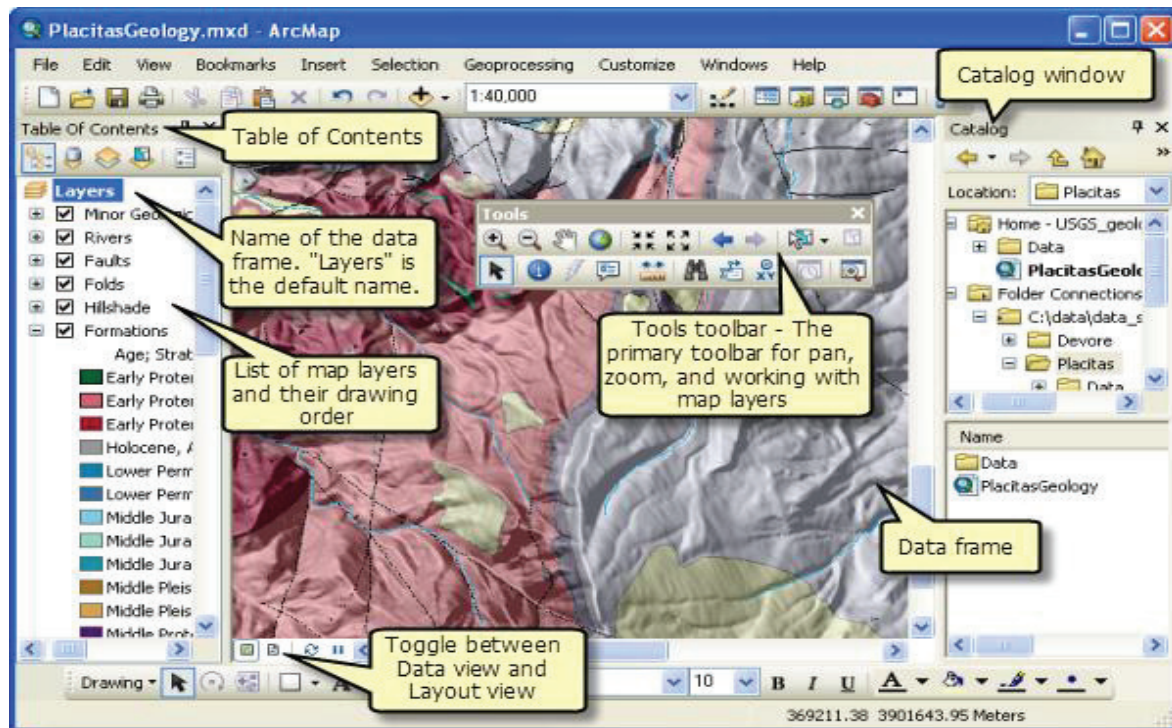


Figura 3.1. Interfaz de usuario de Arcmap. [11]

Cada una de las capas (shapes) que constituyen los mapas en Arcmap, representan un conjunto de datos (dataset) con información geográfica, estas son entidades representadas mediante conjuntos de líneas, puntos y polígonos, la información contenida en estos

datasets, los cuales puede ser visualizados y manipulados. Esto es de gran ayuda ya que si bien la información se encuentra ingresada en la red de la empresa, es necesario manipularla de tal manera que pueda ser empleada en el cálculo de pérdidas.

3.1.2 Alimentadores primarios

Las pérdidas en alimentadores primarios son determinadas a partir de las pérdidas de potencia en la condición de demanda máxima que se obtienen mediante flujos de carga, para esto es necesario un software que permita realizar estos estudios sobre redes de distribución, por lo que la empresa cuenta con Cymdist, para el uso de este software se requiere implementar un modelo de la red considerando sus componentes y características, debido al gran número de componentes que presentan los alimentadores y que la información requerida para crear estos modelos se encuentra en Arcgis, la empresa cuenta con una aplicación computacional que permite migrar la información de Arcgis hacia Cymdist en donde se muestra como un modelo en el cual se pueden realizar diferentes estudios eléctricos, en este caso para determinar las pérdidas en los conductores.

La aplicación debe ejecutarse desde Arcgis mediante el icono que se observa en la Figura 3.2, en la ventana que se despliega mostrada en la Figura 3.3 se debe seleccionar el alimentador requerido y se genera un archivo tipo texto el cual posteriormente es llevado a Cymdist en donde se muestra como un modelos sobre el cual se puede realizar los flujos de potencia requeridos.

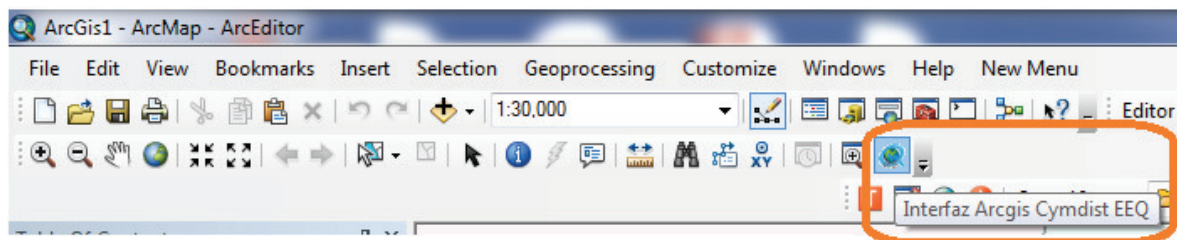


Figura 3.2. Acceso a la Aplicación para la migración de primarios

Fuente: Sección índice Sectorizado de pérdidas EEQ.

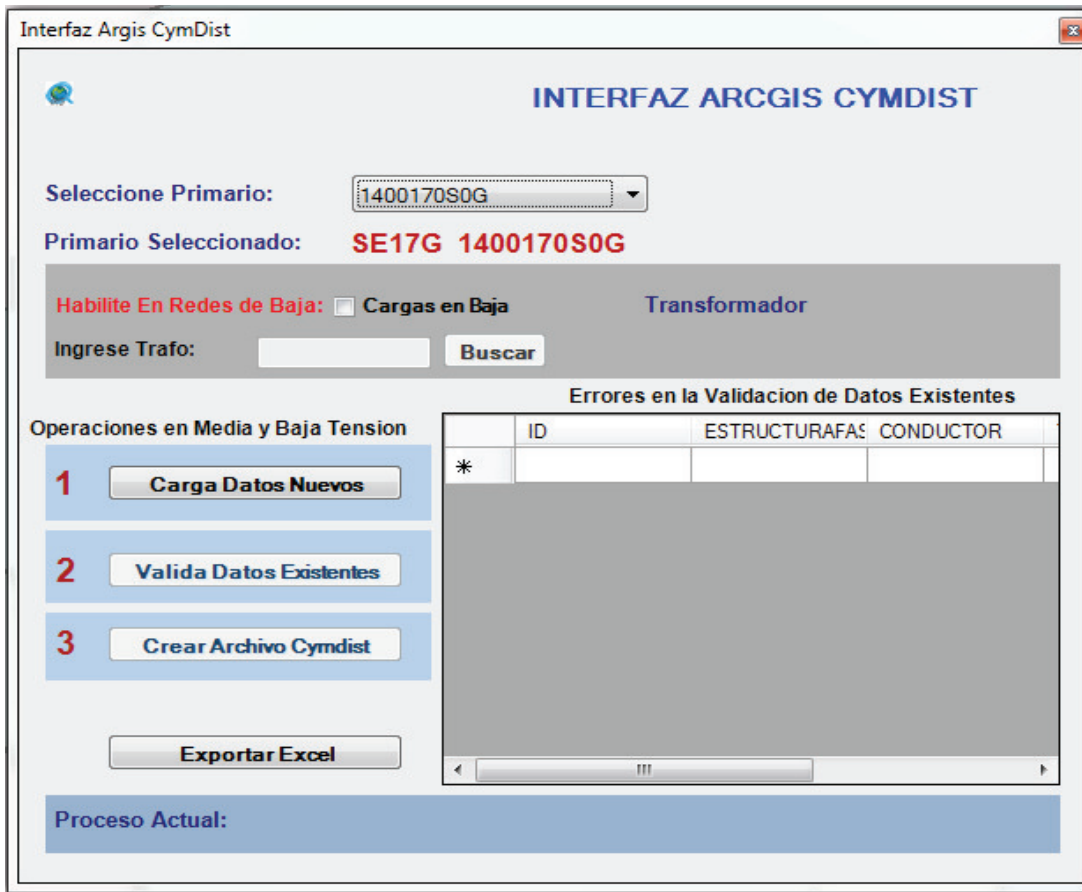


Figura 3.3. Interfaz Arcgis-Cymdist EEQ.

Fuente: Sección Índice Sectorizado de pérdidas EEQ.

Adicionalmente para determinar pérdidas en alimentadores primarios, se requiere la información de la demanda máxima del alimentador. Esta información se obtiene a partir de mediciones realizadas a la salida de los alimentadores, el departamento de Calidad y Pérdidas técnicas cuenta con la sección de mediciones la cual mensualmente genera un Archivo de Excel con esta información conjuntamente con los archivos con los datos de las mediciones de cada alimentador.

Se debe considerar que en las mediciones realizadas se incluyen condiciones anormales de funcionamiento por lo que es importante identificar los picos debido a estas condiciones anormales (ver Figura 3.4) y corregirlos, de manera que las mediciones representen un funcionamiento cotidiano de las redes (ver Figura 3.5).

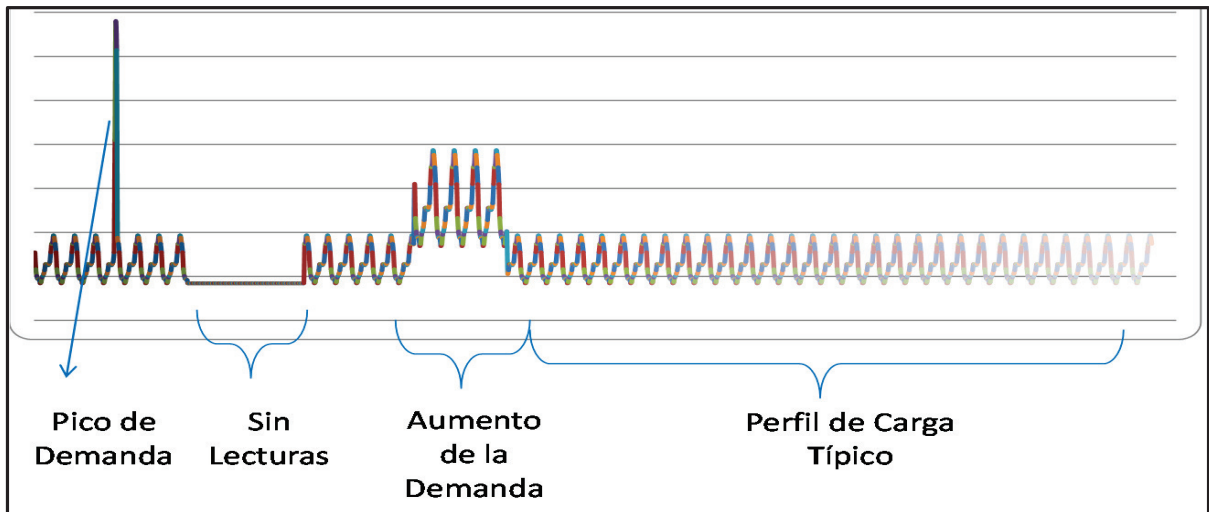


Figura 3.4. Comportamientos anormales en alimentadores primarios.

Fuente: Dr. Alberto Vargas, Aplicaciones de SI para la planificación de sistemas de distribución.

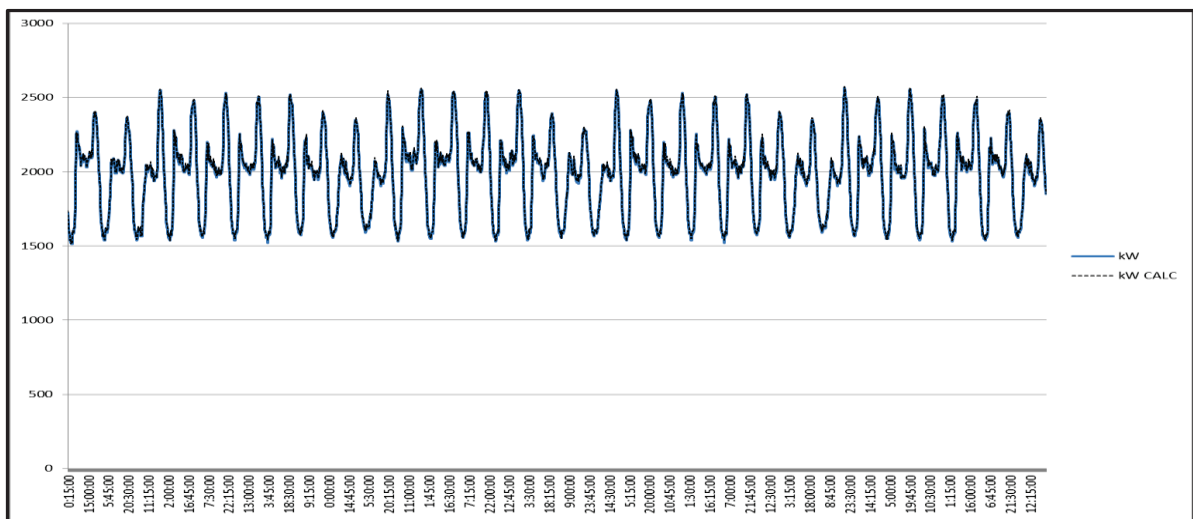


Figura 3.5. Curva de carga normal de un alimentador primario.

Fuente: Sección mediciones departamento Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ.

Los valores corregidos se modifican en el archivo que contiene los datos de la mediciones del alimentador correspondiente, finalmente se debe corregir la información del alimentador corregido en el archivo que contiene las demandas máximas correspondientes al mes de agosto del 2017 de todos los alimentadores de la EEQ, este archivo se puede observar en el Anexo II.

3.1.3 Transformadores de distribución

Para obtener la información necesaria para el cálculo de pérdidas en transformadores de distribución, se ha recurrido al sistema de información geográfica implementado en Arcgis, esto ya que toda la información necesaria se encuentra presente en la red de la empresa y puede ser utilizada por cualquier miembro de ella con acceso a este programa.

En el caso de transformadores, la información necesaria para el cálculo de pérdidas es la siguiente [10]

- Voltaje
- Potencia
- Marca
- Año de fabricación
- Propietario
- Estrato de consumo.
- Número de usuarios del transformador.

Los datos necesarios para realizar el cálculo de pérdidas en transformadores, se los obtiene combinando la información existente en el shape transformadores y el shape pc_trafos, La mayor parte de esta información se encuentra en el shape transformadores, pero un inconveniente es que la información de marca no se detalla de manera correcta y no se detalla el número de usuarios existentes en cada transformador, por lo que es necesario buscar estos datos en otro sistema de la empresa. Se recurre al archivo (Marcas-transformadores), en donde se detalla la marca de todos los transformadores existentes en la empresa, se considera transformadores funcionales y no funcionales, este archivo se lo obtienes desde el sistema de información de distribución (SDI) de la empresa.

Para poder combinar el archivo de texto, primero es necesario guardarlo en la carpeta que contiene los archivos de la base de datos, luego en el programa Arcgis se realiza la conversión de archivo de texto a un archivo (.dbf), para esto simplemente se arrastra el archivo hacia la ventana de trabajo de Arcgis, automáticamente esta tabla se añade a la ventana de contenidos, en la tabla creada automáticamente, se debe dar clic derecho y seleccionar la opción data, finalmente se selecciona la opción (export), este procedimiento se ilustra mediante la Figura 3.6 y luego en la ventana que se despliega, se asigna un nombre para la tabla en formato (.dbf), en este caso se asignó el nombre marcas tal como se muestra en la Figura 3.7.

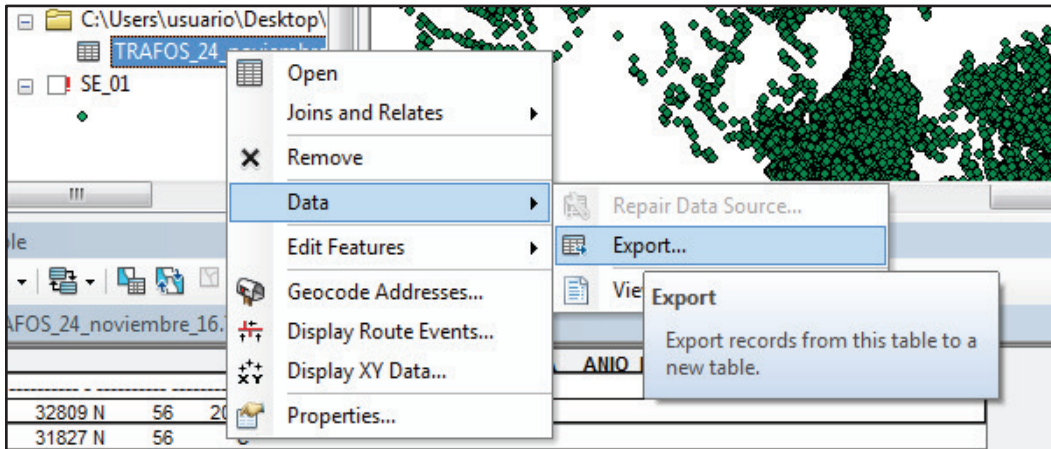


Figura 3.6. Selección de la opción exportar datos de Arcgis.

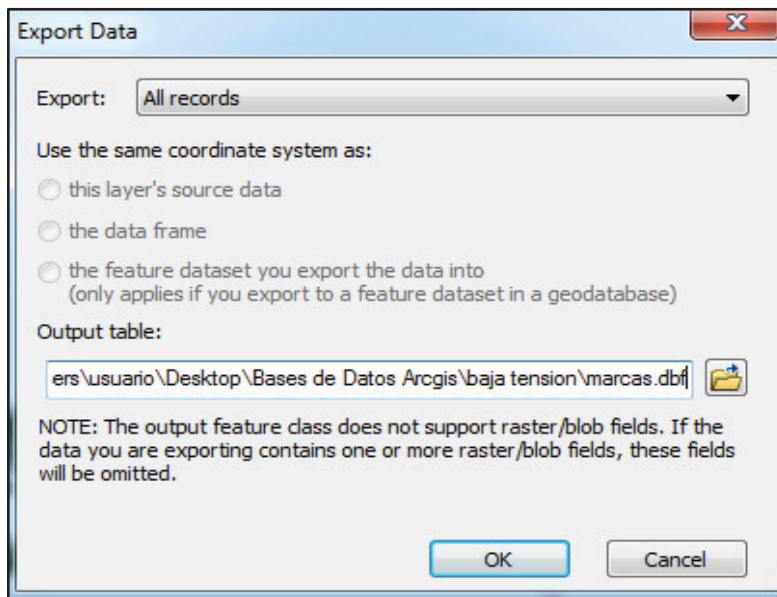


Figura 3.7. Ventana de creación del archivo "marcas.dbf".

El archivo (marcas.dbf) es creado con la finalidad de combinar esta información con la información existente en el shape de transformadores, para esto se hace uso de la herramienta unir (join) de arcgis, esta herramienta permite unir los atributos de dos tablas mediante la comparación de un campo común en las dos tablas, en este caso el código del transformador.

Para poder utilizar esta herramienta se requiere verificar que el campo común considerado tenga el mismo tipo de datos en las dos tablas, si esto ocurre se puede se puede ejecutar

la herramienta sin inconvenientes, por el contrario si los tipos de datos no coinciden no será posible elegir el campo común en una de las dos tablas, en este caso es necesario crear un nuevo campo con el tipo de datos requerido.

Para crear un nuevo campo en la tabla Marcas, se debe seleccionar opciones de tabla (table options) en la ventana tabla, en el menú que se despliega hay que escoger añadir nuevo campo (add new field), tal como se muestra en la Figura 3.8, luego en la ventana que se abre hay que designar un nombre para el nuevo campo y seleccionar el formato que se quiere que tenga este campo como se puede ver en la Figura 3.9.

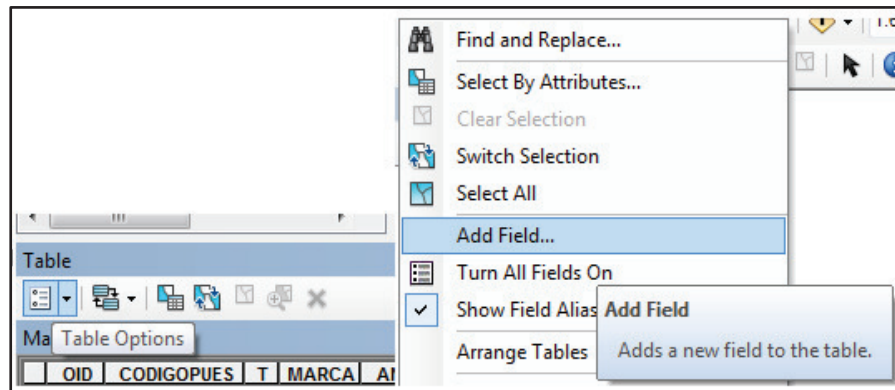


Figura 3.8. Añadir nuevo campo a la tabla Marcas.

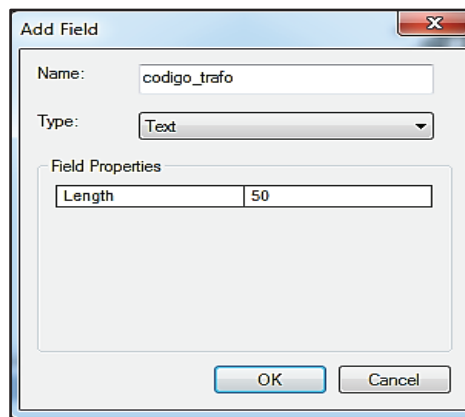


Figura 3.9. Ventana para creación de un nuevo campo.

Una vez creado el nuevo campo, es necesario calcular los valores para mostrar en el mismo, en este caso se requiere el código del transformador pero mostrado en formato texto, lo que se configuró al momento de crear el campo. Para mostrar el código de

transformador en este campo se da clic derecho sobre el rótulo del campo creado y en el menú desplegable se escoge la opción calcular campo (field calculator) como se muestra en la Figura 3.10, y en la ventana que se abre se escribe el código mostrado en la Figura 3.11.

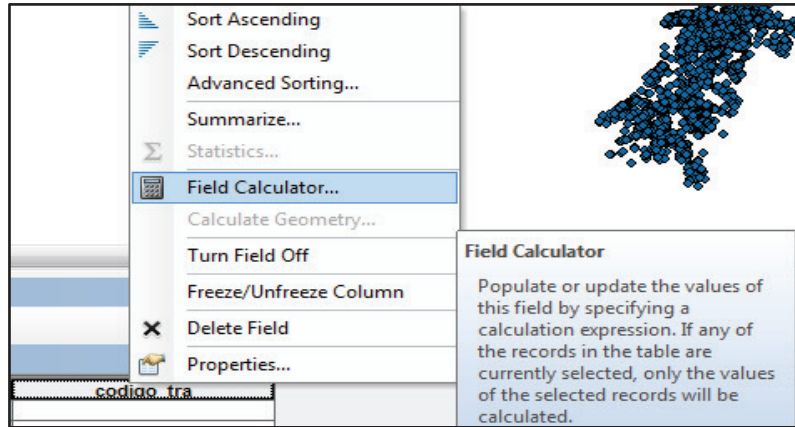


Figura 3.10. Selección de la opción calcular campo.

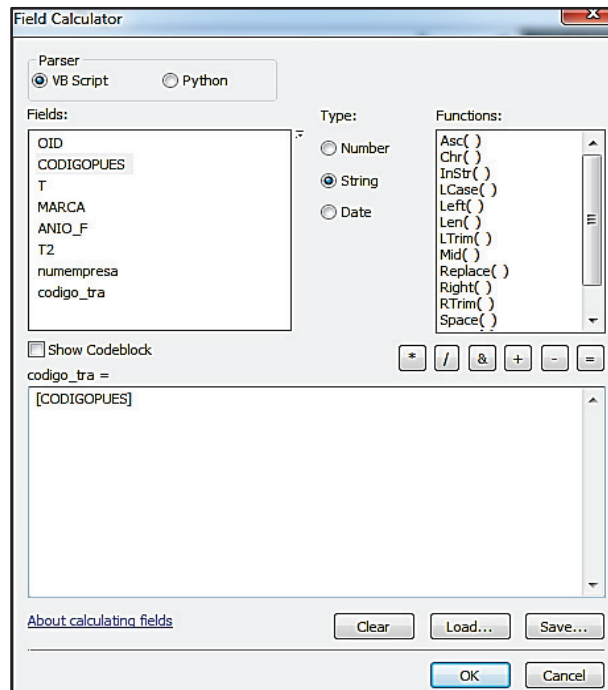


Figura 3.11. Configuración para crear un nuevo campo con el código de transformador

Una vez realizado este procedimiento, ya es posible unir la información de la tabla Marcas con la tabla transformadores, con lo que se le asigna la marca correspondiente a cada transformador existente en el archivo de transformadores. Para esto en la ventana tabla de contenidos se da clic derecho sobre el shape transformadores y en el menú que se despliega se escoge la opción (Joins and Ralates) y luego la opción unir (Join). Posterior a esto se debe configurar los parámetros para realizar la unión de las tablas, para esto en la ventana que se abre al escoger la opción (Join), se selecciona el campo que contiene el código de trasformador en la tabla de transformadores (CODIGOPUES) y luego se debe seleccionar el campo que contiene el código de transformador en la tabla de Marcas (código_traf), esto tal como se presenta en la Figura 3.12. Ya que esta unión se la realizó tomando como base el archivo shape trasformadores, al ejecutar la herramienta, se agregan los atributos de la tabla marcas a este shape.

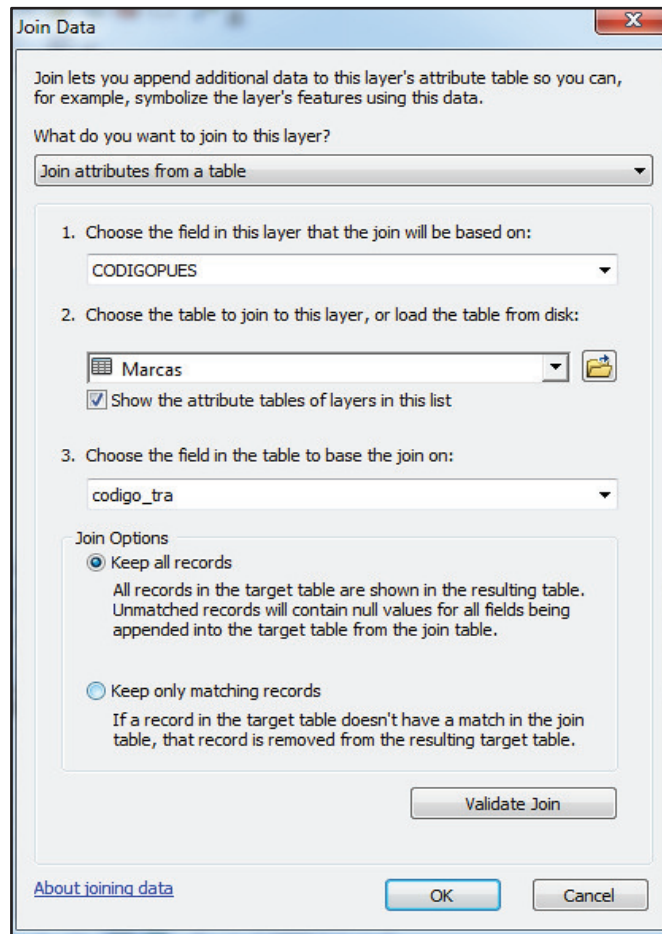


Figura 3.12. Ventana de configuración para la unión (join) de dos tablas

Finalmente es necesario calcular el número de clientes asociados a cada transformador de distribución, para obtener esta información se recurre al archivo shape pc_trafos presente en la base de datos de la empresa, en este archivo se detalla la información de todos los clientes de la empresa, con la ventaja que se identifica el transformador de distribución al que se encuentra conectado cada cliente.

En este caso se empleará la función resumir (summarize), la cual permite obtener un resumen de estadísticas correspondientes a un campo de una tabla, en este caso se considera el campo (CODIGOPUES).

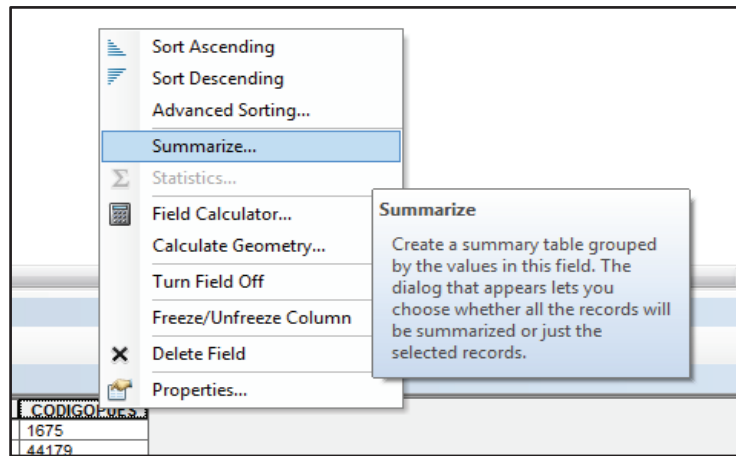


Figura 3.13. Selección de la operación resumir (summarize) de Arcgis.

Al seleccionar la opción resumir, se abre una venta en donde se debe configurar la forma en que se va a resumir los datos del campo seleccionado (ver Figura 3.14), en este caso de manera automática al aceptar se cuenta el número de veces que aparece cada código de transformador, esto representa contar los usuarios de ese transformador.

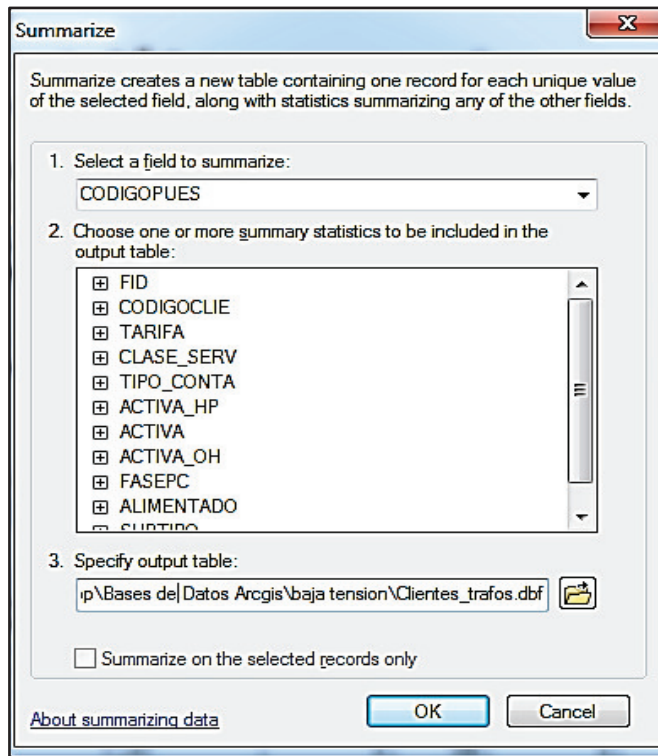


Figura 3.14. Ventana de configuración de la opción Resumir (summarize) de Arcgis.

Luego de obtener esta tabla, nuevamente se procede a realizar una unión entre la tabla de transformadores que contiene las marcas de cada transformador y la tabla clientes obtenida al resumir el archivo PC_trafos. Al realizar esta unión se obtiene la tabla final que contiene toda la información necesaria para poder calcular las pérdidas en transformadores de acuerdo a la metodología empleada por la EEQ. En la Tabla 3.1 se puede observar parte de los datos obtenidos.

Tabla 3.1. Parte de la tabla con datos de transformadores.

FECHACONST	CODIGOPUES	FASECONEXI	VOLTAJE	POTENCIAKV	PROPIEDAD	Layer	Cuentadeco	T	MARCA_1
21/06/2012	110853	2	13200	10,0	PARTICULAR	ESTRATO C	2	N	56
21/06/2012	40993	2	13200	10,0	EEQ	ESTRATO E	13	N	56
31/12/1993	17488	7	6300	50,0	PARTICULAR	ESTRATO C	10 3	P	56

31/12/1993	13362	7	6300	50,0	PARTICULAR	ESTRATO C	3	P	1
05/02/2000	1390	7	6300	50,0	EEQ	ESTRATO C	1	P	14
31/12/1993	25329	5	6300	37,5	EEQ	ESTRATO C	0	P	56
02/07/2012	36391	4	13200	37,5	EEQ	ESTRATO C	41	N	56
31/12/1993	4048	7	6300	100,0	EEQ	ESTRATO C	58	N	8
02/02/2000	4855	7	6300	60,0	EEQ	ESTRATO C	9	P	27
05/02/2000	16217	5	6300	15,0	PARTICULAR	ESTRATO B	0	P	56
02/05/2000	43798	7	6300	125,0	EEQ	ESTRATO C	220	N	56
31/12/1993	v70439_2	7	6300	100,0	EEQ	ESTRATO C	164		0
02/05/2000	165553	7	22800	100,0	PARTICULAR	ESTRATO C	1	N	30
01/12/2003	76107	7	6300	112,5	EEQ	ESTRATO B	37	N	45
31/12/1993	2439	7	6300	75,0	EEQ	ESTRATO B	60	N	18
05/02/2000	4825	7	6300	60,0	EEQ	ESTRATO C	1	P	27
04/10/2006	164181	7	6300	45,0	PARTICULAR	ESTRATO C	1	N	30
31/12/1993	15481	7	22800	50,0	EEQ	ESTRATO C	108	N	32
16/03/2004	39521	4	13200	50,0	EEQ	ESTRATO C	75	N	56

3.1.4 Redes secundarias

La información requerida para el cálculo de pérdidas en redes secundarias de acuerdo a la metodología empleada por la EEQ, se encuentra directamente relacionada con los transformadores de distribución, es por esto que se la puede encontrar en el archivo de transformadores creado en Arcgis,

3.1.5 Acometidas

Para el cálculo de pérdidas en acometidas, se requiere los archivos shape de BT_aereo y BT_subterranea, estos archivos se los puede obtener de la base de datos de la empresa, en ellos se encuentra la información de los circuitos de baja tensión, es decir bajantes de transformadores, redes secundarias y acometidas tanto para redes aéreas y subterráneas,

es por esto que es necesario realizar un filtro en Arcgis, de tal forma que para cada uno de los shapes, se escojan únicamente las acometidas, para esto se abre la tabla de atributos del shape Baja_aereo y en la ventana de tabla se escoge la opción, seleccionar por atributos (Select By Attributes), esto se presenta en la Figura 3.15.

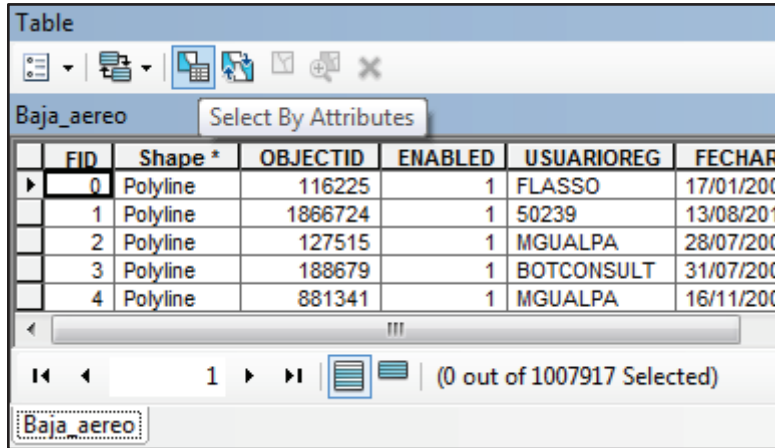


Figura 3.15. Selección por atributos “Select By Attributes”.

Luego en la ventana que se abre hay que seleccionar el campo (SUBTIPO) y dar clic sobre el botón (Get Unique Values), con esto en el recuadro aparecerán los valores disponibles para la opción de subtipo (ver Figura 3.1.16), este campo permite identificar que elementos son tramos de red secundaria, bajantes de transformadores y acometidas, estos valores están especificados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Descripción de valores del campo Subtipo de los shape Baja_aereo y Baja_Subteraneo.

Subtipo	Descripción
1	Tramo red secundaria Monofásica
2	Tramo red secundaria Bifásica
3	Tramo red secundaria Trifásica
4	Bajante Monofásica
5	Bajante Bifásica
6	Bajante Trifásica

Subtipo	Descripción
7	Acometida Monofásica
8	Acometida Bifásica
9	Acometida Trifásica

Acorde a la Tabla 3.2 se identifica los valores 7,8,9 para acometidas, en base a esto en el recuadro "SELEC FROM", se escribe las instrucciones como se detalla en la Figura 3.16 y finalmente escoge la opción aplicar (Apply).

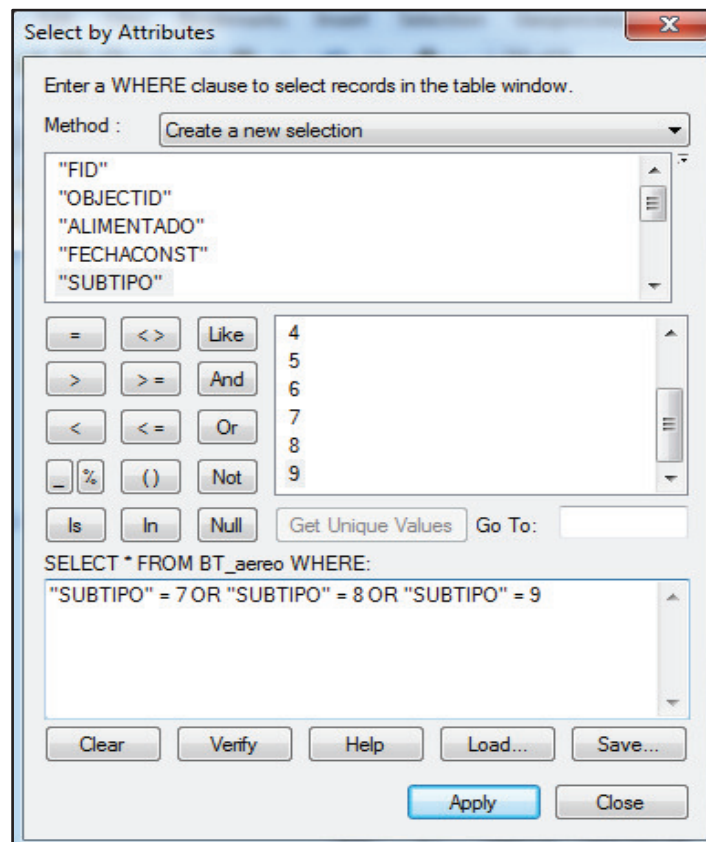


Figura 3.16. Configuración de la opción selección por atributos (Select by Atributes)

Los elementos seleccionados se muestran en la pestaña de ítems seleccionados, estos datos se van a guardar en forma de un nuevo shape, para esto en la ventana de capas se da clic derecho en el shape BT_aereo, se escoge la opción datos (Data) y luego exportar

datos (export data), en la ventana que se despliega se asigna el nombre Acometidas_Aereo, y finalmente se guarda (ver Figura 3.17), al terminar de guardar el archivo, el programa pregunta si se desea crear una capa o shape con los datos guardados, se acepta esta opción y se crea en la tabla de contenidos el shape Acometidas_Aereo.

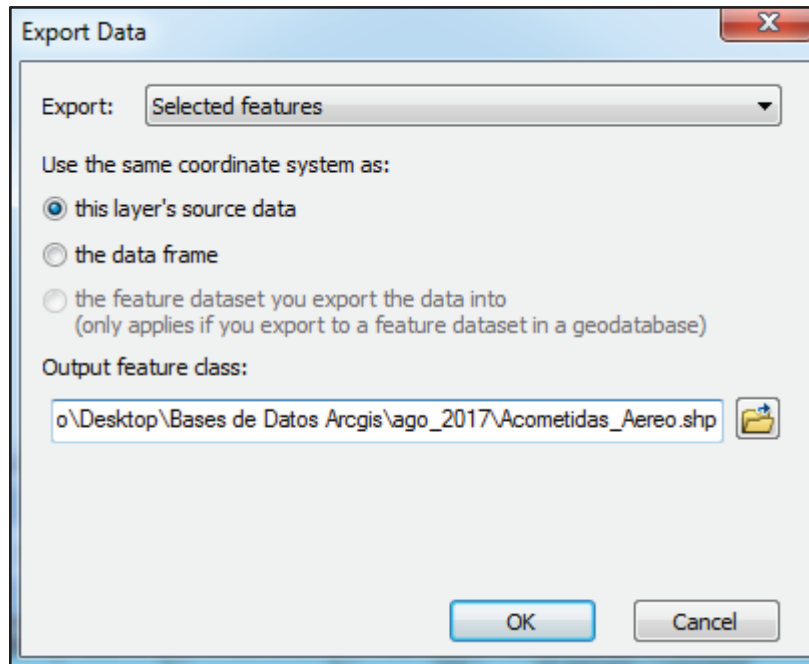


Figura 3.17. Creación del shape Acometidas_Aereo

Para el cálculo de pérdidas es necesario considerar todas las acometidas tanto aéreas como subterráneas, por lo que es necesario repetir el proceso anterior utilizando el shape BT_subterraneo, con el que se obtendrá el shape Acometidas_Subterraneo.

Luego de obtener los archivos shape de Acometidas_Aereo y Acometidas_Subterraneo, se requiere unir estos archivos, para esto se necesita las herramientas de geo procesamiento que presenta Arcgis, en este caso la herramienta llamada "Merge".

“Merge es una herramienta para combinar datasets de varias fuentes en un nuevo dataset de salida único. Todos los datasets de entrada deben ser del mismo tipo. Por ejemplo, se pueden fusionar varias clases de entidad de punto, o varias tablas, pero no se puede fusionar una clase de entidad de línea con una clase de entidad de polígono.” [12].

Para hacer uso de esta herramienta hay que seleccionar la opción de geo procesamiento (Geoprocessing) presente en la ventana de herramientas, y en la pestaña que se despliega

seleccionar la herramienta Merge, posteriormente en la ventana se debe configurar los parámetros de ingreso (Input Datasets), aquí se debe seleccionar los shapes creados anteriormente, acometidas_aereo y acometidas_subterraneeas y agregar un nombre para el archivo shape que contendrá los datos de salida (ver Figura 3.18).

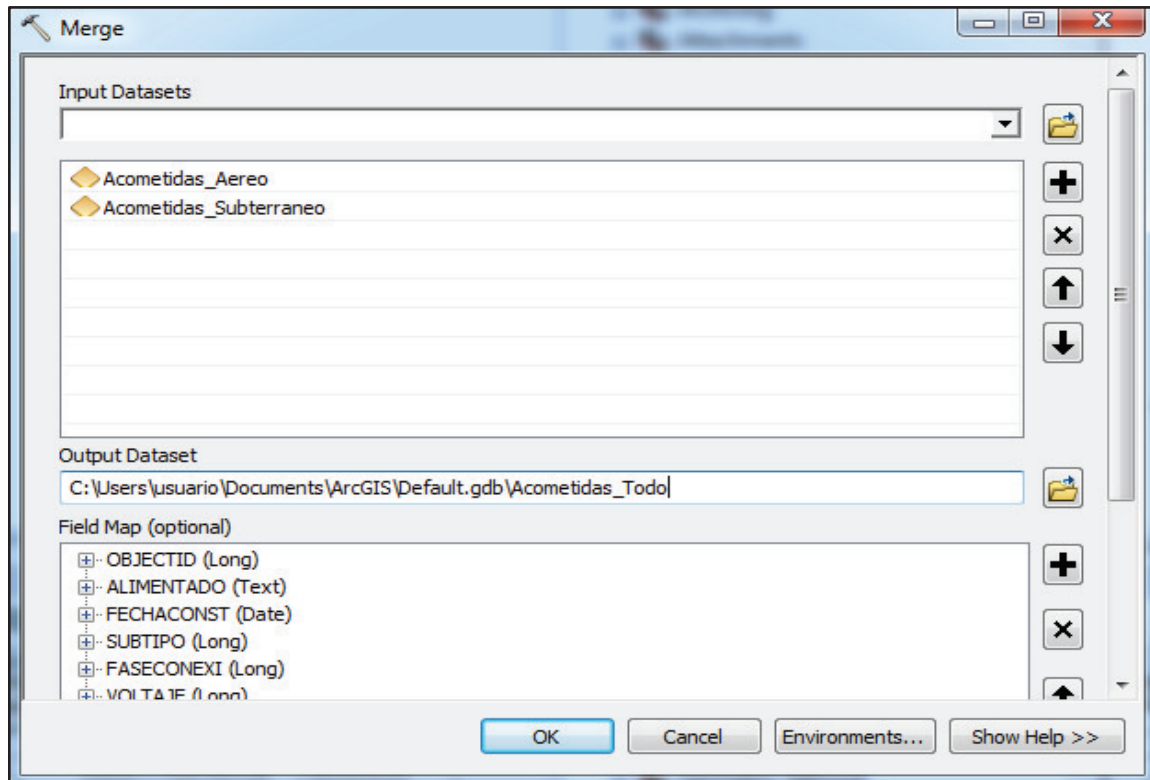


Figura 3.18. Configuración para uso de la herramienta Merge de Arcgis.

Adicionalmente es necesario ubicar los clientes asociados a cada acometida y su consumo, esta información no se encuentra disponible de manera directa los archivos shape utilizados, la información correspondiente a clientes se encuentra disponible en el shape pc_trafos pero sin información de la acometida que alimenta a cada uno de los clientes y sin campos de información comunes que permitan relacionar la información de acometidas y usuarios, Es por esto que para relacionar la información de los clientes y de la acometida que alimenta a cada uno de ellos, se utilizó la herramienta de geo procesamiento unión espacial (spatial join).

”Spatial join permite unir los atributos de una entidad con otra basada en la relación espacial. Las entidades de destino y los atributos unidos de las entidades de unión se escriben en la clase de entidad de salida” [13].

Para hacer uso de esta herramienta, se debe seleccionar el icono (ArcToolbox) del menú herramientas, luego en la pestaña que se despliega se escoge la opción (Analysis Tools), luego (Overlay) y finalmente la opción (Spatial Join) (ver Figura 3.19), en la ventana que se despliega, se tiene que configurar los parámetros requeridos por la herramienta para realizar esta unión (ver Figura 3.20).

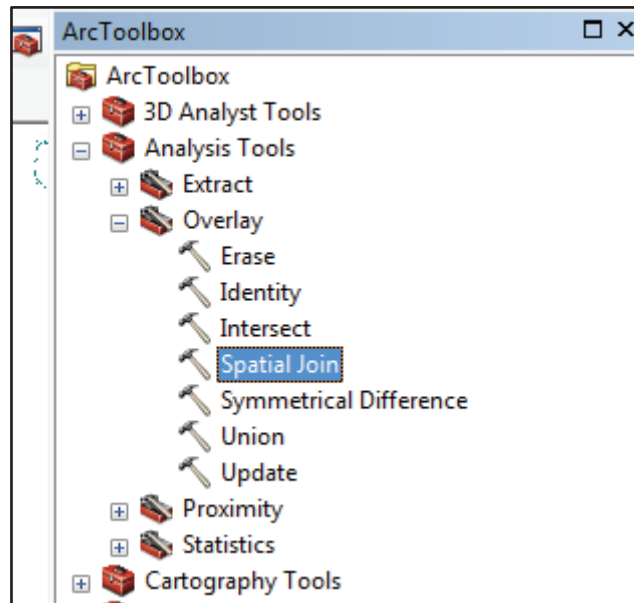


Figura 3.19. Acceso a la herramienta unión espacial (spatial Join) de Arcgis.

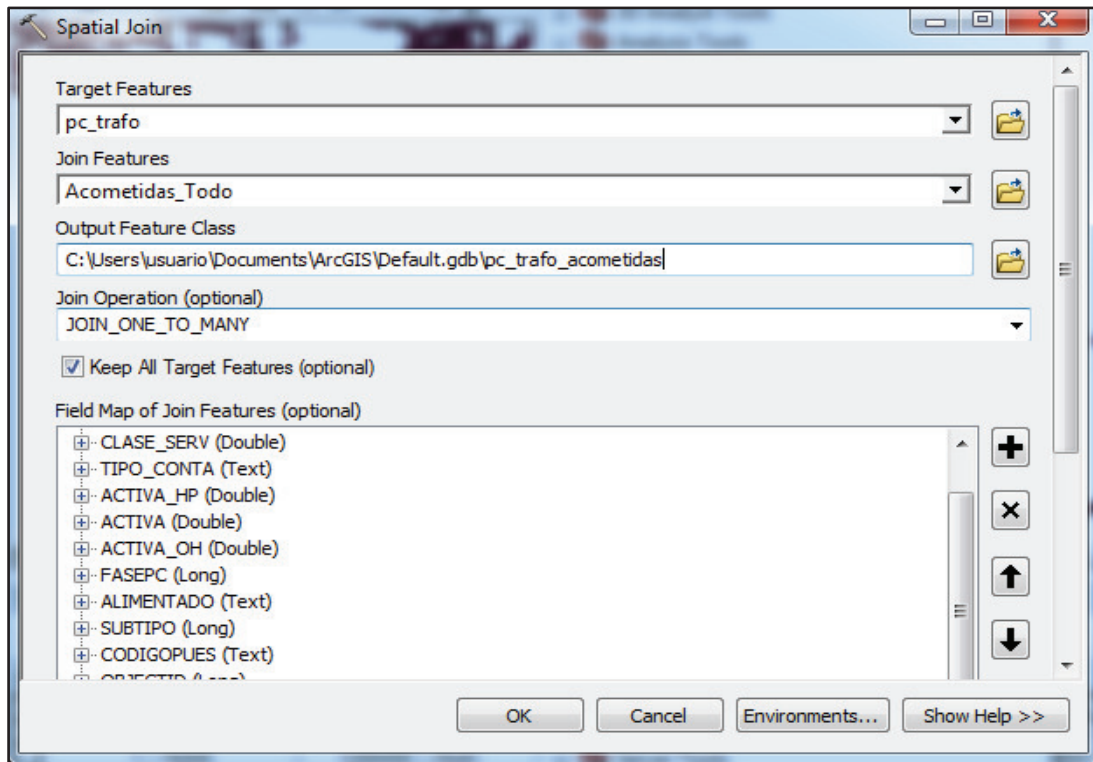


Figura 3.20. Configuración Unión Espacial (spatial join) de Arcgis.

Mediante el uso de la herramienta se crea el archivo Pc_trafos_acometidas en donde se tiene la información de los clientes con los datos de acometida y transformador al que se encuentra conectado, en esta tabla es posible que varios clientes tengan repetido el número de acometida, esto ya que una cometida alimenta un tablero en el que pueden existir diferentes clientes, debido a esto es necesario resumir esta tabla de tal forma que cada código de acometida se muestre una sola vez y únicamente con la información necesaria para el cálculo de pérdidas , en este caso se requiere el número de clientes asociados a la acometida ,el consumo total de los clientes de la acometida, el tipo de acometida (residencial o comercial), la configuración(fases y conductores), el tipo de conductor y la longitud, para esto se recurre nuevamente a la opción resumir (summarize) que se observa en la Figura 3.13, la configuración para utilizar la herramienta resumir en el caso de acometidas se muestra en la Figura 3.21.

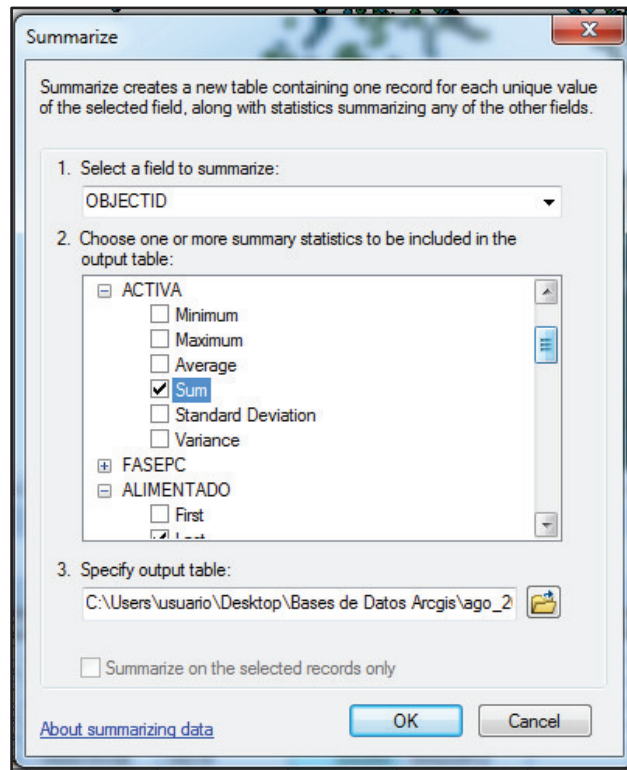


Figura 3.21. Configuración de la opción Resumir (Summarize) en Arcgis.

En la ventana mostrada en la Figura 3.21 se selecciona los valores que se van a escoger para cada acometida al momento de realizar el resumen, en este punto hay que tener cuidado de seleccionar los datos necesarios para realizar el cálculo de pérdidas considerando las opciones que se despliegan para cada campo, los campos y valores opciones seleccionados se describen en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Campos seleccionados para la creación del archivo “Resumen_Acometidas”.

Campo	Valor seleccionado	Descripción
Activa	Sum	Consumo total de la acometida (KWh)
ALIMENTADO	Last	Código del alimentador
TARIFA	Maximum	Tarifa
CODIGOPUES	Last	Código del puesto de transformación

Campo	Valor seleccionado	Descripción
VOLTAJE	Maximum	Voltaje de la acometida
LONGITUDSI	Maximum	Longitud del conductor (m)
CODIGOCOND	Last	Código del conductor
CONFIGURAC	Last	Configuración de fases
Sub_estac	Maximum	Numero de subestación

Adicionalmente a la información presente en el archivo Resumen_Acometidas, obtenido mediante la opción resumir de Arcgis, se requiere el valor de la resistencia del conductor, este dato se ha obtenido en base al código de conductor y a la base de datos obtenida por la empresa, basada en información de fabricantes y mediante la corrección a una temperatura de funcionamiento de 25°C, en este caso se crea una tabla de Excel con la información de los conductores de acuerdo al código asignado por la empresa, y en Arcgis se realiza una unión entre la tabla resumida y la hoja de Excel (Resumen Conductores), que contiene la información de conductores.

Para mejorar la forma en que se realiza el (Join) y evitar problemas de compatibilidad debido al tipo de archivos, se ha transformado el archivo de Excel en una tabla formato (.dbf), para esto la hoja de Excel es creada en formato 2003 y se debe guardar en la carpeta que contiene los archivos de la base de datos de Arcgis, posteriormente en Arcgis se arrastra la hoja (Resumen Conductores) a la ventana de trabajo, al hacer esto la tabla con la información de los conductores se agrega a la ventana de contenidos, posterior se da clic derecho sobre la tabla Excel que aparece en la ventana de contenidos y se escoge la opción (datos) seguido de la opción exportar datos (export data), se agrega un nombre y se crea la tabla en formato (.dbf), finalmente con la tabla (Resumen Conductores) se realiza la unión a la tabla (Resumen Acometidas).

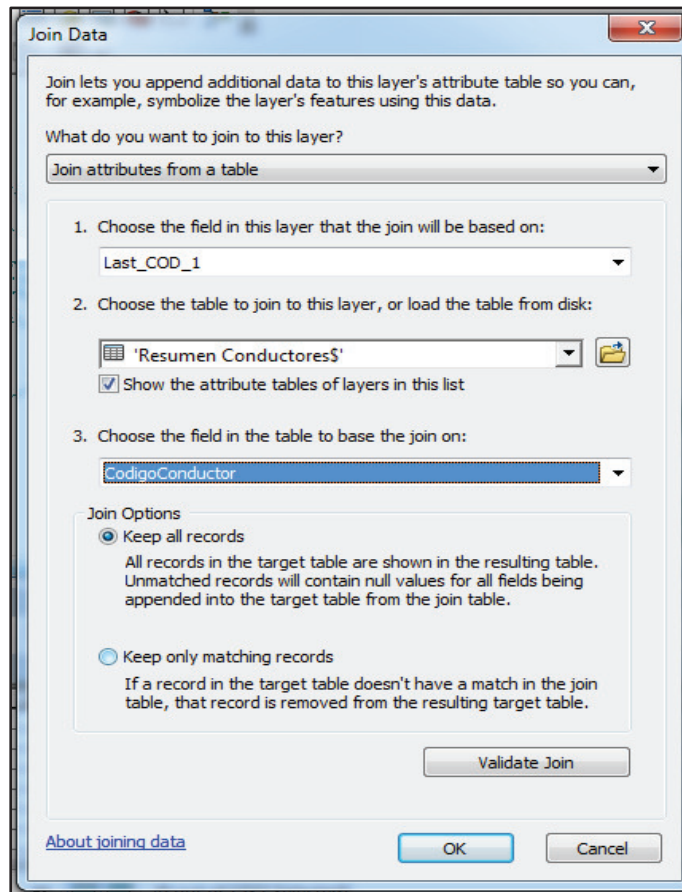


Figura 3.22. Configuración para asignar el valor de resistencia del conductor en base al código asignado por la empresa.

Al archivo en formato (dbf), que se obtiene mediante la opción unir, contiene toda la información necesaria para realizar el cálculo de pérdidas en acometidas, pero debido a la gran de elementos que contiene, este archivo es muy pesado y no permite su manipulación, es por esto que se ha optado por presentar la información de acometidas dividida por subestaciones, para esto se crea un nuevo campo, el cual es calculado en base al código del alimentador, ya que de este se extraen los dígitos correspondientes al número de subestación, las instrucciones para realizar este cálculo son detalladas en la Figura 3.23.

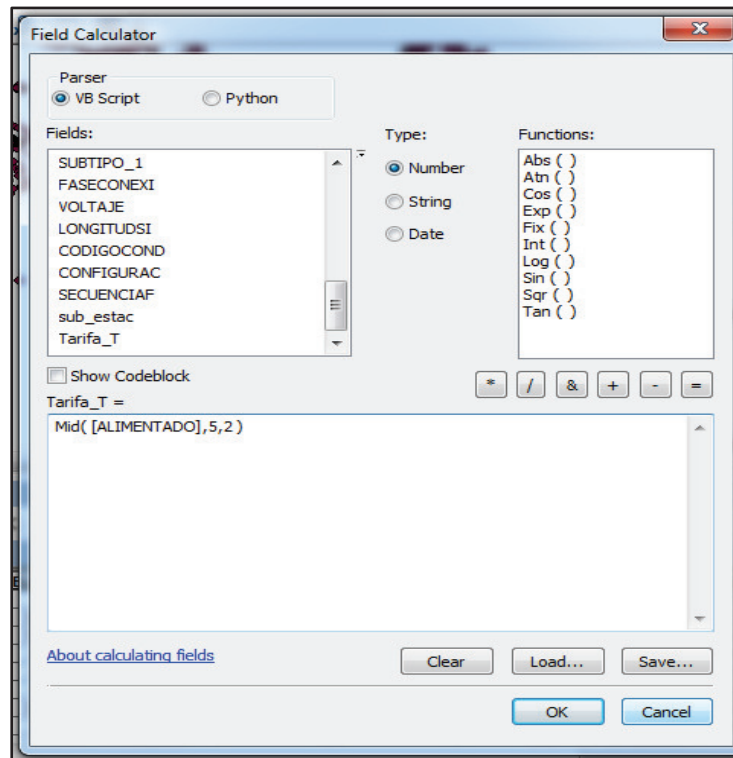


Figura 3.23. Código para crear un campo que contenga la subestación a la que pertenece cada acometida.

Este campo será posteriormente utilizado con la finalidad de realizar filtros, para de esta forma poder seleccionar únicamente los elementos pertenecientes a cada subestación, este es un proceso puede ser considerado extenso ya que la selección de datos por subestación se realiza de forma manual y luego de aplicar el filtro, se debe exportar los datos de forma que se tenga un archivo (.dfb) por cada subestación, pero se debe tener en cuenta que esto ayuda a realizar un cálculo detallado de pérdidas en acometidas y esto debe realizarse al menos una vez al año.

3.1.6 Contadores de energía

Toda la información necesaria para realizar el cálculo de pérdidas en contadores de energía, se encuentra disponible en el archivo pc_trafos ya que aquí se detalla a todos los clientes detallando el tipo de contador, este dato es el más importante ya que en los instructivos de la empresa se ha detallado la información de pérdidas de acuerdo a esta característica.

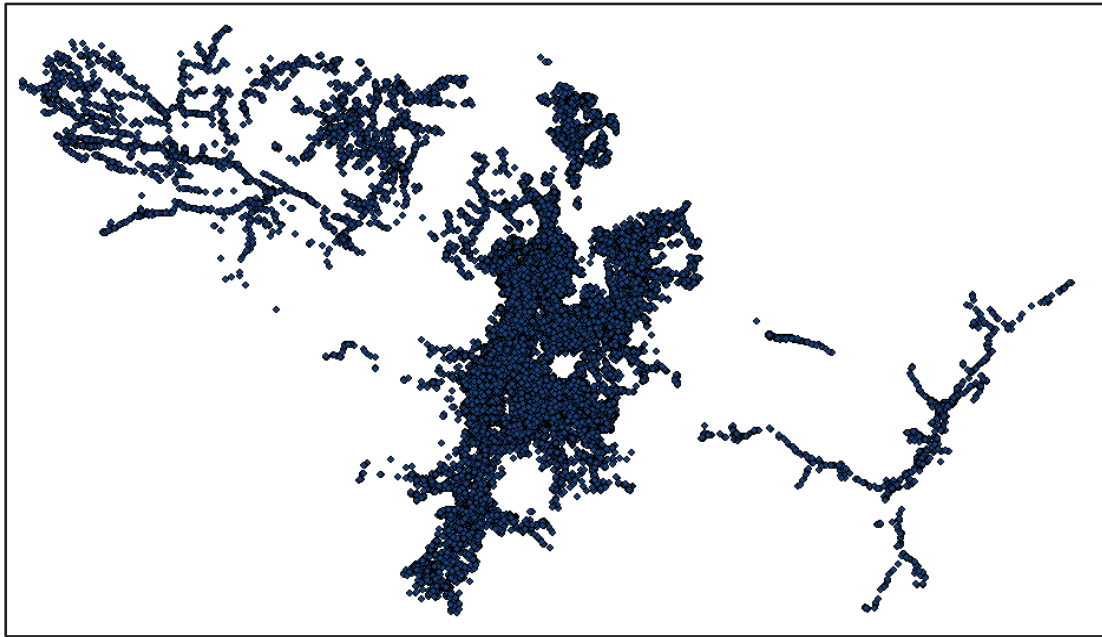


Figura 3.24. Archivo shape Pc_trafos.

Fuente: SIG de la EEQ

En este caso debido a la gran cantidad de usuarios, se presenta la misma complicación que en las acometidas, ya que el archivo que contiene la información es demasiado grande y esto ocasiona problemas al momento de manipularlo, es por eso que de igual forma este archivo será separado por partes, de forma que los datos de clientes se presenten por subestación, para esto nuevamente se crea un campo con el número de subestación, posteriormente se realizan filtros y se exportan datos creando un archivo (.dbf) para cada subestación, este procedimiento se realiza de igual forma a la detallada en el caso de acometidas.

3.2 Procedimiento para el cálculo de pérdidas técnicas.

El procedimiento de cálculo de pérdidas utilizado por la institución detallado en [7],[10] busca hacer un uso eficiente de la información existente, esta sección se detalla las consideraciones hechas por la empresa para poder aplicar los conceptos teóricos detallados en el capítulo II de tal forma que al realizar el cálculo de pérdidas se pueda obtener resultados confiables, y buscando también optimizar el uso de tiempo, recursos humanos y computacionales que son necesarios para realizar estos cálculos.

El cálculo de pérdidas se debe realizar a nivel de las diferentes etapas funcionales que componen las redes de distribución, en este caso se considera alimentadores primarios, transformadores de distribución, rede secundarias, acometidas contadores de energía y alumbrado público.

3.2.1 Índice sectorizado de pérdidas (ISP)

El índice sectorizado de pérdidas es el procedimiento mensual establecido por la EEQ mediante el cual se determinan las pérdidas técnicas obtenidas por concepto de distribución de energía eléctrica, y se las desagrega entre las diferentes etapas funcionales que componen las redes de distribución, para esto se han considerado las siguientes etapas: [13]

- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Acometidas residenciales y comerciales
- Contadores de energía.
- Alumbrado público.

Debido a que realizar estos cálculos de manera detallada cada mes sería muy complicado, se realizan aproximaciones principalmente en el caso de acometidas, contadores de energía y alumbrado público, ya que estos componentes son los elementos que en mayor cantidad se encuentran dentro de las redes de distribución, esto se realiza considerando la información del consumo de los clientes y la energía ingresada a la red, a partir de los valores de pérdidas obtenidos como resultado de un cálculo detallado de pérdidas en las diferentes etapas que componen las redes de distribución, y con ayuda de los valores de pérdidas estimados a partir de los reportes disponibles del balance de energía.

3.2.2 Pérdidas de potencia en alimentadores primarios

Las pérdidas en alimentadores primarios se producen por efecto joule debido a la circulación de corriente por los conductores que componen la red, por lo que es necesario obtener los valores de estas corrientes mediante un flujo de carga. Los resultados del flujo de carga dependerán en gran parte del modelo implementado, es así que entre más detallado sea el modelo, mejores serán los resultados obtenidos. Considerando esto el

modelado de las redes de distribución se debe realizar con el mayor detalle posible, por lo que resulta complicado realizarlo manualmente.

Considerando que este proceso debe realizarse de manera mensual y que toda la información de los componentes de las redes se encuentra en el sistema de información geográfica al se puede acceder mediante Arcgis, la empresa cuenta con una interfaz que conecta Arcgis y Cymdist, con la cual se puede migrar la información existente en Arcgis hacia Cymdist, esta información se presenta en tal forma que puede ser importada y mostrada como un modelo de Cymdist en el cual se pueden realizar los diferentes estudios requeridos sobre estas redes (ver Figura 3.25).

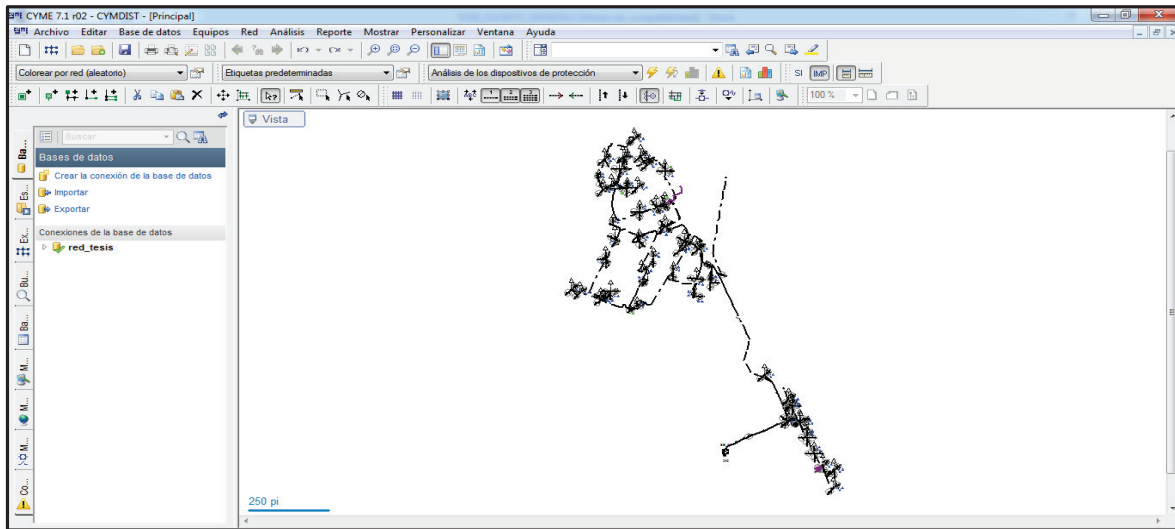


Figura 3.25. Modelo de Cymdist utilizado para el flujo de carga.

En el modelo utilizado para realizar el flujo de carga, se ha representado los puestos de transformación como cargas, pero debido a que estos valores de carga en cada uno de los transformadores no es conocido, se utiliza la herramienta de distribución de carga existente en Cymdist (ver Figura 3.26), la cual toma el valor de demanda máxima del alimentador como una demanda de cabecera de la red y la distribuye en cada uno de estos puestos de transformación.

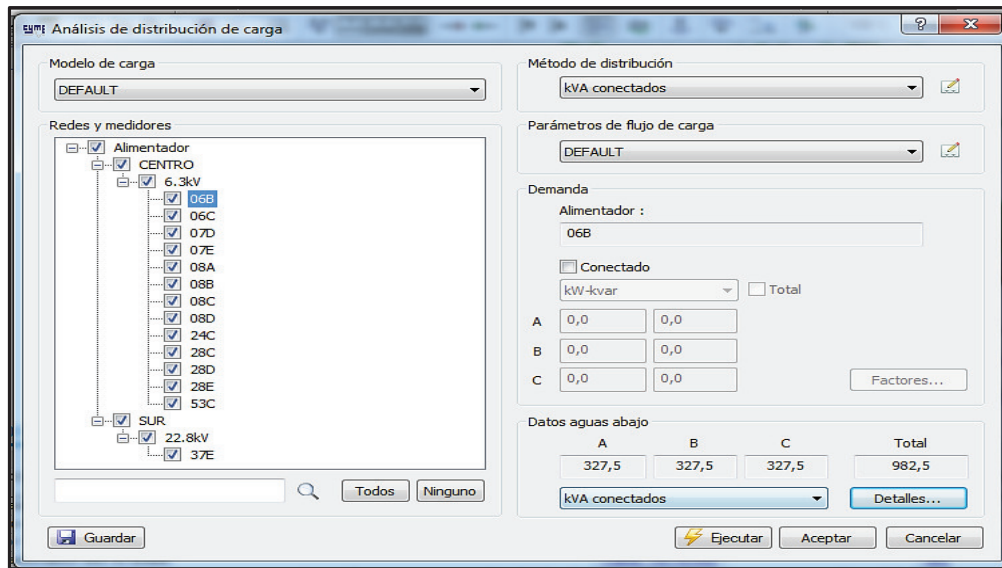


Figura 3.26. Distribución de carga en Cymdist

Una vez realizada la distribución de carga, se realiza un flujo de carga con ayuda del software Cymdist (ver Figura 3.27), para así poder determinar las pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima de cada uno de los alimentadores.

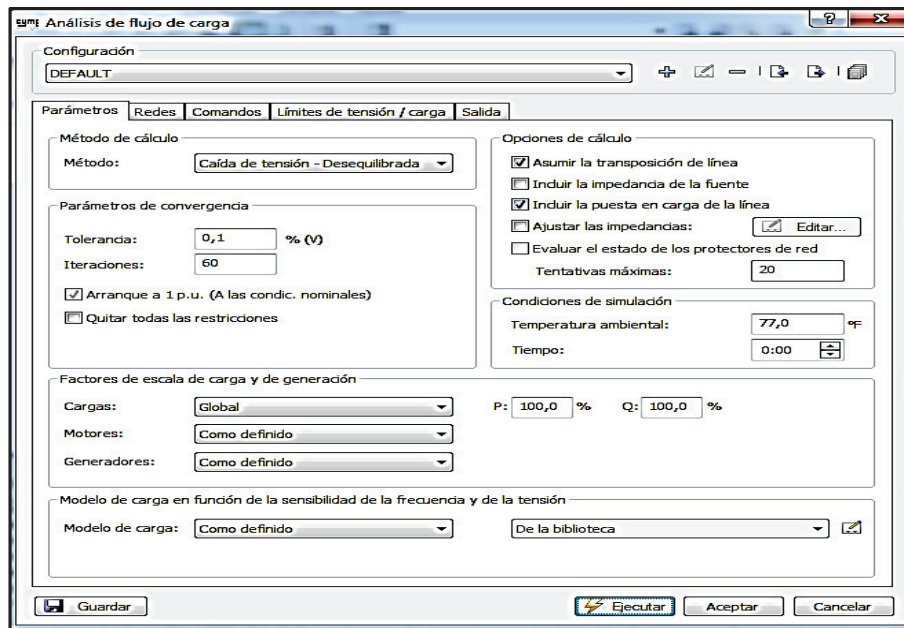


Figura 3.27. Flujo de carga en Cymdist.

3.2.3 Pérdidas en energía de alimentadores primarios

Para determinar las pérdidas de energía en alimentadores primarios se tiene el valor calculado de pérdidas en potencia a demanda máxima, y debido a las mediciones que se realizan en la salida de cada uno de los alimentadores se puede calcular el factor de pérdidas, con lo que las pérdidas de energía se pueden calcular mediante la Ecuación 3.1

$$PEner_{primario} = f_{per} \cdot P_{pot_Dmax} \cdot t$$

Ecuación 3.1. Pérdidas de energía en un alimentador primario.

Donde:

$PEne_{Primario}$: Pérdidas en energía de un alimentador primario (kWh).

P_{pot_Dmax} : Pérdidas de potencia a Demanda máxima del primario (kW).

f_{per} : Factor de pérdidas del primario.

t : Intervalo de tiempo considerado para el análisis.(8760 horas al año).

3.2.4 Pérdidas en transformadores de distribución

Para realizar el cálculo de pérdidas en transformadores en base a los fundamentos teóricos mostrados en el capítulo 2, sería necesario utilizar aparatos de medición en cada uno de los transformadores, para de esta manera determinar la curva de carga, lo cual es muy poco viable.

Es por esto que mediante el convenio Olade-EEQ [7] en el que se desarrolló la metodología detallada, la empresa optó por realizar análisis estadístico en el cual se pudo organizar los transformadores en grupos de acuerdo ciertas características, de esta forma se logró identificar los grupos predominantes y más representativos dentro del sistema de distribución de la empresa y para estos grupos en base a la información existente en los catálogos de fabricantes, se determinó valores característicos para pérdidas en potencia, ya sea en porcentaje de la potencia nominal para el caso de pérdidas en los devanados y en Watts para el caso de pérdidas en el núcleo. Las características consideradas fueron las siguientes:

- Voltaje de operación.
- Potencia.
- Propiedad.

- Numero de fases.
- Marca.
- Año de fabricación.
- Tipo de servicio.

De acuerdo a estas características, para el análisis estadístico fueron seleccionados los equipos pertenecientes a la empresa, esto ya que en el caso de transformadores que pertenecen al cliente y con registros de demanda, las pérdidas son facturadas al propietario, de esta manera los valores característicos mostrados en los instructivos son los que se muestran en la Tabla 3.4 y en la Tabla 3.5.

Tabla 3.4. Valores característicos de pérdidas de potencia en los devanados
Fuente: Sección Índice Sectorizado de Pérdidas de la EEQ.

Pérdidas en devanados de transformadores						
Año Fab.	Marca	Código Marca	Poten	Volt.	Fases	Pcu%
2010-2013	ECUATRAN	56	5	6300	1	1.620
2005-2010	INATRA	30				1.620
	OTROS	0				1.820
SA	ECUATRAN	56	10	6300	1	1.580
2005-2010	INATRA	30				1.240
2010-2013	MAGNETRON	72				1.340
	OTROS	0				1.420
2005-2010	ECUATRAN	56	15	6300	1	1.100
2010-2013						1.260
	INATRA	30				1.280
	MAGNETRON	72				1.280
	RYMEL	75				1.280
1985-1990	OTROS	0				1.373
2000-2005						1.674

Tabla 3.5. Valores característicos de pérdidas de potencia en el núcleo.

Fuente: Sección Índice Sectorizado de Pérdidas de la EEQ.

Pérdidas en devanados de transformadores						
Año Fab	Marca	Código Marca	Poten	Volt.	Fases	Po(W)
2010-2013	ECUATRAN	56	5	6300	1	26
2005-2010	INATRA	30				30
	OTROS	0				31
SA	ECUATRAN	56	10	6300	1	33
2005-2010	INATRA	30				45
2010-2013	MAGNETRON	72				44
	OTROS	0				
2005-2010	ECUATRAN	56	15	6300	1	65
2010-2013						
	INATRA	30				68
	MAGNETRON	72				68
	RYMEL	75				68
1985-1990	OTROS	0				78
2000-2005						57

En las Tabla 3.4 y en la Tabla 3.5 se muestra una parte de los valores de pérdidas para transformadores de distribución, en el Anexo III se muestran las tablas completas que son utilizadas para asignar las pérdidas de potencia en transformadores de distribución.

De los valores especificados en las tablas, las pérdidas en el núcleo P_o se pueden considerar constantes sin importar las condiciones de funcionamiento de transformador dentro de la red debido a que los fenómenos físicos que provocan estas pérdidas no dependen del nivel de potencia requerido por la carga, lo que no ocurre con las pérdidas

en los devanados los cuales dependen directamente de la corriente que circula por los conductores, la misma que varía de acuerdo a los requerimientos de la carga.

En el caso de las pérdidas en los devanados de transformadores especificadas en las tablas, han sido establecidas por los fabricantes cuando el transformador está trabajando a plena carga, debido a que esta condición no es muy frecuente para el funcionamiento del transformador dentro de la red, se requiere hacer una corrección de este valor mediante el factor de utilización, para así obtener un valor de pérdidas más acorde a la condición de funcionamiento real del transformador.

Para determinar el factor de utilización es necesario parámetros de la curva de carga del transformador, debido a que dentro de las redes de distribución no es viable tener registros de carga para cada uno de los transformadores ya que sería necesario una gran cantidad de equipos de medición, se calcula un valor promedio de factor de utilización considerando la demanda máxima del alimentador y la suma de potencias nominales de los transformadores asociados al alimentador, para esto se utiliza la Ecuación 3.2 en donde debido a que se utiliza la demanda máxima de la red, esta expresión está afectada por el factor de coincidencia entre los transformadores del primario.

$$F_{util_{promedio}} = \frac{\frac{D_{max}}{f_{p_{Dmax}}}}{kVA_{Instalados} \cdot F_{coin_{Transformadores}}}$$

Ecuación 3.2. Factor de utilización promedio

Donde:

$F_{util_{promedio}}$: Factor de utilización promedio para los transformadores correspondientes a un alimentador primario.

D_{max} : Demanda máxima registrada en el alimentador (kW).

$f_{p_{Dmax}}$: Factor de potencia a la condición de demanda máxima del alimentador.

$kVA_{Instalados}$: La suma de las potencias nominales de los transformadores asociados al alimentador primario.

$F_{coin_{Transformadores}}$: Es el factor de coincidencia entre transformadores pertenecientes al alimentador primario.

El factor de coincidencia es únicamente función de los usuarios y no del número de transformadores, por lo que para determinar el factor de coincidencia entre

transformadores se aplica una relación entre el factor de coincidencia del número de usuarios del alimentador y el factor de coincidencia del número de usuarios pertenecientes al transformador, estos factores se los puede obtener en base a las curvas existentes en [14], que se muestran a continuación (ver Figura 3.28).

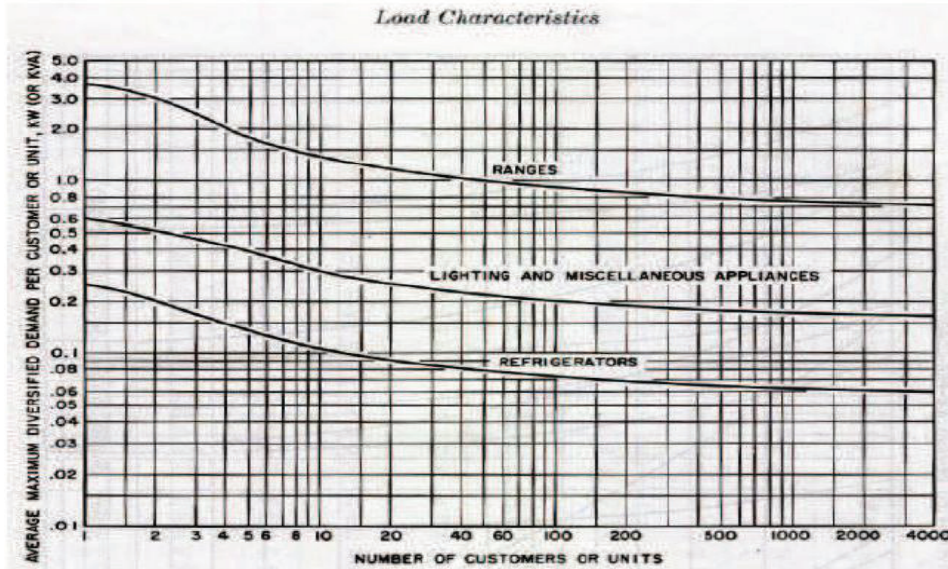


Figura 3.28. Curvas factor de coincidencia. [14]

En base a las curvas, los factores de coincidencia de acuerdo al número de usuarios se muestran en la Tabla 3.6, la cual es empleada principalmente para el desarrollo de aplicaciones computacionales,

Tabla 3.6. Factores de coincidencia de acuerdo al número de usuarios [10]

N° de usuarios	FCoin
1	1,000
1,5	0,950
2	0,850
3	0,783
4	0,683
5	0,650

N° de usuarios	FCoin
6	0,625
7	0,583
8	0,533
9	0,517
10	0,500
10 - 50	$Fcoin=(\# \text{ de usuarios})^{-0,251939} e^{-0,177871}$
> 50	$Fcoin=(\# \text{ de usuarios})^{-0,0333} e^{-0,9984} + 0,00379$

Con estos valores, el factor de coincidencia entre transformadores pertenecientes a un alimentador primario, es calculado en base a la Ecuación 3.3.

$$Fcoin_{Transformadores} = \frac{Fcoin_{alimentador}}{Fcoin_{transformador_ind}}$$

Ecuación 3.3. Factor de coincidencia entre transformadores de un primario.

Donde:

$Fcoin_{Transformadores}$: Factor de coincidencia para el grupo de transformadores pertenecientes a un primario.

$Fcoin_{alimentador}$: Factor de coincidencia considerando los usuarios del alimentador.

$Fcoin_{transformador_ind}$: Factor de coincidencia considerando los usuarios de cada transformador.

Una vez determinado el factor de utilización considerando la demanda máxima, es posible determinar las pérdidas de potencia en cada uno de los transformadores por medio de la Ecuación 3.4, y posteriormente determinar las pérdidas de potencia totales en un alimentador.

$$P_{pot_{Dmax-raf}} = P_{rpc} \cdot (F_{Util})^2$$

Ecuación 3.4. Pérdidas en potencia en los devanados de un transformador.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-raf}}$: Pérdidas de potencia en los devanados del transformador a demanda máxima (kW).

P_{rpc} : Pérdidas resistivas del transformador a plena carga (kW).

F_{Util} : Factor de Utilización del transformador.

3.2.5 Pérdidas totales de potencia en transformadores

Luego de calcular las pérdidas de cada uno de los transformadores de distribución, se requiere encontrar el valor total de pérdidas en potencia, para esto se consideran por separado los valores de pérdidas en los devanados y pérdidas el núcleo, ya que presentan comportamientos distintos.

Las pérdidas totales de potencia en los núcleos de los transformadores pertenecientes a un alimentador primario, son calculadas mediante la Ecuación 3.5.

$$PT_{pot_{nucleo}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{o_i}$$

Ecuación 3.5. Pérdidas en potencia totales en núcleos de transformadores.

Donde:

$PT_{pot_{nucleo}}$: Pérdidas en el núcleo del grupo de transformadores pertenecientes a un primario (kW).

P_{o_i} : Pérdidas en el núcleo del transformador i (KW).

Las pérdidas en potencia totales de los devanados de un grupo de transformadores pertenecientes a un alimentador primario se calculan en base a la Ecuación 3.6.

$$PT_{pot_{devanados_{Dmax_{trans}}}} = F_{coin_{transformadores}} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{Dmax_{raf}_i}}$$

Ecuación 3.6. Pérdidas de potencia totales en devanados de transformadores.

Donde:

$PT_{pot_devanados_{D_{max_trans}}}$: Pérdidas de potencia totales en los devanados de transformadores asociados a un alimentador (kW).

$F_{coin_{transformadores}}$: Factor de coincidencia del grupo de transformadores.

$P_{pot_{D_{max_traf_j}}}$: Potencia de pérdidas a demanda máxima en los devanados de un transformador i (kW).

3.2.6 Pérdidas en energía en transformadores de distribución

Para determinar las pérdidas de energía nuevamente se han considerado por separados, los valores de pérdidas en energía del núcleo de transformadores y en los devanados, debido a sus distintos comportamientos, en el caso de las pérdidas en el núcleo debido a que presentan un comportamiento constante, basta con multiplicar el valor asignado de pérdidas de potencia y multiplicar por la duración del intervalo de tiempo considerado para el análisis, se utiliza la Ecuación 3.7.

$$PT_{energ_{nucleo-anual}} = P_{o_i} \cdot t$$

Ecuación 3.7. Pérdidas de energía en núcleos de transformadores.

Donde:

$PT_{energ_{nucleo_anual}}$: Pérdidas de energía totales en el núcleo de los transformadores pertenecientes a un primario (kWh).

P_{o_i} : Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW).

t : Tiempo considerado para el análisis, en este caso 8760 horas de un año.

De igual forma para determinar las pérdidas en energía totales en los núcleos de un grupo de transformadores pertenecientes al alimentador primario, basta con sumar los valores individuales de pérdidas de cada transformador considerando la Ecuación 3.8.

$$PT_{energ_{transformadores}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{o_i} \cdot t$$

Ecuación 3.8. Pérdidas en energía totales en núcleos de transformadores.

Donde:

$PT_{energ_{nucleo_anual}}$: Pérdidas de energía totales en el núcleo de los transformadores pertenecientes a un primario (kWh).

P_{oi} : Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW).

t : Tiempo considerado para el análisis, en este caso 8760 horas de un año.

Para determinar las pérdidas en energía en los devanados de transformadores de distribución, no es posible utilizar la integración de la curva de demanda, debido a que esta información no existe para todos los transformadores del sistema, debido a esto la empresa cuenta con valores característicos proporcionadas en base a registros de carga de una muestra de transformadores, que permiten asignar el valor del factor de pérdidas para cada transformador, considerando únicamente el estrato de consumo y el número de usuarios.

Los estratos de consumo considerados para el análisis según [10] se definen en base a escalas en las cuales se especifican los rangos de consumo promedio de energía característicos de cada uno de estos estratos, en base a estos valores de consumo se asignan a cada cliente en su respectivo estrato.

Tabla 3.7. Clasificación por estratos de consumo [10]

Estrato	Rangos de Consumo (kWh/mes/usuario)
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-350
A	350-500
>500	> 500

Los valores característicos que proporciona la empresa se detallan mediante curvas (ver Figura 3.29) que representan el comportamiento del factor de pérdidas de cada uno de los estratos de consumo considerados en función del número de usuarios.

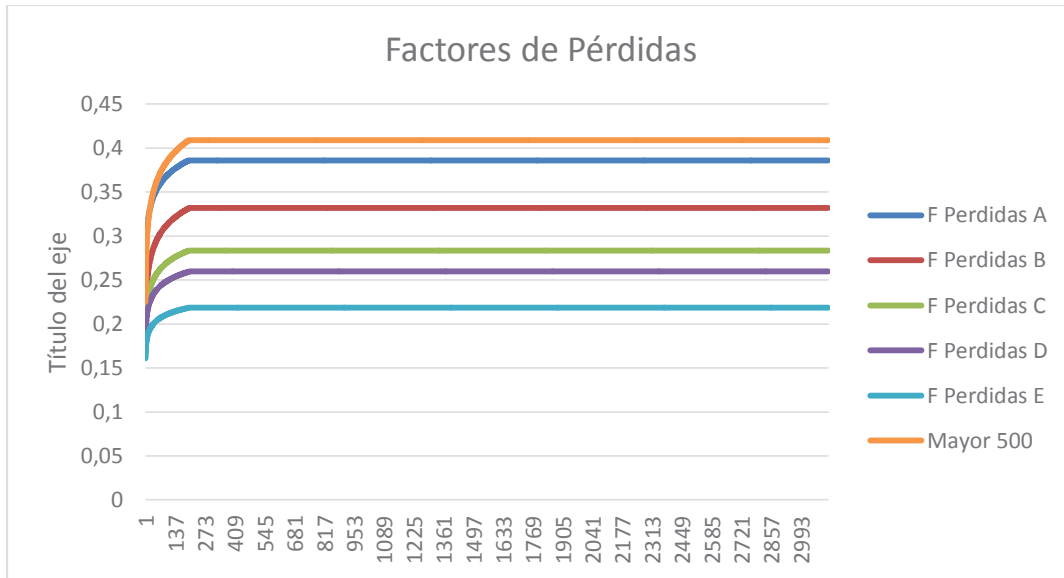


Figura 3.29. Curvas de factor de pérdidas por estratos de consumo en función del número de usuarios.

Fuente: Documentos internos Sección Índice sectorizado de pérdidas.

Considerando que ahora el número de usuarios asociados a cada transformador de distribución se obtiene como dato desde los sistemas de información geográfica, la asignación del factor de pérdidas considerando las curvas mostradas en la Figura 3.29 permite que los valores de pérdidas en energía que se obtienen sean más apegados a la realidad, esto ya que anteriormente el número de usuarios era aproximado, distribuyendo los usuarios de todo el alimentador en base la capacidad instalada del alimentador y la potencia de cada transformador, en el Anexo IV detallado por [10] se muestran los valores de factor de pérdidas utilizados.

Tabla 3.8. Factores de pérdidas en transformadores de distribución de acuerdo al estrato de consumo y número de usuarios. [10]

N° USUARIOS	F Pérdidas A	F Pérdidas B	F Pérdidas C	F Pérdidas D	F Pérdidas E	Mayor 500
1	0,255	0,189	0,18	0,179	0,161	0,225
2	0,27216	0,20766	0,19355	0,18954	0,16853	0,24908
3	0,28220	0,21858	0,20147	0,19570	0,17293	0,26317
4	0,28932	0,22633	0,20709	0,20007	0,17605	0,27316
5	0,29484	0,23234	0,21145	0,20346	0,17847	0,28092

N° USUARIOS	F Perdidas A	F Perdidas B	F Perdidas C	F Perdidas D	F Perdidas E	Mayor 500
6	0,29935	0,23725	0,21502	0,20624	0,18045	0,28725
7	0,30317	0,24140	0,21803	0,20858	0,18213	0,29261
8	0,30648	0,24499	0,22064	0,21061	0,18358	0,29725
9	0,30939	0,24816	0,22294	0,21240	0,18486	0,30134
10	0,31200	0,25100	0,22500	0,21400	0,18600	0,30500
11	0,31436	0,25357	0,22686	0,21545	0,18703	0,30831
12	0,31651	0,25591	0,22856	0,21677	0,18798	0,31133
13	0,31849	0,25806	0,23013	0,21799	0,18885	0,31412
14	0,32033	0,26006	0,23158	0,21911	0,18965	0,31669
15	0,32204	0,26192	0,23292	0,22016	0,19040	0,31909
16	0,32363	0,26366	0,23419	0,22114	0,19110	0,32133
17	0,32514	0,26529	0,23537	0,22207	0,19176	0,32344
18	0,32655	0,26683	0,23649	0,22293	0,19238	0,32542
19	0,32789	0,26828	0,23754	0,22376	0,19297	0,32730
20	0,32916	0,26966	0,23855	0,22454	0,19353	0,32908

Una vez asignado el factor de pérdidas, las pérdidas de energía del transformador serán el resultado de multiplicar el valor de pérdidas en potencia obtenido por el periodo tiempo considerado para el estudio y por el factor de pérdidas asignado, en este caso se emplea la Ecuación 3.9.

$$PEnerg - devanado - i_{Anual} = Ppot_{Dmax-traf} \cdot fper \cdot t$$

Ecuación 3.9. Pérdidas en energía en devanados de un transformador.

Donde:

$PEnerg-devanado - i_{Anual}$: Pérdidas en energía de los devanados de un transformador anual (kWh).

$Ppot_{Dmax-traf}$: Pérdidas en potencia en los devanados de un transformador a demanda máxima (kW).

t: Intervalo de tiempo considerado para el análisis (8760 horas de un año).

Finalmente para calcular el valor total de las pérdidas en energía en los devanados de todos los transformadores de distribución pertenecientes a un alimentador primario, solamente basta con sumar los valores de pérdidas de energía obtenidos en cada transformador empleando la Ecuación 3.10.

$$PTEnerg_devanados = \sum_{i=1}^{i=n} PEnerg_devanado_i$$

Ecuación 3.10. Pérdidas totales en energía en devanados de transformadores.

Donde:

PTEner_g_devanados: Pérdidas de energía totales en los devanados de transformadores pertenecientes a un alimentador primario (kWh).

PTEner_g_devanado_i: Pérdidas de energía producidas en los devanados de un transformador i (kWh).

3.2.7 Pérdidas en potencia de redes secundarias

Para el caso de redes secundarias, la EEQ presenta valores característicos de pérdidas, estos valores fueron determinados a partir de la modelación de un grupo característico de redes sobre las que se realizaron estudios de flujos de carga, los porcentajes de pérdidas determinados se presentan en los instructivos de la empresa [10], la asignación de estos valores se los realiza en base a la información del transformador de distribución al que se encuentra asociada la red.

La información para realizar esta asignación de pérdidas, es el propietario del transformador (empresa o particular), el tipo de transformador (Normal, Alumbrado, Particular) y el número de fases. Esta información es de gran utilidad, debido a que si un transformador es propiedad de la empresa, está asociado a una red de secundaria distribución, y para el caso en donde un transformador es propiedad del cliente y de tipo normal, es un transformador que alimenta a un condominio o un edificio, por lo tanto no tiene una red secundaria asociada al transformador, y en este caso presenta valores de pérdidas diferentes. En base a estas consideraciones los valores de pérdidas en potencia de las redes secundarias proporcionados en [10] toman los valores mostrados en la Tabla 3.9, la Tabla 3.10 y en la Tabla 3.11.

Tabla 3.9. Valores de porcentajes de pérdidas en redes monofásicas. [10]

Estrato	Pérdidas como porcentaje de la demanda máxima de la red (%)
E	0,50
D	1,15
A,B,C y >500 kWh/mes/usuario	1,00

Tabla 3.10. Valores de porcentajes de pérdidas en redes trifásicas. [10]

Estrato	Pérdidas como porcentaje de la demanda máxima de la red (%)
E	0,50
D	1,40
C	1,15
B	1,00
A	1,00
>500 kWh/mes/usuario	1,00

Tabla 3.11. Valores de porcentajes de pérdidas para transformadores de propiedad del cliente y tipo normal. [10]

Estrato	Pérdidas como porcentaje de la demanda máxima de la red (%)
Todos los estratos de consumo	0,50

Hay que tener en cuenta que las pérdidas de potencia dependen del nivel de carga existente en la red secundaria, por esto se usa el factor de utilización, el cual permite saber el nivel de uso del transformador y de la red secundaria asociada, de esta forma los valores de pérdidas asignados reflejan un comportamiento más apegado a la realidad.

Al igual que en el caso de los transformadores de distribución, la información necesaria para realizar el cálculo del factor de utilización de manera individual en cada red no está disponible, pero debido a que cada red secundaria considerada para los cálculos se encuentra asociada a un transformador de distribución, es posible utilizar el mismo factor de utilización promedio, el cálculo se realiza en base a la Ecuación 3.2.

Mediante el factor de utilización promedio, es posible determinar el valor de pérdidas en potencia existentes en la red secundaria, para lo cual se utiliza la Ecuación 3.11.

$$P_{pot - secundaria_{Dmax}} = kVA_{Transf} \cdot P_{Perd} \cdot fp \cdot F_{util_{promedio}}$$

Ecuación 3.11. Pérdidas en potencia de una red secundaria.

Donde:

$P_{pot - secundaria_{Dmax}}$: Pérdidas de potencia de la red secundaria a demanda máxima (kW).

kVA_{Transf} : Potencia Nominal del transformador al se encuentra asociada la red secundaria (kVA).

fp : Factor de potencia de la red secundaria(0.95) [10].

$F_{util_{promedio}}$: Factor de utilización promedio de la red secundaria.

Finalmente se calculan los valores de pérdidas en potencia totales de un grupo de redes secundarias asociadas a un alimentador primario, para esto se suman los valores de pérdidas de potencia a demanda máxima de cada red secundaria, y debido a que cada demanda máxima ocurre en diferentes instantes de tiempo, la suma debe ser multiplicada por el factor de coincidencia entre redes secundarias, este valor es el mismo previamente calculado para el caso de transformadores mediante la Ecuación 3.12.

$$P_{Pot - secundarios} = F_{coinc_{secundarios}} \sum_{i=1}^n P_{pot - secundario - i_{Dmax}}$$

Ecuación 3.12. Pérdidas en potencia totales de redes secundarias de un primario.

Donde:

PPot-secundarios: Pérdidas en potencia totales de las redes secundarias asociadas a un alimentador primario (kW).

Fcoinc_{secundarios}: Factor de coincidencia entre redes secundarias.

Ppot-secundario-_iD_{max}: Pérdidas en potencia a demanda máxima de una red secundaria *i* (kW).

3.2.8 Pérdidas en energía de redes secundarias

Para el cálculo de pérdidas en energía de las redes secundarias, se utiliza nuevamente el valor del factor de pérdidas asignado para transformadores, esto debido a que el transformador y la red secundaria se encuentran abasteciendo a la misma carga, es así que las pérdidas de energía en redes secundarias son determinadas mediante la Ecuación 3.13.

$$PEnerg_{sec-i} = f_{per-sec} \cdot Ppot_{Dmax-sec-i} \cdot t$$

Ecuación 3.13. Pérdidas en energía de una red secundaria.

Donde:

F_{per-sec}: Factor de pérdidas de la red secundaria.

P_{energ}: Pérdidas de energía en la red secundaria (kWh).

P_{pot_Dmax}: Pérdidas de potencia a demanda máxima (kW).

t: Duración del intervalo de tiempo contemplado para el análisis (8760 horas en un año).

Finalmente es posible determinar las pérdidas totales en energía del alimentador primario, para esto únicamente hay que sumar los valores obtenidos para cada una de las redes secundarias, esto se expresa mediante la Ecuación 3.14.

$$PTEnerg_{secundarios} = \sum_{i=1}^n PEnerg_{sec-i}$$

Ecuación 3.14. Pérdidas totales en energía de redes secundarias de un primario.

3.2.9 Pérdidas en potencia y energía de acometidas residenciales

En base a los instructivos de la empresa detallados en [10] se ha dividido el cálculo de pérdidas en acometidas considerando residenciales y comerciales de acuerdo a las tarifas de consumo de los clientes asociados a la acometida, las tarifas residenciales consideradas se muestran en la Tabla 3.12, las pérdidas en potencia son determinadas en base a la Ecuación 2.38.

Tabla 3.12. Tarifas Residenciales establecidas por la EEQ.

Fuente: Sección Índice Sectorizado de Pérdidas EEQ.

Tarifa	Descripción
201	Residencial sin Tasa Basura
202	Residencial Temp.sin Basura
203	Jubilados EEQ sin Tasa Basura
204	Residencial Bajo Factor Potenc
205	Residencial
206	Residencial Temporal
207	Jubilados EEQ
208	Tercera Edad sin Tasa Basura
209	Tercera Edad
211	Ley de Discapacidades
214	Res.B.F.P.Reg/Hor
215	Residencial PEC
219	Tercera Edad PEC
221	Ley de Discapacidades PEC
225	Residencial RUM-MEJ
227	Jubilados EEQ RUM-MEJ

Tarifa	Descripción
229	Tercera Edad RUM-MEJ
951	Serv.Generales.Residencial
953	SSGG RESIDENCIAL CON E. REACTI
973	SSGG RESIDENCIAL CON REG. HORA

Posteriormente ha sido posible utilizar estos valores individuales de pérdidas para determinar las pérdidas totales que existen en un alimentador primario de distribución por concepto de acometidas, teniendo en cuenta que estos valores son determinados para la condición de demanda máxima de cada acometida, y estas demandas ocurren en diferentes instantes de tiempo, se debe utilizar un factor de coincidencia, es aquí donde se ha considerado un valor promedio relacionando el factor de coincidencia para el número de usuarios del alimentador y el factor de coincidencia para el número de usuarios promedio por cada tablero, esto se representa mediante la Ecuación 3.15.

$$F_{coin_{Acometidas}} = \frac{F_{coin_{usu-alim}}}{F_{coin_{uisua-acom}}}$$

Ecuación 3.15. Factor de coincidencia entre acometidas de un primario.

Donde:

$F_{coin_{Acometidas}}$: Factor de coincidencia entre acometidas.

$F_{coin_{usu-alim}}$: Factor de coincidencia entre usuarios del alimentador primario.

$F_{coin_{uisua-acom}}$: Factor de coincidencia para el número de usuarios promedio por acometida.

Con lo que las pérdidas en potencia totales en un alimentador primario debido a las acometidas, se obtiene sumando las pérdidas en potencia de cada acometida y multiplicando esta suma por el factor de coincidencia calculado. Para esto se utiliza la Ecuación 3.16.

$$PT_{pot_{Acometidas}} = F_{coin_{Acometidas}} \cdot \sum_i^n P_{pot_{Dmax_{acom_i}}}$$

Ecuación 3.16. Pérdidas totales en potencia de acometidas de un primario.

Donde:

$PT_{pot_{Acometidas}}$: Pérdidas totales en potencia de las acometidas pertenecientes a un alimentador primario (kW).

$F_{coin_{Acometidas}}$: Factor de coincidencia entre acometidas.

$P_{pot_{Dmax_{acom_i}}}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de una acometida i (kW).

Para las pérdidas en energía, debido a que no existen registros de carga en todas las acometidas no es posible realizar una integración de la curva de carga, ante esto la empresa cuenta con valores característicos de factor de pérdidas proporcionados en base a una muestra de acometidas con registros de carga, una parte de estos valores se muestran en la Tabla 3.13, la tabla completa con los valores de factores de pérdidas en acometidas se detalla en el Anexo V, estos valores son asignados a cada acometida considerando datos disponibles en el sistema de información geográfica, en este caso el número de usuarios asociados a la acometida, la energía consumida y sus estratos de consumo, con lo que una vez asignados estos valores, las pérdidas en energía de cada acometida se obtienen empleando la Ecuación 3.17

$$PE_{energ_{Acom}} = P_{pot_{Dmax-acom}} \cdot F_{perd_{Acom}} \cdot t$$

Ecuación 3.17. Pérdidas en energía de una acometida.

Donde:

$PE_{energ_{Acom}}$: Pérdidas de energía de una acometida (kWh).

$F_{perd_{Acom}}$: Factor de pérdidas de la acometida.

t: Intervalo de tiempo considerado para el análisis (8760 horas en un año).

Tabla 3.13.Factor de pérdidas en Acometidas en función de los estratos de consumo y el número de clientes

N° USUARIOS	Estrato E	Estrato D	Estrato C	Estrato B	Estrato A	>500
1	0,007	0,0086	0,0439	0,0469	0,0629	0,0936
2	0,0171	0,019	0,0543	0,0573	0,0733	0,0104
3	0,0282	0,0298	0,0651	0,0681	0,0841	0,1148
4	0,0399	0,0409	0,0762	0,0792	0,0952	0,1259
5	0,0506	0,0522	0,0875	0,0905	0,1065	0,1372
6	0,0622	0,0638	0,0991	0,1021	0,1181	0,1488
7	0,0738	0,0754	0,1107	0,1137	0,1297	0,1604
8	0,0857	0,0873	0,1226	0,1256	0,1416	0,1723
9	0,0976	0,0992	0,1345	0,1375	0,1535	0,1842
10	0,1096	0,1112	0,1645	0,1495	0,1655	0,1962
11	0,1218	0,1234	0,1587	0,1617	0,1777	0,2084
12	0,134	0,1356	0,1709	0,1739	0,1899	0,2206
13	0,1463	0,1479	0,1832	0,1862	0,2022	0,2329
14	0,1587	0,1603	0,1956	0,1986	0,2146	0,2453
15	0,1652	0,1668	0,2021	0,2051	0,2211	0,2518

Las pérdidas totales en energía de un alimentador primario en base a la Ecuación 2.41 detallada en las bases teóricas.

3.2.10 Pérdidas en potencia y energía de acometidas comerciales

Según [10] se hacen ciertas consideraciones al momento de obtener la demanda máxima de la acometida, es así que para acometidas comerciales con las tarifas de consumo

detalladas en el Anexo VII, la demanda máxima coincidente se la determina en base a la Ecuación 3.18.

$$D_{max_{acom-com}} = \frac{K}{tc \cdot fc}$$

Ecuación 3.18. Demanda máxima coincidente en acometidas comerciales.

Donde:

$D_{max_{acom-com}}$: Demanda máxima de una acometida comercial (kW).

K: Consumo promedio general los clientes asociados a una acometida (kWh).

fc: Factor de carga (0,39).

tc: Intervalo de tiempo considerado para la medición del consumo (730 horas de un mes).

Con el valor de la demanda máxima coincidente de la acometida, es posible determinar las pérdidas en potencia de igual forma que en el caso de las acometidas residenciales mediante la Ecuación 2.38.

Para las pérdidas en energía se emplea la Ecuación 2.40, pero en este caso se considera un factor de pérdidas de 0.32 [15] en todas las acometidas

Finalmente las pérdidas totales en potencia y energía de acometidas comerciales correspondientes a un alimentado primario se las calcula de igual forma que en el caso de las acometidas residenciales.

3.2.11 Pérdidas en potencia de medidores de energía

Para determinar las pérdidas de potencia según [10] se han considerado los valores entregados por los fabricantes en sus catálogos, estos valores van a depender del número de fases y del tipo de medidor (electromecánico o electrónico).

Tabla 3.14. Perdidas en las bobinas de contadores electromecánicos [7]

N° De Fases	Pérdidas en Bobinas de Voltaje (W)	Pérdidas en Bobinas de Corriente (W)
1F (AM)	1	0,18

N° De Fases	Pérdidas en Bobinas de Voltaje (W)	Pérdidas en Bobinas de Corriente (W)
2F (AB)	1,10 x2	0,13 x2
3F (AT)	1,10 x3	0,13 x3

Tabla 3.15. Perdidas en las bobinas de contadores electrónicos [7]

N° De Fases	Pérdidas en Bobinas de Voltaje (W)	Pérdidas en Bobinas de Corriente (W)
1F (AM)	0,8	0,02
2F (AB)	0,5 x2	0,02 x2
3F (AT)	0,6 x3	0,03 x3

Tabla 3.16. Perdidas en las bobinas de contadores electrónicos para clientes especiales. [7]

N° De Fases	Pérdidas en Bobinas de Voltaje (W)	Pérdidas en Bobinas de Corriente (W)
3F (AT)	5,2*	0,46

Para el caso de las pérdidas en las bobinas de corriente, en [7] se demostró que los valores de pérdidas son muy pequeños en comparación con los valores obtenidos en las bobinas de voltaje, por lo que es posible descartarlos, es así que las pérdidas en el contador de energía están determinadas únicamente por los valores de la bobina de voltaje, ya que los valores de corriente, voltaje y resistencia de esta bobina no cambian, las pérdidas en estas bobinas permanecen constantes en cualquier condición de funcionamiento, por lo que no es necesario corregir estos valores mediante el factor de utilización.

$$P_{potDmax-contador} = P_{bobina-voltaje}$$

Ecuación 3.19. Pérdidas en medidores de energía.

Posteriormente es posible determinar las pérdidas totales de un alimentador primario debido a los cantadores de energía, en este caso no es necesario utilizar un factor de

coincidencia, esto ya que las pérdidas obtenidas en cada uno de los contadores de energía son constantes, esto se representa mediante la Ecuación 3.20

$$PT_{pot_{Dmax-contadores}} = \sum_{i=1}^n P_{pot_{Dmax-contador-i}}$$

Ecuación 3.20. Pérdidas en potencia totales de los medidores de un primario.

Donde:

$PT_{pot_{Dmax-contadores}}$: Pérdidas totales en potencia de contadores de energía pertenecientes un alimentador primario (kW).

$P_{pot_{Dmax-contador-i}}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de un contador de energía i (kW).

3.2.12 Pérdidas en energía de medidores de energía

Las pérdidas de energía son determinadas a partir de las pérdidas de potencia de cada contador, basta con multiplicar el valor de estas pérdidas por el intervalo de tiempo considerado para el análisis.

$$P_{energ_{contador}} = P_{pot_{Dmax-contador}} \cdot t$$

Ecuación 3.21. Pérdida en energía de un medidor.

Donde:

$P_{energ_{contador}}$: Pérdidas en energía de un contador (kWh).

$P_{pot_{Dmax-contador}}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de un contador (kW).

t: Intervalo de tiempo considerado para el análisis (8760 horas anuales).

Finalmente es posible obtener el valor total de pérdidas en energía del alimentador primario, únicamente se debe sumar los valores de pérdidas en energía obtenidos para contador.

$$PTenerg_{contadores} = \sum_{i=1}^n Penerg_{contador-i}$$

Ecuación 3.22. Pérdidas totales en energía de los medidores de un primario.

Donde:

$PTenerg_{contadores}$: Pérdidas de energía totales de los contadores pertenecientes a un alimentador primario (kWh).

$Penerg_{contador-i}$: Pérdidas en energía de un contador i (kWh).

3.2.13 Pérdidas en potencia de alumbrado público

Como se detalló en el capítulo 2, estos valores de potencia de pérdidas han sido obtenidos por la empresa en base a simulaciones de la red de alumbrado público, en donde se ha considerado como cargas constantes a las demandas de las lámparas y bombas utilizadas para la iluminación de los espacios públicos.

Las redes de alumbrado público se modelaron por la empresa considerando circuitos expresos, y circuitos de alumbrado con hilo piloto, en base a estos en [10] se muestran los valores de pérdidas en potencia por unidad de longitud para cada uno de los casos considerados, estos valores se muestran en la Tabla 3.17 y la Tabla 3.18.

Tabla 3.17. Pérdidas por kilómetro en circuitos de alumbrado público con hilo piloto. [7]

Pérdidas (kW/km)
0,002
0,007
0,067

Tabla 3.18. Pérdidas por kilómetro en circuitos de alumbrado público expresos. [7]

Pérdidas (kW/km)

0,333
0,099

A partir de los valores más altos mostrados en las tablas, se puede calcular el valor de las pérdidas en potencia de circuitos expresos y circuitos de alumbrado con hilo piloto, para esto se debe determinar las longitudes promedio de los circuitos expresos, y del sistema de alumbrado público, para así por diferencia determinar la longitud promedio de los circuitos con hilo piloto, esto se expresa mediante la Ecuación 3.23.

$$L_{prom_{alumb\ hilo\ piloto}} = L_{prom_{sis\ alumb\ pub}} - L_{prom_{alumb\ circ\ expreso}}$$

Ecuación 3.23. Longitud promedio de alumbrado público con hilo piloto.

Donde:

$L_{prom_{alumb\ hilo\ piloto}}$: Longitud promedio del circuito de alumbrado público con hilo piloto.

$L_{prom_{sis\ alumb\ pub}}$: Longitud promedio del Sistema de alumbrado público.

$L_{prom_{alumb\ circ\ expreso}}$: Longitud promedio de circuitos expresos de alumbrado público.

A partir de las longitudes promedio establecidas para los distintos circuitos que componen la red de alumbrado público, y los valores de pérdidas en potencia por unidad de longitud especificados en la Tabla 3.17 y la Tabla 3.18 es posible obtener las pérdidas en potencia empleando la Ecuación 3.24.

$$P_{pot_{alumb}} = P_{erd_{km}} \cdot L_{prom}$$

Ecuación 3.24. Pérdidas en potencia para redes de alumbrado público.

Donde:

$P_{pot_{alumb}}$: Pérdidas de potencia en circuitos de alumbrado público con hilo piloto o circuitos expreso (kW).

$P_{erd_{km}}$: Pérdida en potencia por unidad de longitud de circuitos de alumbrado público con hilo piloto o circuitos expreso. (kW/km)

Adicionalmente es necesario calcular los valores de pérdidas en los conductores que permiten alimentar las lámparas, y los conductores para iluminación de parques, piletas y semáforos, para esto es necesario determinar la corriente que circula por estos conductores, esto es posible considerando las potencias de las lámparas empleando Ecuación 3.25.

$$I = \frac{P}{V \cdot fp_{alum}}$$

Ecuación 3.25. Corriente de alimentación a equipos de alumbrado público.

Donde:

I: Corriente circulante por el conductor (A).

P: Potencia de la lámpara (kW).

V: Voltaje de alimentación de la lámpara (KV).

fp_{alum} : Factor de potencia (0,707).[10]

Un parámetro adicional requerido para poder determinar las pérdidas en el conductor es la resistencia, la cual se calcula en base a la longitud del conductor y a los valores de resistencia por unidad de longitud de acuerdo al tipo de conductor utilizado, para determinar esta resistencia se emplea Ecuación 3.26.

$$R_{con-alum} = \frac{L_{prom} \cdot r}{1000}$$

Ecuación 3.26. Resistencia en cables de derivaciones de alumbrado público.

Donde:

$R_{con-alum}$: Resistencia total del conductor considerado.

r: Resistencia por unidad de longitud de acuerdo al conductor utilizado.

L_{prom} : Longitud promedio de acuerdo al tipo de carga que alimenta el conductor obtenido de la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Longitudes promedio de acuerdo al tipo de carga de alumbrado público. [7]

Longitud (m)	Descripción
4	Distancia promedio desde la luminaria hasta el punto de conexión en la red de alumbrado público.
30	Distancia promedio que cubre el conductor desde la lámpara para iluminación de piletas hacia el tablero de distribución.
40	Distancia promedio que cubre el conductor desde la lámpara del semáforo hasta el tablero de control.

Con el valor de corriente y resistencia determinados, es posible obtener las pérdidas en potencia de cada conductor utilizando la Ecuación 3.27.

$$P_{pot_{conductor}} = \frac{I^2 \cdot R}{1000}$$

Ecuación 3.27. Pérdidas en potencia de conductores usados en alumbrado público.

Donde:

$P_{pot_{conductor}}$: Pérdidas en potencia por conductor utilizado para alimentar la carga de alumbrado público (kW).

I: Corriente circulante por el conductor (A).

R: Resistencia total del conductor (Ω).

Finalmente con los valores de pérdidas determinados para cada conductor, es posible calcular los valores de pérdidas en energía, para esto se utiliza la Ecuación 3.28.

$$P_{energ_{conductor}} = P_{pot_{conductor}} \cdot f_{perd_{alum}} \cdot t$$

Ecuación 3.28. Pérdidas en energía de conductores usados en alumbrado público.

Donde:

$P_{\text{energ conductor}}$: Pérdidas en energía por conductor utilizado para alimentar la carga de alumbrado público (kWh).

$P_{\text{pot conductor}}$: Pérdidas en potencia del conductor utilizado para alimentar la carga de alumbrado público (kW).

$f_{\text{perd alum}}$: Factor de pérdidas utilizado de acuerdo al tipo de carga de alumbrado público que alimenta el conductor mostrados en la Tabla 3.20.

t : Período de tiempo considerada para el análisis (8760 horas en un año).

Tabla 3.20. Factores de pérdidas de acuerdo a la carga de alumbrado público que alimenta un conductor. [7]

Elemento	Tiempo de Operación (horas/día)	Factor de pérdidas
Lámparas de alumbrado	13,2	0,55
Iluminación de piletas.	12	0,50
Semáforos.	24	1

3.3 Aplicaciones computacionales

En base a la metodología descrita por la empresa eléctrica Quito y la información recopilada, se han desarrollado aplicaciones en Matlab, las cuales permiten realizar cálculos de pérdidas redes de distribución, estas aplicaciones han sido desarrolladas conjuntamente con una interfaz de manera que el proceso de cálculo de pérdidas pueda ser realizado de manera sencilla, en la presente sección se detalla el funcionamiento de estas aplicaciones.

3.3.1 Aplicación para el cálculo detallado de pérdidas.

Mediante esta aplicación, es posible realizar un cálculo detallado en cada uno de los componentes incluidos en los archivos de datos. Para poder hacer uso de las aplicaciones se requiere crear una carpeta que contenga los Archivos obtenidos luego de recopilar la información desde las bases de datos. La aplicación se presenta con una interfaz gráfica

de usuario sencilla con la que es posible ejecutar diferentes scripts de Matlab que realizan el cálculo de pérdidas en los diferentes componentes considerados (ver Figura 3.30).



Figura 3.30. Interfaz de usuario aplicación Cálculo de pérdidas técnicas

En primer lugar se requiere verificar que los archivos colocados en la carpeta contengan los nombres indicados, esto ya que los scripts desarrollados están configurados para buscar la información en estos archivos, por lo que si los nombres son modificados la aplicación no podrá encontrarlos, luego de esto solo basta con presionar el icono de la carpeta, esto hace que se abra el explorador en donde se selecciona la carpeta que contiene los archivos con los datos correspondientes, al hacer esto en el cuadro de texto se coloca

la dirección de acceso a la carpeta con lo que solo basta presionar el botón importar, los nombres de los archivos se especifican en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21. Archivos requeridos para ejecutar la aplicación de cálculo detallado de pérdidas.

Nombre del Archivo	Descripción
Datos Generales	Archivo de Excel que contiene varios datos que son requeridos de manera recurrente al realizar el cálculo de pérdidas.
Transformadores	Archivo de Excel que presenta la información requerida para calcular pérdidas en transformadores de distribución.
Acometidas	Archivo de Excel con la información de las acometidas, presenta la información dividida en hojas, cada hoja contiene la información de una subestación.
Medidores	Archivo de Excel con la información de las acometidas, presenta la información dividida en hojas, cada hoja contiene la información de una subestación.

Luego de realizar la importación de datos, se actualiza la lista desplegable en donde se puede seleccionar la red de la EEQ en la que se desea determinar las pérdidas, luego de seleccionar la red (ver Figura 3.31), se habilitan los botones calcular con lo que se puede realizar el cálculo de pérdidas en la secciones indicadas, cada botón ejecuta un script y se genera un reporte en Excel con los resultados correspondientes.

Cálculos Individuales

Seleccionar Alimentador:

Transformadores y Redes secundarias

	Primario	# usuarios	# Sec.	Factor Coin Sec.	PTpot dmax. (kW)	PTenerg sec. anual(kWh)
<input type="button" value="Calcular"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
# Trafos	Factor Coin trans.	Factor Utiliz Prom	PTpot devan. (kW)	PTpot núcleo (kW)	PTenerg devan. anual(kWh)	PTenerg núcleo anual(kWh)
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Acometidas

	Primario	# Usuarios Res	# Acom Res	Factor Coin Acom Res	PTpot dmax. (kW)	PTenerg AR anual(kWh)
<input type="button" value="Calcular"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
		# Usuarios Com	# Acom Comer	Factor Coin Acom Com	PTpot dmax. (kW)	PTenerg AC anual(kWh)
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Medidores

	Primario	# Medidores	PTpot dmax. (kW)	PTenerg sec. anual(kWh)
<input type="button" value="Calcular"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 3.31. Sección de cálculo de pérdidas en una red

En este caso se genera un reporte en Excel con la información de pérdidas en potencia y energía de la red seleccionada, el reporte muestra las pérdidas en transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas residenciales, acometidas comerciales y contadores de energía, adicionalmente se imprime los resultados de todos los componentes considerados en el alimentador primario, en este libro de Excel se genera una hoja por cada sección de la red considerada.

Dentro de la aplicación se ha incorporado botones que permiten realizar los cálculos en varias redes (ver Figura 3.32), estos botones calculan las pérdidas técnicas en todas las redes incluidas en la hoja Alimentadores del archivo Datos Generales, hay que tener en cuenta que poder ejecutar estos botones se debe preparar la información correspondiente a acometidas y contadores de energía, esta información se encuentra en los libros de Excel Acometidas y Medidores.

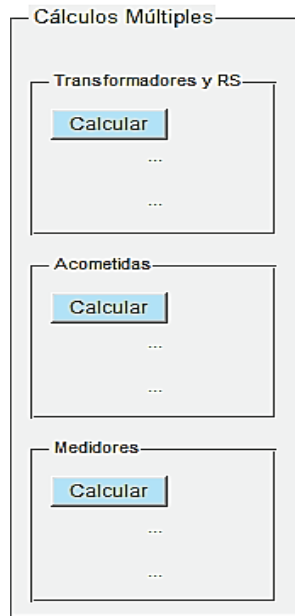


Figura 3.32. Botones para el cálculo detallado de pérdidas en varias redes de distribución

Como resultado de ejecutar estos botones, se obtienen reportes detallados de pérdidas para cada una de las redes consideradas, se genera el reporte de transformadores en un libro de Excel, en donde se crea una hoja por cada alimentador primario considerado para el cálculo en donde se especifican los valores de pérdidas de cada transformador perteneciente al primario, de igual forma se genera un reporte para redes secundarias acometidas residenciales, acometidas comerciales y para contadores de energía. Finalmente al ejecutar cada uno de los botones se genera un reporte con los datos totales para el grupo de redes consideradas, en donde se detalla la información de pérdidas en potencia, energía y valores representativos en cada uno de los casos considerados.

Tabla 3.22. Reportes generados por la aplicación para el cálculo detallado de pérdidas.

Reporte	Descripción
Reporte Transformadores	Archivo de Excel en donde se genera una hoja con los resultados detallados de transformadores, una hoja por cada red considerada.
Reporte Secundarios	Archivo de Excel en donde se genera una hoja con los resultados detallados de secundarios, una hoja por cada red considerada.

Reporte Acometidas Residenciales	Archivo de Excel en donde se genera una hoja con los resultados detallados de Acometidas Residenciales, una hoja por cada red considerada.
Reporte Acometidas Comerciales	Archivo de Excel en donde se genera una hoja con los resultados detallados de Acometidas Comerciales, una hoja por cada red considerada.
Reporte Medidores	Archivo de Excel en donde se genera una hoja con los resultados detallados de Medidores, una por cada red considerada.
Reportes totales	Es un reporte de Excel que contiene el resumen de las redes consideradas para el cálculo, una hoja por transformadores, por redes secundarias, acometidas residenciales, acometidas comerciales y medidores, también contiene la información de capacidad de instalados y usuarios por cada primario.

3.3.2 Aplicación para las aproximaciones del ISP

Debido a lo extenso que puede resultar la preparación de la información, realizar un cálculo detallado de pérdidas en todos los componentes de las redes puede resultar muy complicado, ante esto es factible realizar los cálculos detallados de manera anual y en base a estos resultados realizar aproximaciones de manera mensual, si bien al realizar las aproximaciones se disminuye el tiempo que se emplea para el cálculo de pérdidas, este sigue siendo considerable por lo que también se realizó una aplicación que permita realizar estos cálculos.

Para poder utilizar esta aplicación, es necesario crear una carpeta que contenga todos los archivos con la información requerida, en este caso se hace uso del archivo Datos Generales, el mismo que cuenta con varias hojas con distinta información necesaria, se hará uso del archivo "Res_Dat_Hor" obtenido desde los sistemas de información de distribución (SDI) de la empresa, y se hará uso del archivo "Reportes Totales" el cual contiene los resultados obtenidos al realizar un cálculo de pérdidas detallado en varias redes y permiten realizar las aproximaciones tomando en cuenta los valores de pérdidas obtenidos, una vez creada la carpeta es posible necesario obtener la ruta de acceso a ella y copiarla en la sección indicada en la aplicación, o en también es posible directamente desde la aplicación hacer clic sobre el icono de carpeta y seleccionar la carpeta creada, de esta forma se direcciona a la aplicación hacia esta carpeta y permitirá que busque los

archivos requeridos en la dirección indicada, de igual forma es importante verificar que los nombres de los archivos sean los especificados en la Tabla 3.23 ya que si estos nombres cambian, la aplicación no podrá encontrarlos y se producirá un error.

Tabla 3.23. Nombres de los Archivos requeridos para uso de la aplicación para el cálculo del ISP.

Nombre del Archivo	Descripción
Datos Generales	Archivo de Excel que contiene varios datos que son requeridos de manera recurrente al realizar el cálculo de pérdidas.
Formatos Llenar	Archivos con tablas que presentan un formato específico definido por la institución.
Res_Dat_Hor	Archivo de Excel que presenta la información requerida para calcular pérdidas en transformadores de distribución.
Reportes Totales	Archivo de Excel con la información

Luego de importar los datos requeridos, la aplicación cuenta con diferentes secciones y botones que permiten realizar las operaciones necesarias para tener valores aproximados de pérdidas, en algunos casos es necesario ingresar información adicional para lo cual en cada sección se especifica el dato necesario, y una vez ingresados estos datos se podrá hacer uso de los correspondientes botones que ejecutan los scripts (ver Figura 3.33).

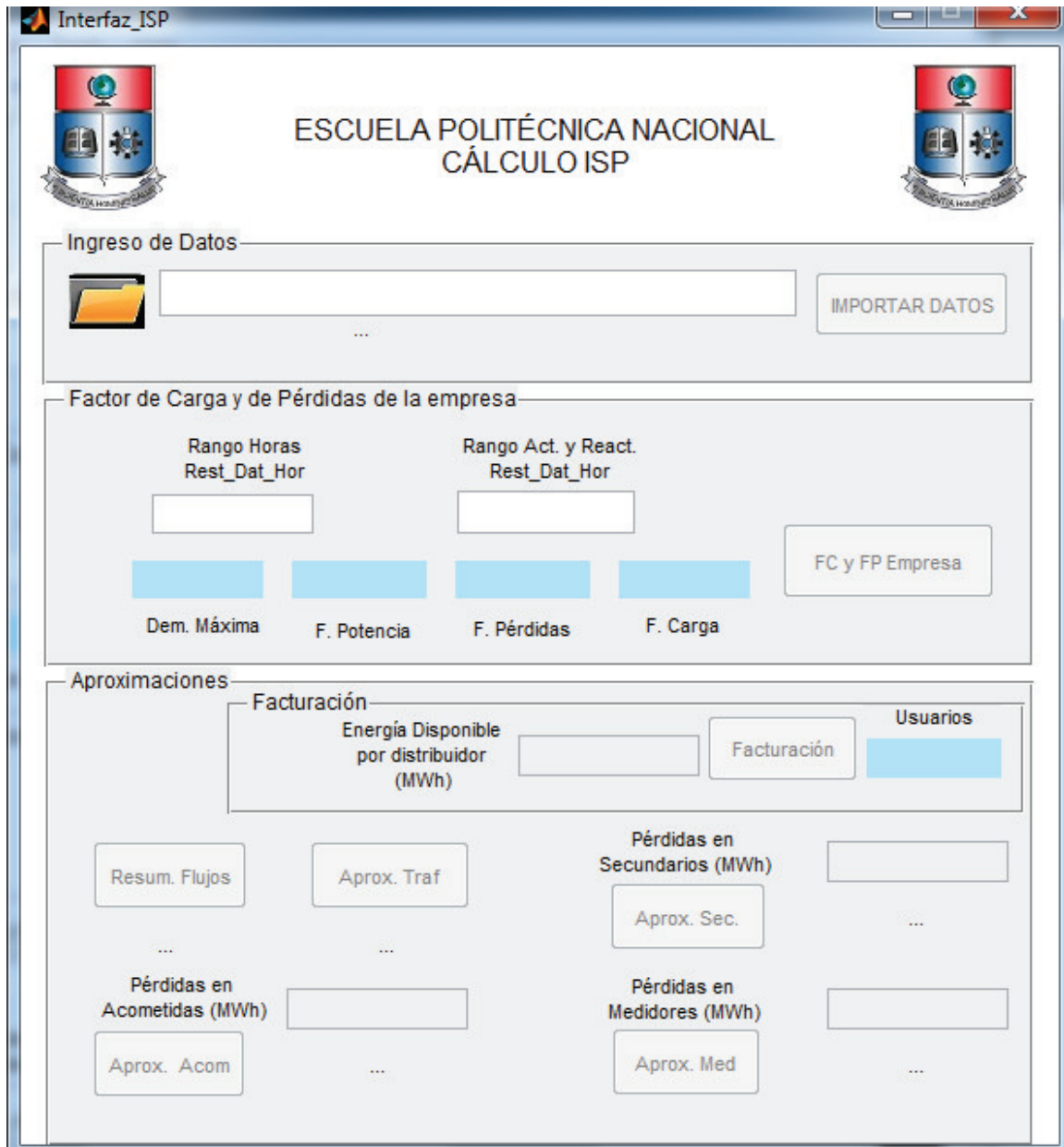


Figura 3.33. Interfaz gráfica desarrollada para el cálculo del ISP de la empresa eléctrica Quito.

Al presionar los botones y ejecutarse los scripts correctamente, aparecerán mensajes indicando los cálculos han terminado, esto para cada uno de ellos, adicionalmente estos botones generan reportes los cuales son requeridos dentro de los instructivos de la empresa, todos los botones que generan reportes, los guardaran en el libro de Excel Reportes ISP en donde se crea una hoja por cada reporte generado.

Tabla 3.24. Reportes generados por la aplicación para el cálculo del ISP.

Reporte	Descripción
Facturación	Archivo de Excel donde se detalla la información de energía facturada agrupada por alimentadores primarios.
Aproximación Transformadores	Archivo de Excel con la aproximación de pérdidas en transformadores en base a los resultados de cálculos detallados y a al balance de energía.
Aproximación secundarios	Archivo de Excel con la aproximación de pérdidas en redes secundarias en base a los resultados de cálculos detallados y a al balance de energía.
Aproximación acometidas residenciales	Archivo de Excel con la aproximación de pérdidas en Acometidas residenciales en base a los resultados de cálculos detallados y a al balance de energía.
Aproximación acometidas comerciales	Archivo de Excel con la aproximación de pérdidas en acometidas comerciales en base a los resultados de cálculos detallados y a al balance de energía.
Aproximación medidores.	Archivo de Excel con la aproximación de pérdidas en medidores en base a los resultados de cálculos detallados y a al balance de energía.

CAPÍTULO 4

4 METODOLOGÍA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Al detallar una metodología alternativa para el cálculo de pérdidas, se busca generar nuevas opciones que permitan dar solución a esta problemática, esto considerando información de fácil acceso dentro de una empresa distribuidora, y dando el mejor uso posible a esta información. Es por esto que la para la determinación de pérdidas reales requiere elaborar un procedimiento metodológico que contemple la cantidad y calidad de la información y los medios técnicos disponibles., también las capacidades del personal encargado de aplicar el procedimiento.

Como por lo general no se dispone de todas las mediciones necesarias sino solo de algunas (por lo general en los puntos de conexión con el SIN, en todos o algunos alimentadores y de las mediciones a los usuarios), se partirá de este supuesto.

4.1 Recopilación de información

Para poder aplicar la metodología propuesta, se ha utilizado principalmente los consumos de cada cliente y sus curvas de carga típica. Adicionalmente se requiere emplear información existente en los sistemas de información geográfica, mediante los cuales se ha podido asociar los clientes a sus respectivas acometidas y transformadores de distribución.

En el sistema de información geográfica, generalmente se tiene acceso a información sobre los aspectos constructivos de los elementos que componen las redes de distribución, esta información es de gran ayuda ya que estos valores son necesarios para poder determinar pérdidas técnicas, dicha información también se puede emplear para análisis estadísticos con la finalidad de obtener valores típicos, estos análisis generalmente se los realizan agrupando los elementos de acuerdo a estas características constructivas. Estas características han sido consideradas para emplear la metodología propuesta por la EEQ, por lo que para obtener la información desde el sistema de información geográfica, se puede repetir el procedimiento descrito en el capítulo 3.

4.1.1 Curvas de demanda típicas

Para poder obtener las curvas de demanda típicas, es necesario establecer una base de datos con información correspondiente a mediciones de demanda en usuarios, de tal forma que se los pueda agrupar de acuerdo a sus características de consumo, en base a estas mediciones se realizan cálculos estadísticos con la finalidad de obtener curvas promedio para cada categoría considerada. [16]

Las curvas de demanda típicas han sido obtenidas en base a registros de medición proporcionados por la EEQ, debido a que no se cuenta con registros adecuados a nivel de usuario final, se optó por utilizar mediciones realizadas a nivel de transformadores de distribución, esto considerando que un procedimiento similar fue empleado en [7] para obtener los factores de pérdidas característicos en transformadores considerados por la EEQ, estos transformadores han sido agrupados de acuerdo a su estrato de consumo el cual se determina de acuerdo al grado de consumo predominante de los clientes asociados al mismo.

En esta caso se requiere determinar curvas de carga típicas a nivel de usuario final, para esto se tomaron los registros de 7 días de cada transformador seleccionado, en donde se ha considerado que el nivel de pérdidas en potencia totales del transformador a demanda máxima son del 5%, a partir de las pérdidas a demanda máxima, mediante la información de los registros de carga y empleando la Ecuación 2.10 se puede construir la curva que representa la demanda de pérdidas en el transformador.

Una vez construida la curva de demanda de pérdidas, mediante la resta entre las mediciones disponibles y la curva de pérdidas obtenida, es posible determinar la curva de demanda que representa el consumo de los clientes asociados al transformador, con lo que debido a las características de los transformadores seleccionados, es posible asumir que este consumo es producido por usuarios con características de consumo similares, por lo que se divide la curva obtenida debido al consumo de los clientes para el número de clientes considerados en el transformador, con lo que se obtiene una curva de carga típica para los usuarios de ese transformador, finalmente la curva típica obtenida se puede expresar en por unidad tomando como potencia base a la demanda promedio de la misma.

Este procedimiento se repite en todos los transformadores considerados para cada estrato de consumo, con las curvas típicas en por unidad obtenidas se calcula una curva promedio la cual representa la curva típica en por unidad correspondiente al estrato de consumo, en

la Figura 4.1 se muestra la curva típica promedio del estrato C que corresponde a un consumo de 150 a 200 kWh/mes.

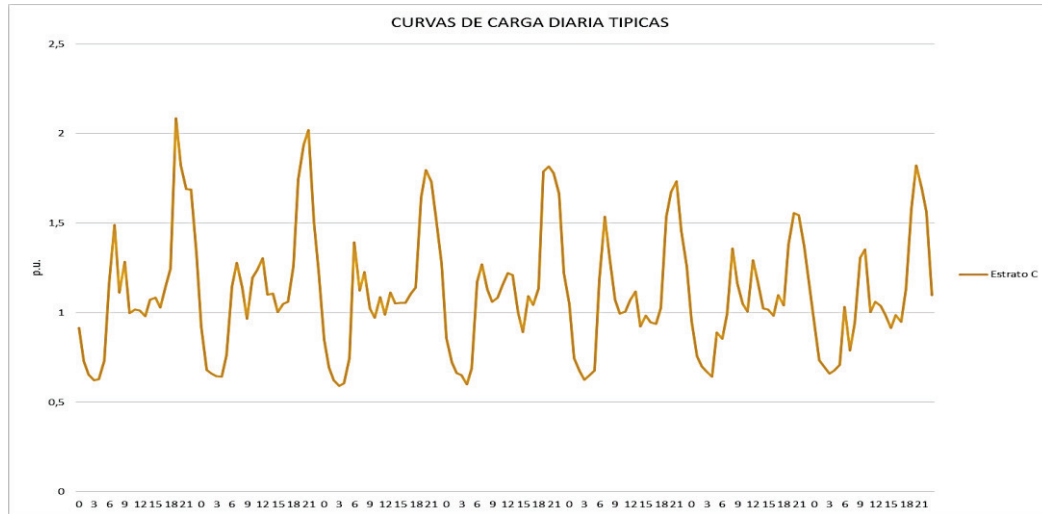


Figura 4.1. Curva típica en p.u. del estrato C para los 7 días de la semana.

Considerando que los registros utilizados se basan en mediciones realizadas durante los 7 días de la semana, se tiene una curva de demanda típica por cada día de la semana, de esta forma al realizar los cálculos de pérdidas la aplicación pueda identificar el día en el que ocurre la demanda máxima de la red y en base a esto se escoge la curva de demanda que utilizará, la curva de demanda típica para el estrato C correspondiente al día miércoles se puede visualizar en la Figura 4.2.



Figura 4.2. Curva de carga típica en p.u. del estrato C en día miércoles.

Finalmente para utilizar las curvas típicas obtenidas en por unidad, se considera como base la demanda promedio debido a que este valor se puede obtener en base al consumo mensual de los clientes, para esto se emplea la Ecuación 4.1, con esto la demanda de cada usuario puede obtenerse multiplicando la demanda base por la curva típica del usuario de acuerdo a su estrato de consumo. [17]

$$D_{base} = \frac{\text{Consumo}(kWh)}{24 \cdot 30}$$

Ecuación 4.1. Demanda base a partir del consumo mensual de un usuario.

Las curvas en por unidad considerando la demanda promedio se detallan en el Anexo VIII y los registros de carga empleados para obtener las curvas típicas se muestran en el Anexo IX.

4.2 Procedimiento para determinar pérdidas técnicas.

4.2.1 Estimar pérdidas totales de energía

Se determinan como diferencia entre la energía ingresada al sistema (desde el SIN y desde la generación local) y la energía facturada a los usuarios finales. En ambos casos se cuenta con registros. Por lo general en el caso de los registradores colocados en los puntos de ingreso se tiene discriminación cada 15 minutos con lo cual es posible estimar la energía ingresada en un periodo (mes, año, etc.) con razonable precisión. En el caso de los usuarios (excepto que tengan medidores inteligentes en todos los casos), y dado que las mediciones no son todas simultáneas ni coincidentes con el mes o periodo considerado, es necesario realizar ajustes para hacerlas coincidentes. Por lo general se hacen ajustes directos lineales (sumando o restando días).

4.2.2 Estimar pérdidas totales de potencia

Se supone que en los puntos de compra con el SIN y con generadores locales se cuenta con registradores, es decir con equipos que almacenan la curva de potencia. A partir de tales registradores se puede integrar una curva de potencia total *ingresada* al sistema. Esta podría ser mensual. De ella resulta cual es la potencia máxima y cual la fecha

correspondiente (día y hora). Luego se debe armar una curva equivalente, para ese día, del lado de la demanda usando para ello las energías determinadas a nivel usuario final y las curvas típicas disponibles por tipo de usuario (generalmente salen de las campañas de medición o alguna otra fuente o estudio equivalente). En el caso que exista registros en puntos intermedios se pueden utilizar para realizar controles, verificaciones y eventuales ajustes. En general ambas curvas deberían tener sus máximos coincidentes. Por diferencia entre las curvas en los puntos de suministro (ingresada al sistema) y a usuario final (salida del sistema) se determina, minuto a minuto, el valor de las pérdidas de potencia. El valor correspondiente a la hora de máxima determinado de la curva de entrada corresponde a las pérdidas máximas simultáneas de potencia.

Una forma de controlar la razonabilidad del armado de la curva de carga a nivel usuario final es determinar las pérdidas totales de energía, ahora a partir de las pérdidas de potencia minuto a minuto, y comparar el resultado obtenido con el estimado en el caso a). Para ello se debe armar la curva de carga a nivel usuario final para el mes o periodo coincidente con la curva del lado de la generación. Esto es sencillo pues para cada usuario las curvas típicas que se dispone son para día hábil, semi hábil y feriado y se repiten para todo el mes y en general para todo el año). Si los valores son razonablemente similares se puede considerar que el resultado es aceptable. En caso contrario hay que revisar el armado de la curva a nivel usuario final.

4.2.3 Desagregar pérdidas técnicas por estadio

En los valores determinados en los puntos anteriores están integradas las pérdidas técnicas y las no técnicas totales. Para desagregarlas hay que tener en cuenta que existen las pérdidas no técnicas, las cuales se concentran casi en su mayoría en el estadio de bajo voltaje. Para la determinación de ambas, técnicas y no técnicas, por estadio se debe llevar a cabo un procedimiento que tenga en cuenta su participación según el estadio de que se trate. Por lo general se asumirá que las pérdidas no técnicas se dan por hurto y en un muy pequeño porcentaje por alteración de los medidores. Bajo estos supuestos las pérdidas discriminadas resultarán de:

4.2.4 Pérdidas técnicas en medidores

Se deben determinar pérdidas en el cobre y en el hierro. Para las pérdidas en el cobre intervienen solo las energías registradas por lo cual se pueden estimar considerando las

curvas típicas de cada usuario y la energía registrada. No tienen influencia las pérdidas no técnicas. Se deben determinar las pérdidas de potencia tanto con la demanda máxima del usuario como con la demanda coincidente con la demanda máxima del sistema. Las pérdidas de energía resultan de las pérdidas de potencia máxima y el uso de factores de carga y de pérdidas usuales. También podrían estimarse las pérdidas de energía discretizando la curva de carga en horas, calculando las pérdidas de potencia para la demanda de cada hora y luego calculando las pérdidas de energía por integración. Para las pérdidas en el hierro por lo general se supone que la tensión es siempre igual a la nominal por lo cual su cálculo es más directo.

En el caso de medidores tomando en cuenta lo expuesto en [7], se considera el valor de pérdidas en la bobinas de corriente como despreciables si se las compara con las pérdidas producidas en la bobina de voltaje, es así que las pérdidas totales del medidor van a estar dadas únicamente por la bobina de voltaje, estas pérdidas no varían con los requerimientos de la carga por lo que son consideradas como constantes y pueden ser asignadas de acuerdo a los datos de los fabricantes.

$$P_{pot_{medidor}} = P_{bobina-voltaje}$$

Ecuación 4.2. Pérdidas en potencia de un medidor.

Debido a que las pérdidas en potencia de la bobina de voltaje del medidor de energía son constantes, para determinar las pérdidas en energía basta con multiplicar el valor de las pérdidas en potencia por el período de tiempo considerado para el análisis.

$$P_{enrg_{medidor}} = P_{pot_{medidor}} \cdot t$$

Ecuación 4.3. Pérdidas en energía de un medidor.

Donde:

$P_{enrg_{medidor}}$: Pérdidas en energía del medidor (kWh)

$P_{pot_{medidor}}$: Pérdidas en potencia de un medidor (KWh).

t: intervalo de tiempo considerado para el análisis (8760 horas).

Para determinar las pérdidas totales tanto en potencia como en energía del alimentador, basta con sumar los valores obtenidos para cada uno de los medidores pertenecientes al alimentador primario, esto se representa mediante la Ecuación 4.4 y la Ecuación 4.5.

$$PT_{pot_{medidores}} = \sum_{i=1}^n P_{pot_{medidor-i}}$$

Ecuación 4.4. Pérdidas en potencia de medidores de un primario.

$$PT_{enrg_{medidores}} = \sum_{i=1}^n P_{enrg_{medidor-i}}$$

Ecuación 4.5. Pérdidas en energía de medidores de un primario.

4.2.5 Pérdidas técnicas en acometidas

En este caso hay que tener en cuenta en donde se generan las pérdidas no técnicas, es decir si afectan o no a las acometidas. Por lo general no las afectan (es decir el punto de conexión clandestina está en la red, antes de la acometida) en cuyo caso se puede calcular las pérdidas considerando las curvas típicas de cada usuario y sus mediciones. Se deben determinar las pérdidas de potencia tanto con la demanda máxima del usuario como con la demanda coincidente con la demanda máxima del sistema. Las pérdidas de energía resultan de las pérdidas de potencia máximas y el uso de factores de carga y de pérdidas usuales. Si se diera el caso de que el hurto está luego de la acometida (es decir que la energía hurtada pasa por la acometida) habría que incrementar la demanda utilizada para calcular las pérdidas en un porcentaje estimado para las pérdidas no técnicas y verificar al final si ese porcentaje resulta razonable. De no ser así, habría que iterar, recalculando todo. En este caso con una iteración es suficiente.

Para determinar las pérdidas en acometidas, es necesario construir la curva de demanda debido a los usuarios asociados a la acometida, esto se lo realiza mediante la agregación de las curvas características de estos usuarios, una vez construida la curva de demanda de potencia, con el valor máximo de la curva de demanda de potencia de la acometida, es posible determinar la corriente que circula por el conductor y en base a este valor calcular las pérdidas producidas por efecto joule, la corriente se determina empleado la Ecuación 4.6.

$$I_{Dmax-Acom} = \frac{Dmax_{Acom}}{0.12 \cdot fp \cdot n}$$

Ecuación 4.6. Corriente que circula por una acometida a demanda máxima.

Donde:

I_{Dmax_Acom} : Corriente de la acometida a demanda máxima (A).

D_{max_Acom} : Demanda máxima coincidente de la acometida (kW).

fp : Factor de potencia de la acometida (0.95).

n : Número de fases de la acometida.

0.12: Voltaje fase neutro de la acometida en kV.

Adicionalmente se requiere la resistencia del conductor, para esto dentro de la información disponible para acometidas, es posible obtener las características constructivas (número de fases, número de conductores, longitud y tipo de conductor), en base a esta información se puede emplear la Ecuación 2.36 y finalmente las pérdidas en potencia a demanda máxima de la acometida mediante la Ecuación 4.7.

$$P_{pot_{Dmax-Acom}} = \frac{I_{Dmax-Acom}^2 \cdot R \cdot \alpha}{1000}$$

Ecuación 4.7. Pérdidas en potencia a demanda máxima de una acometida.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-Acom}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima de una acometida (KW).

I_{Dmax_Acom} : Corriente de la acometida a demanda máxima (A).

R : Resistencia total de la acometida en Ω .

α : Constante que depende del sistema, el número de hilos y el tipo de acometida los valores se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Valores de la constante “ α ” [7]

Sistema	Tipo de acometida	Número de hilos	A
Trifásico	Trifásica	4	3
	Dos fases	3	3
	Monofásica	2	2
Monofásico	Monofásica	2	2
	Monofásica	3	2

Una vez determinadas las pérdidas a la demanda máxima de la acometida, es posible emplear la Ecuación 4.8 que fue detallada en [3], de donde se despeja el valor de pérdidas

de energía de la acometida para un intervalo de tiempo considerado obteniendo así la Ecuación 4.9.

$$P_{pot_{Dmax-acom}} = \frac{(D_{max_{acom}})^2}{\sum_{i=1}^n (D_i)^2 \cdot \Delta t} \cdot P_{enrg_{acom}}$$

Ecuación 4.8. Pérdidas en potencia a demanda máxima de una acometida.

$$P_{enrg_{acom}} = \frac{P_{pot_{Dmax-acom}} \cdot \sum_{i=1}^n (D_{i_{acom}})^2 \cdot \Delta t}{(D_{max_{acom}})^2}$$

Ecuación 4.9. Pérdidas en energía de una acometida.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-acom}}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de la acometida (kW).

$D_{max_{acom}}$: Demanda máxima de la acometida (kW).

$D_{i_{acom}}$: Demanda de potencia de la acometida en un intervalo de la curva de carga.

Δt : Duración del intervalo de demanda (1 hora).

$P_{enrg_{acom}}$: Pérdidas en energía de la acometida para el período de tiempo considerado (kWh).

Luego de determinar las pérdidas en energía producidas por la acometida para el intervalo de tiempo considera, es posible construir la curva de demanda de pérdidas en potencia de la acometida, para lo cual se puede determinar las pérdidas en potencia de cada intervalo de demanda existente en el periodo de tiempo considerado para el análisis, para esto se emplea la Ecuación 4.10.

$$P_{pot_{Di-acom}} = \frac{(D_{i_{acom}})^2}{\sum_{i=1}^n (D_{i_{acom}})^2 \cdot \Delta t} \cdot P_{enrg_{acom}}$$

Ecuación 4.10. Pérdidas en potencia de un intervalo de demanda en acometidas.

Donde:

$P_{pot_{Di-acom}}$: Pérdidas en potencia para in intervalo de demanda de la acometida (kW).

D_i : Demanda de potencia de la acometida en un intervalo de la curva de carga (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda (1 hora).

$Penrg_{acom}$: Pérdidas en energía de la acometida para el período de tiempo considerado en el análisis (kWh).

Finalmente para determinar las pérdidas, en potencia totales del alimentador se realiza una agregación de las curvas de pérdidas obtenidas para cada una de las acometidas, luego mediante la integración de la curva de pérdidas obtenida, se puede obtener el valor de pérdidas totales en energía debido a las acometidas del alimentador primario.

Tanto en medidores como en acometidas se puede realizar el cálculo individual (muy engorroso) o realizando agrupamiento. En el caso de los medidores por tipo de medidor utilizando una curva de carga promedio. En el caso de las acometidas seleccionando acometidas típicas, por lo general una monofásica y una trifásica, en cuanto a material y longitud y definiendo una curva de carga típica para cada acometida según el tipo de usuario. Mediante la combinación de acometida típica y tipo (y cantidad) de usuarios se pueden estimar las pérdidas de potencia y energía en acometidas.

4.2.6 Pérdidas técnicas en red BV

Según el detalle de la información y medios técnicos disponibles, se puede estimar las pérdidas mediante el estudio completo de la red de BV o solo mediante el estudio de una muestra representativa. En cualquier caso hay que estimar la demanda a nivel usuario final a partir de cada tipo de usuario (residencial, comercial, etc.), su consumo registrado y su curva típica. A los valores resultantes hay que agregarle las pérdidas en medidores, en acometidas y las pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas se pueden agregar (a los efectos de estimar la demanda en los usuarios de BT) ya sea suponiéndolas uniformemente distribuidas por igual en todos los usuarios o asignándolas por sectores si se dispone de mejor información. Estimada la demanda, que se supone está colocada en el punto de arranque de la acometida, se deben realizar estudios de flujo de potencia para el estado de demanda máxima del sistema de BV y también para el estado de demanda coincidente con la demanda máxima simultánea de todo el sistema si es que ambos no son coincidentes. Luego se determinan las pérdidas de energía a partir del uso de factores de carga y de pérdidas usuales. Las reconfiguraciones en BV sobre el total de pérdidas en BV casi siempre será muy pequeño por lo que suele ser válido el ignorarlas.

Como resultado de realizar flujos de potencia sobre las redes ya sea mediante la modelación de toda la red de bajo voltaje o de una muestra representativa seleccionada,

se obtienen valores de pérdidas con respecto a la demanda máxima de la red secundaria, en este caso considerando que cada red secundaria se encuentra asociada a un transformador de distribución, es posible obtener la curva de demanda de potencia del transformador y de la red secundaria mediante la agregación de las curvas características de los usuarios pertenecientes al mismo y añadiendo las pérdidas en medidores y acometidas obtenidos previamente, en base a la curva se puede determinar la demanda máxima de la red secundaria y considerando que los valores característicos de pérdidas obtenidos se expresan en porcentaje de la demanda máxima, las pérdidas para cada red secundaria son obtenidos mediante la Ecuación 4.11.

$$P_{pot_{Dmax-traf}} = D_{max_{traf}} \cdot \%perd$$

Ecuación 4.11. Pérdidas en potencia a demanda máxima de una red secundaria.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-traf}}$: Pérdidas en potencia de un transformador a demanda máxima (kW).

$D_{max_{traf}}$: Demanda máxima del transformador (kW).

$\%perd$: Porcentaje de pérdidas con respecto a la demanda máxima de la red.

Con el valor de pérdidas en potencia a demanda máxima obtenido es posible determinar las pérdidas en energía de la red secundaria mediante la Ecuación 4.12.

$$P_{enrg_{sec}} = \frac{P_{pot_{Dmax-sec}} \cdot \sum_{i=1}^n (D_{i_{sec}})^2 \cdot \Delta t}{(D_{max_{sec}})^2}$$

Ecuación 4.12. Pérdidas en energía de una red secundaria.

Donde:

$P_{pot_{Dmax-sec}}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de la red secundaria.

$D_{max_{sec}}$: Demanda máxima de la red secundaria.

D_i : Demanda de potencia de la acometida en un intervalo de la curva de carga.

Δt : Duración del intervalo de demanda (0.25 horas).

$P_{enrg_{sec}}$: Pérdidas en energía de la red secundaria para el período de tiempo considerado.

Adicionalmente se requiere construir la curva de pérdidas en potencia de cada red secundaria, para lo cual se determina las pérdidas en potencia para cada intervalo de demanda empleando la Ecuación 4.13.

$$P_{pot_{Di-sec}} = \frac{(Di_{sec})^2}{\sum_{i=1}^n (Di_{sec})^2 \cdot \Delta t} \cdot Penrg_{sec}$$

Ecuación 4.13. Pérdidas en potencia de un intervalo de demanda en secundarios.

Donde:

$P_{pot_{Di-sec}}$: Pérdidas en potencia para un intervalo de demanda de la red secundaria (kW).

Di_{sec} : Demanda de potencia de la red secundaria en un intervalo de demanda de la curva de carga (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda (0.25 horas).

$Penrg_{sec}$: Pérdidas en energía de la red secundaria para el período de tiempo considerado en el análisis (kWh).

Una vez obtenida la curva de pérdidas en potencia de cada red secundaria se puede ir agregando estas curvas para obtener una curva de pérdidas totales del alimentador primario debido a las redes secundarias del mismo, finalmente mediante la integración de la curva total de pérdidas en potencia obtenida se determina el valor de pérdidas en energía total del alimentador primario.

4.2.7 Pérdidas técnicas en transformadores de distribución

Para el caso de las pérdidas en transformadores de distribución, se requiere la información proporcionada por los fabricantes ya que entre los datos proporcionados se entregan valores característicos de pérdidas en el núcleo y en los devanados del transformador a plena carga, las pérdidas en el núcleo son consideradas constantes y las pérdidas en los devanados varían de acuerdo a la demanda de potencia de la cargas conectadas al transformador, para determinar las demandas de potencia del transformador se requiere realiza la agregación de curvas de los usuarios conectados al transformador, adicionalmente se suman las pérdidas en medidores de energía y las curvas de pérdidas en acometidas pertenecientes al transformador, considerando que al construir la curva de

carga del transformador se conoce la potencia en cada intervalo de la curva, es posible emplear la Ecuación 4.14 y la Ecuación 4.15 para determinar las pérdidas en el núcleo y en los devanados del transformador. [17]

$$P_{pot_{nucleo}} = P_o$$

Ecuación 4.14. Pérdidas en el núcleo de transformadores

$$P_{pot_{dev}} = Prpc \cdot \left(\frac{D_i}{kVA_{trnas}} \right)^2$$

Ecuación 4.15. Pérdidas en los devanados para un intervalo de demanda.

Donde:

$P_{pot_{nucleo}}$: Pérdidas de potencia en el núcleo de transformadores (kW).

P_o : Pérdidas en el núcleo proporcionadas por los fabricantes (kW).

$P_{pot_{dev}}$: Pérdidas en devanados de transformadores (kW).

$Prpc$: Pérdidas resistivas a plena carga proporcionadas por los fabricantes (kW).

D_i : demanda de potencia del transformador en un intervalo de la curva de demanda (kW).

kVA_{trans} : Potencia nominal del transformador.

Considerando la Ecuación 4.15 se puede deducir que el valor de las pérdidas en potencia en los devanados a demanda máxima del transformador, puede determinarse empleando la Ecuación 4.16.

$$P_{pot_{dev}} = Prpc \cdot \left(\frac{D_{max_{traf}}}{kVA_{trnas}} \right)^2$$

Ecuación 4.16. Pérdidas en los devanados del transformador a demanda máxima.

Donde:

$P_{pot_{dev}}$: Pérdidas en potencia en los devanados de un transformador (kW).

$Prpc$: Pérdidas resistivas a plena carga del transformador (kW).

$D_{max_{traf}}$: Demanda máxima del transformador (kW).

Con el valor de pérdidas en potencia a la demanda máxima del transformador, se obtiene el valor de pérdidas en energía en los devanados mediante la Ecuación 4.17.

$$Penrg_{traf} = \frac{Ppot_{Dmax-traf} \cdot \sum_{i=1}^n (Di_{traf})^2 \cdot \Delta t}{(Dmax_{traf})^2}$$

Ecuación 4.17. Pérdidas en energía de un transformador.

Donde:

$Ppot_{Dmax-traf}$: Pérdidas en potencia a demanda máxima de un transformador (kW).

Di_{traf} : Demanda de potencia del transformador en un intervalo de la curva de carga (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda (0.25 horas).

$Penrg_{traf}$: Pérdidas en energía de un transformador para el período de tiempo considerado (kWh).

Finalmente se construye la curva que representa las pérdidas de los devanados del transformador, para esto se emplea la Ecuación 4.18 considerando la potencia de cada intervalo de demanda de la curva de demanda obtenida para el transformador.

$$Ppot_{Di-traf} = \frac{(Di_{traf})^2}{\sum_{i=1}^n (Di_{traf})^2 \cdot \Delta t} \cdot Penrg_{traf}$$

Ecuación 4.18. Pérdidas de un transformador en un intervalo de demanda.

Donde:

$Ppot_{Di-acom}$: Pérdidas en potencia para un intervalo de demanda del transformador (kW).

Di_{traf} : Demanda de potencia del transformador en un intervalo de la curva de carga (kW).

Δt : Duración del intervalo de demanda (1 hora).

$Penrg_{traf}$: Pérdidas en energía del transformador para el período de tiempo considerado en el análisis (kWh).

Para determinar los valores de pérdidas totales en los devanados de los transformadores pertenecientes a un alimentador primario, se considera el resultado de las pérdidas en energía que se obtienen empleando la Ecuación 4.17, con lo que el resultado de pérdidas totales en energía de los devanados de transformadores se los obtiene sumando estos valores. Para el caso de pérdidas en potencia totales, se suma la curva de pérdidas obtenida en los devanados de cada transformador.

Debido a que las pérdidas del núcleo de los transformadores de distribución no dependen de los requerimientos de la carga, se las considera constantes, con lo que el valor de pérdidas en energía se lo obtiene únicamente multiplicando el valor característico de pérdidas por el intervalo de tiempo considerado para el análisis, generalmente 8760 horas de un año.

$$P_{enrg_{nucleo}} = P_o \cdot t$$

Ecuación 4.19. Pérdidas en energía en el núcleo de un transformador.

En el caso de pérdidas en potencia totales, también basta con sumar los valores individuales correspondientes a cada transformador

4.2.8 Pérdidas técnicas en red MV

Las pérdidas en la red de MV se determinan por lo general mediante estudios de flujo de potencia para el estado de máxima demanda simultánea propio y para el estado de demanda coincidente con la máxima simultánea de todo el sistema, suponiendo que no sean coincidentes. Los puntos de carga en este caso serán los puestos de transformación MV/BV. La demanda de los mismos se estima integrando la demanda de los usuarios conectados a ellos, incrementada por las pérdidas en medidores, acometidas, red de BV y pérdidas no técnicas. Los puntos de suministro para la red de MV son las SE AV/MV que la alimentan. Se deben incluir, cuando corresponda, la generación local. Una vez determinadas las pérdidas de potencia, usando aquellas correspondientes a la demanda máxima del sistema de MV, se determinan las pérdidas de energía a partir del uso de factores de carga y de pérdidas usuales. De estos estudios también resulta como subproducto los valores de demanda a utilizar para el estudio de la red de subtransmisión AV/MV.

Al igual que en el caso de la red de BV, si la red de MV ha tenido reconfiguraciones en el periodo analizado se puede presentar dos casos:

- Que la reconfiguración haya sido transitoria: En este caso se suele no considerar la reconfiguración y realizar todo el cálculo suponiendo configuración normal.
- Que la reconfiguración haya sido permanente: En este caso hay que tenerla en cuenta calculando aparte para cada subperiodo de reconfiguración.

4.2.9 Pérdidas no técnicas totales

Habiendo determinado las pérdidas totales de energía y potencia y las pérdidas técnicas discriminadas por estadio, por diferencia resultan las pérdidas no técnicas.

4.2.10 Verificación de resultados. Iteración

Por lo general el proceso no es directo sino que suele requerirse alguna iteración. Realizado el primer ciclo de cálculo se deben revisar los resultados tanto de la discriminación como de las pérdidas no técnicas y su razonabilidad. Si se observan resultados anormales se debe repetir el cálculo realizando los ajustes que se consideren pertinentes.

En base a los procedimientos detallados en este capítulo, se describe la forma en que se desagregan las pérdidas de energía por estadio, en método antes descrito permite calcular estas pérdidas, sin embargo parece ser demasiado complicado como para aplicarlo todos los meses, es por esto que la sugerencia es:

- Determinar, sobre la base de registros históricos, si durante el año hay comportamientos estacionales. Si los hubiera tratar de dividir el año en periodos o estaciones que abarquen meses enteros. En lo posible no más de dos estaciones/periodos por año.
- Definidos los periodos: mínimo 1, máximo 2, realizar para el primer mes de cada periodo un cálculo desagregado tal como fue explicado antes. Sobre la base de ese cálculo determinar los porcentajes de las pérdidas totales de energía que le corresponde a cada estadio. Luego mantener esos porcentajes fijos para el resto de los meses de ese periodo. Esto implicaría realizar uno o dos cálculos detallados por año, brindaría información relativamente cierta a ARCONEL y permitiría ir siguiendo la evolución de las pérdidas, tanto totales como desagregadas.

4.3 Aplicación computacional

Considerando la metodología propuesta en el capítulo 4 se ha desarrollado una aplicación computacional que permita realizar el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, esta aplicación consiste en una interfaz gráfica desarrollada en Matlab la cual permite ejecutar un script que permite realizar los cálculos considerando las ecuaciones y procedimientos detallados por la metodología propuesta (Ver Figura 4.3).

Para poder ejecutar la aplicación se requiere llenar la información detallada en el archivo Datos Generales, este archivo ha sido creado en Excel y consta de varias hojas las cuales contienen información requerida para el cálculo de pérdidas.

Adicionalmente se requiere llenar los archivos con la información necesaria para determinar las pérdidas en las diferentes etapas consideradas, para esto se hace uso de los archivos de Excel Medidores, Acometidas, Transformadores. En el archivo medidores se puede encontrar los datos necesarios para estimar las pérdidas en el núcleo y en los devanados del transformador este archivo contiene únicamente una hoja, los archivos de medidores y acometidas poseen varias hojas ya que se ha dividido la información en subestaciones. Considerando los archivos anteriormente detallados, se puede ejecutar la aplicación computacional, la cual contiene una sección que permite importar la mayor parte de los archivos que serán utilizados de manera recurrente al momento de realizar los cálculos (Ver Figura 4.4).

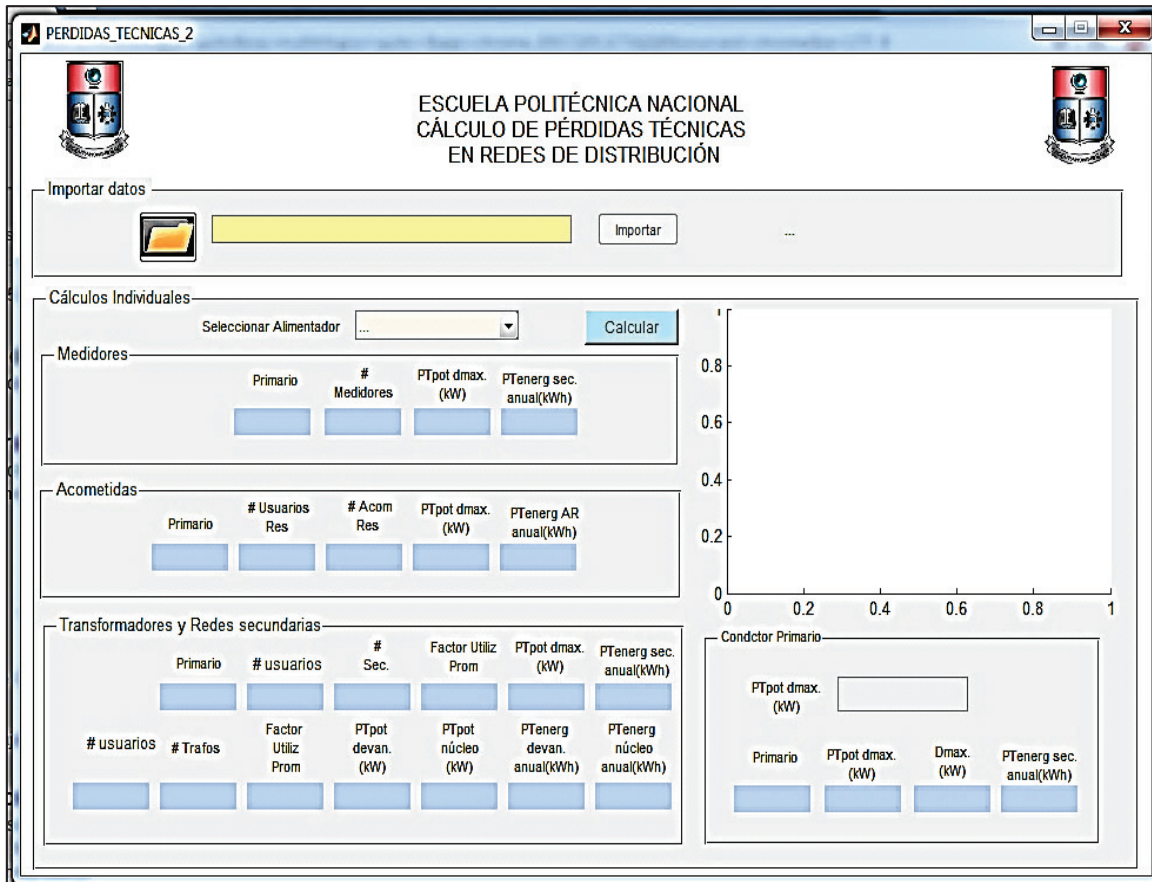


Figura 4.3. Interfaz gráfica de la aplicación computacional de la metodología propuesta.

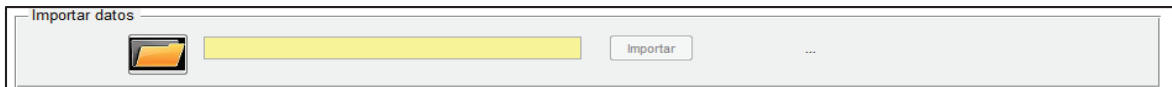


Figura 4.4. Sección importar datos aplicación computacional de la metodología propuesta

Para poder realizar la importación de datos se debe seleccionar el icono con la imagen de la carpeta el cual despliega el explorador, en donde se debe seleccionar la carpeta que contiene los archivos antes indicados, al seleccionar la carpeta en la aplicación se puede visualizar la dirección correspondiente, finalmente se pulsa el botón importar y se espera a que la aplicación cargue los archivos, al finalizar el proceso se muestra un mensaje y se habilitan los alimentadores disponibles en el menú desplegable (ver Figura 4.5).

Cálculos Individuales

Seleccionar Alimentador: 17G

Calcular

Figura 4.5. Selección de la red para realizar los cálculos.

En el menú desplegable se escoge la red en la cual se desea determinar las pérdidas técnicas, al seleccionar una red se habilita el botón calcular con el que se realizan los cálculos correspondientes, la aplicación luego de finalizar los cálculos muestra los resultados en los cuadros correspondientes y muestra las figuras que permiten ilustrar de mejor forma los valores obtenidos.

Cálculos Individuales

Seleccionar Alimentador: 17G

Calcular

Medidores

Primario	# Medidores	PTpot dmax. (kW)	PTenerg sec. anual(kWh)

Acometidas

Primario	# Usuarios Res	# Acom Res	Factor Coin Acom Res	PTpot dmax. (kW)	PTenerg AR anual(kWh)

Transformadores y Redes secundarias

Primario	# usuarios	# Sec.	Factor Coin Sec.	PTpot dmax. (kW)	PTenerg sec. anual(kWh)

# Trafos	Factor Coin trans.	Factor Utiliz Prom	PTpot devan. (kW)	PTpot núcleo (kW)	PTenerg devan. anual(kWh)	PTenerg núcleo anual(kWh)

Figura 4.6. Cuadros de resultados.

Adicionalmente a los resultados mostrados en la aplicación, se generan reportes en Excel en donde se detallan los resultados de cada uno de los componentes considerados, estos valores se muestran en un libro de Excel con el nombre de la red seleccionada, este archivo contiene varias hojas, en cada una se detalla los resultados obtenidos en medidores, acometidas, transformadores de distribución y redes secundarias.

CAPÍTULO 5

5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se realizan cálculos de pérdidas técnicas empleando las aplicaciones computacionales desarrolladas, considerando las dos metodologías descritas, para esto se detalla la información de la red seleccionada, se presentan los resultados de pérdidas obtenidos, en base a los cuales se emiten criterios contemplando los aspectos favorables y desfavorables que involucra el uso de las metodologías detalladas.

5.1 Selección de la red para la aplicación

Para realizar la aplicación utilizando las herramientas computacionales desarrolladas, se ha seleccionado una red del sistema eléctrico de distribución de la EEQ, teniendo en cuenta que la información ha sido obtenida en su mayor parte del sistema de información geográfico implementado en Arcgis, la principal consideración ha sido que esta información se encuentre lo más actualizada posible, ante esto y como recomendación del personal que conforma el equipo de trabajo del sección de planificación de la EEQ se ha seleccionado el alimentador 17G.

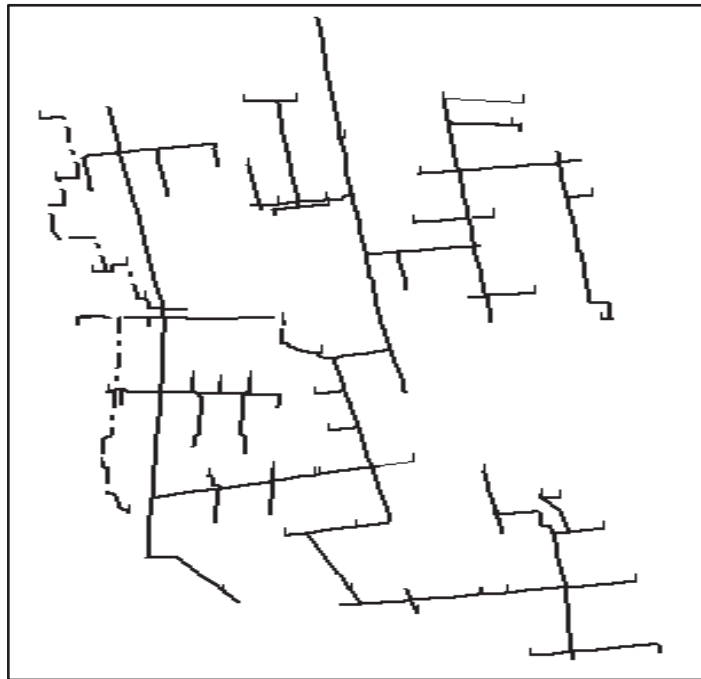


Figura 5.1. Topología Alimentador 17G

Esta recomendación fue realizada ya que dentro de la información existente en Arcgis, el alimentador 17G fue uno de los que más recientemente se actualizó con ayuda de recorridos realizados por personal de la EEQ.

5.1.1 Características principales del alimentador 17G.

El alimentador 17G es un alimentador urbano, perteneciente a la subestación 17 Andalucía, la subestación se encuentra ubicada en el norte de la ciudad en la calles teniente Gonzalo gallo y Gonzalo Benítez (ver Figura 5.2), consta de seis alimentadores primarios (A, B, C, D, E y G). El alimentador presenta una longitud de 31,2 km de red y trabaja a un nivel de voltaje de 6,3 kV.

A continuación se detallan algunas de las características principales del alimentador 17G:

- Presenta topología radial.
- Presenta diversidad en el tipo de consumos.
- El tipo de consumo predominante es de tipo residencial.
- No presenta transferencias de carga frecuentemente.
- Presenta tramos de red aérea y tramos de red subterránea.
- Presenta altos porcentajes en pérdidas.

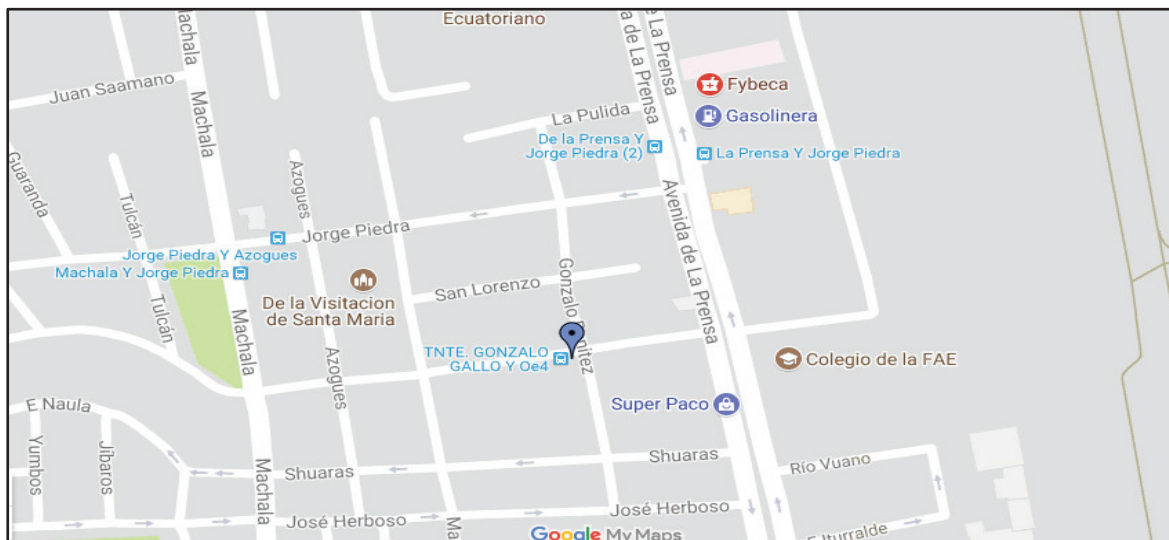


Figura 5.2. Ubicación de la subestación 17 Andalucía.

Fuente: Google Maps.

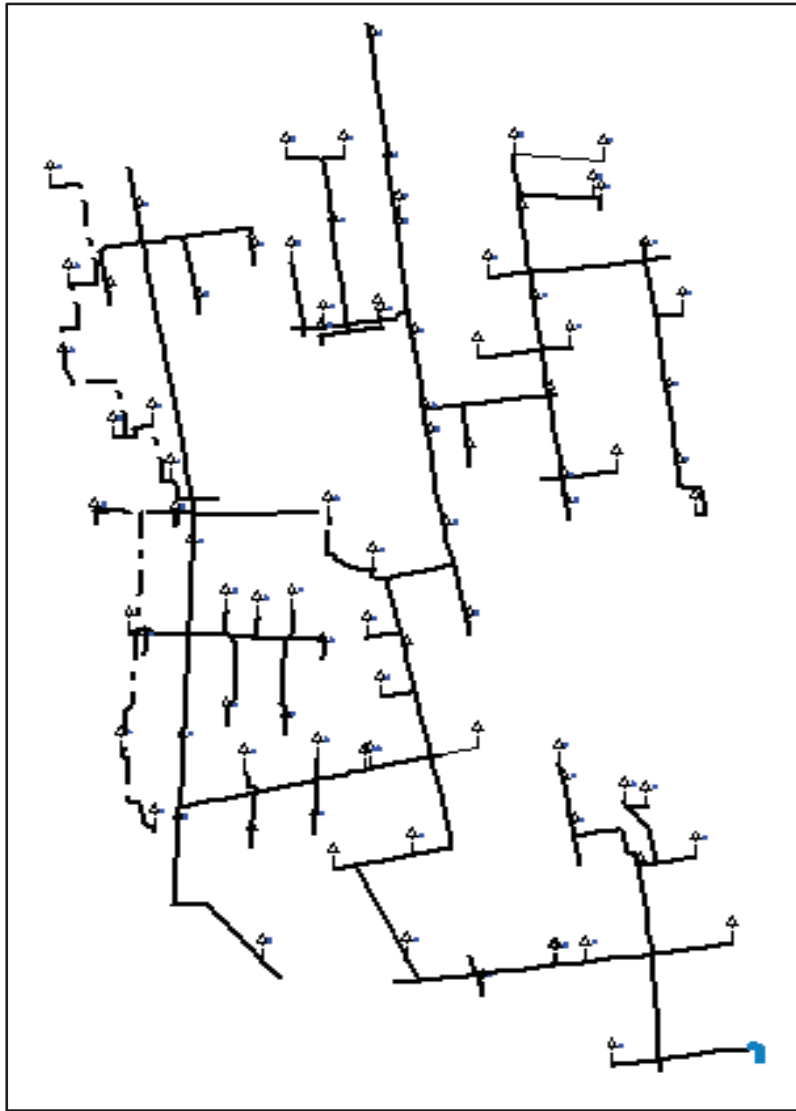


Figura 5.3. Modelo Unifilar Alimentador 17G.

Fuente: Sección índice sectorizado de pérdidas de la EEQ.

Dentro de las empresas distribuidoras, generalmente existen registros de carga a la salida de los alimentadores primarios, mediante las mediciones realizadas se obtiene la curva de carga del alimentador primario, y valores característicos que son empleados al momento de realizar el cálculo de pérdidas técnicas, los valores más relevantes obtenidos por la empresa para el mes de agosto del 2017 se listan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Mediciones del alimentador 17G en el mes de agosto de 2017.

Fuente: Sección de mediciones Departamento de Calidad y Pérdidas Técnicas EEQ.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Código Subestación	17

Nombre Subestación	ANDALUCIA
Código Primario	17G
Voltaje Barra [kV]	6,3
Voltaje fase - fase [V]	6276,952127
Corriente Promedio [A]	229,44
Demanda Máxima [kW]	2401,92
Potencia Reactiva a Dmax [kVAR]	561,6
Factor de Potencia a Dmax	0,9737
Fecha Dmax	08/30/17
Hora Dmax	20:15:00
Factor de carga	0,644866035
Factor pérdidas	0,462851414
Energía Periodo de Medición [MWh]	1189,56797
Energía Mensual [MWh]	1152,393971
Energía anual proyectada [MWh]	13828,72765

En base a las mediciones existentes en la empresa, en la Figura 5.1.4 se muestra el comportamiento de la demanda del alimentador, en donde se puede ver el resultado de la combinación de varios tipos de clientes.

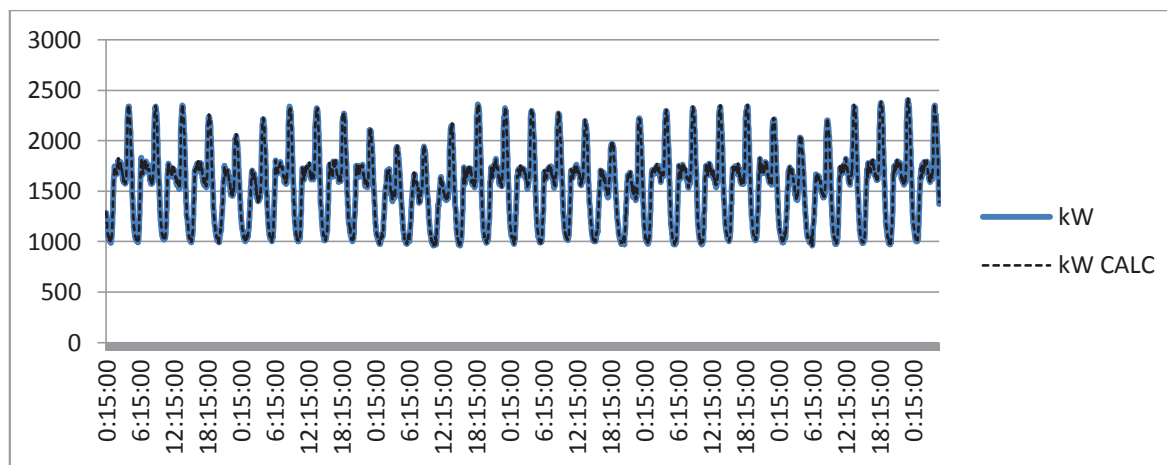


Figura 5.4. Curva de demanda del alimentador 17G para Agosto del 2017

Fuente: Sección de mediciones Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas
Técnicas EEQ.

La curva mostrada en la Figura 5.4 es producto de que el alimentador sirve a la carga de distintos tipos de usuarios, en donde predominan los usuarios de tipo residencial.

En la Tabla 5.2 se lista las tarifas correspondientes a los usuarios que pertenecen al alimentador 17G, información con la que posteriormente se puede clasificar a los usuarios de acuerdo a su tipo de consumo en los grupos residencial, comercial, industrial y Otros.

Tabla 5.2. Tarifas identificadas en los usuarios del alimentador 17G para Agosto del 2017

Fuente: Autoría propia con información del SIG de la EEQ.

Tarifa	Descripción Tarifa	Tipo de consumo	Clientes	Consumos
205	Residencial	Residencial	3651	534688
209	Tercera Edad	Residencial	503	94151
211	Ley de Discapacidades	Residencial	45	8213
215	Residencial PEC	Residencial	327	70094
219	Tercera Edad PEC	Residencial	113	25765
221	Ley de Discapacidades PEC	Residencial	16	4131
328	Bombeo Agua Servi Public Dem Hora	Otros	9	0
405	Oficiales sin Demanda	Otros	160	23527
406	Oficiales con Demanda	Otros	1	922
409	Oficiales Dem.Reg.Horario*	Otros	21	0
515	Beneficio Publico	Otros	6	2803
535	Cultos religiosos sin Demanda	Otros	2	3273
715	Comercial sin Demanda	Comercial	509	132342
716	Comercial con Demanda	Comercial	1	748
718	Comerc.Dem.Registrador	Comercial	3	552
720	Comerc.Dem.Reg.Horario*	Comercial	49	0
761	Servicio Comunitario sin Deman	Otros	67	10346
762	Servicio Comunitario con Deman	Otros	1	163
765	Servicio Comunitario DEM. REG.	Otros	3	1266
769	Alum.Comu.Come.RegHorSinBasu	Otros	7	0
905	Industrial Artesanal	Industrial	20	9473
906	Industr. con Demanda	Industrial	2	4712

963	Escen.Dep.Dem.Reg.Horario*	Otros	7	0
Total			5523	927169

En la Tabla 5.3 se detalla la información de los usuarios del alimentador 17G agrupados por su tipo de consumo, en donde puede observar un predominio por parte de los usuarios de tipo residencial los cuales representan el 85,59% de los clientes del alimentador.

Tabla 5.3. Número de clientes agrupados por tipo de consumo del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG de la EEQ.

Tipos de consumo	Clientes	Porcentaje
Residencial	4655	85,59%
Comercial	513	9,43%
Otros	249	4,58%
Industrial	22	0,40%
Total	5439	

En la Tabla 5.4 se lista los consumos de energía agrupados de acuerdo al tipo de usuario, en donde se puede ver el predominio del consumo de energía debido a los usuarios de tipo de residencial, la energía consumida por este tipo de usuarios representa el 79.5 % de la energía total consumida en el alimentador primario.

Tabla 5.4. Consumos de energía agrupados por tipo de usuario del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG de la EEQ.

Tipos de consumo	Consumos kWh	Porcentaje
Residencial	737042	79,5%
Comercial	133642	14,4%
Otros	42300	4,6%
Industrial	14185	1,5%
Total	927169	

5.1.2 Información de transformadores

Dentro de las bases de datos de la empresa se ha podido recopilar la información de 93 transformadores de distribución pertenecientes al alimentador primario, los cuales

componen una capacidad instalada de 2455 kVA, en base a esta información se ha agrupado los equipos de acuerdo al número de fases, la marca y al año de fabricación, ya que estas son características primordialmente consideradas para asignar las pérdidas en el núcleo y en los devanados de los transformadores, esta información se detalla en la Tabla 5.5, la Tabla 5.6 y la Tabla 5.7.

De los transformadores de distribución pertenecientes al alimentador, se puede observar que existen pocos transformadores monofásicos y bifásicos, ya que estos componen solo el 6.6 % del total, el restante 93.4 % son transformadores trifásicos en los que prevalece el uso de transformadores de 45 kVA y de 75 kVA de capacidad.

Tabla 5.5. Fases y potencias de los transformadores del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Fases	Potencia (kVA)	# Transformadores	%
1	10	1	1,1%
	25	1	1,1%
	37,5	1	1,1%
	50	2	2,2%
2	25	1	1,1%
3	30	3	3,2%
	45	27	29,0%
	50	4	4,3%
	60	1	1,1%
	75	24	25,8%
	100	8	8,6%
	112,5	6	6,5%
	125	3	3,2%
	150	6	6,5%
	160	1	1,1%
	200	1	1,1%
	300	1	1,1%
	400	1	1,1%
	500	1	1,1%

Total	2455	93	100,0%
--------------	-------------	-----------	---------------

En cuanto a marcas de transformadores, en la Tabla 5.6 se identifica tres marcas detalladas en [10], en este caso el 34% de los transformadores pertenecen a estas marcas, el 76% restante pertenecen a diferentes marcas las cuales no son especificadas en los instructivos de la empresa, por lo que se las agrupa en la categoría otros.

Tabla 5.6. Marcas de transformadores pertenecientes al alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Código Marca	Marca	# de Transformadores	%
30	INATRA	11	12%
56	ECUATRAN	10	11%
72	MAGNETRON	1	1%
Otros	VARIOS	71	76%
Total		93	100%

En la Tabla 5.7 se puede observar que la mayoría de los transformadores que forman parte del alimentador 17G, fueron fabricados entre los años 1990-1995 y en el período de 2000-2005.

Tabla 5.7. Años de fabricación de los transformadores del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Año de fabricación	# de Transformadores	%
1990-1995	45	48,4%
1995-2000	4	4,3%
2000-2005	38	40,9%
2005-2010	1	1,1%
2010-2015	3	3,2%
>2015	0	0,0%
sin fecha	2	2,2%
Total	93	100,0%

5.1.3 Información de acometidas

En base a la información existente en el sistema de información geográfica de la empresa, se ha obtenido la información de 1724 acometidas, la cuales posteriormente han sido agrupadas considerando el tipo de conductor, la configuración de fases, y rangos de longitudes más frecuentes, con lo que se puede obtener una visión global de la situación actual de las acometidas del alimentador.

En la Tabla 5.8 se detallan las acometidas agrupadas de acuerdo a su configuración de fases, con lo que se puede identificar que las acometidas que más frecuentemente aparecen en la red son trifásicas con cuatro conductores ya que están representan un 40,3% de las acometidas del alimentador, conjuntamente se muestra la Tabla 5.9 en donde se presenta la información de la longitud de las acometidas, con lo que se puede visualizar que la mayor cantidad de acometidas tienen una longitud de 10 a 20 metros.

Tabla 5.8. Configuración de las acometidas del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Configuración	Descripción	# de Acometidas	%
23	2 fases 3 conductores	694	40,3%
34	3 fases 4 conductores	714	41,4%
12	1 fase 2 conductores	309	17,9%
13	1 fase 3 conductores	6	0,3%
22	2 fases 2 conductores	1	0,1%
Total		1724	100%

Tabla 5.9. Longitudes de las acometidas del alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Longitud (m)	# De Acometidas	%
0-10	403	23%
10-20	882	51%
20-30	281	16%
30-40	43	2%
40-50	27	2%
50-60	28	2%

Longitud (m)	# De Acometidas	%
60-70	13	1%
70-80	13	1%
80-90	13	1%
90-100	9	1%
>100	12	1%
Total	1724	100%

Un parámetro requerido en el cálculo de pérdidas técnicas en acometidas es la resistencia del conductor, en la Tabla 5.10 se lista los diferentes tipos de conductores que son identificados en las acometidas del alimentador.

Tabla 5.10. Conductores utilizados en las acometidas de alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Código conductor	Código descripción	Descripción	# de Acom	%
COO0190	MULT.Cu.3x8	Multiconductor de Cu, aislado 600 V, Tipo PVC No.3X8 AWG, 7 hilos	699	40,55%
COO0283	MULT.Cu.2X8	Multiconductor Cu 2X8	299	17,34%
COO0193	MULT.Cu.4x6	Multiconductor de Cu, aislado 600 V, Tipo PVC No.4X6 AWG, 7 hilos	247	14,33%
COO0194	MULT.Cu.4x8	Multiconductor de Cu, aislado 600 V, Tipo PVC No.4X8 AWG, 7 hilos	194	11,25%
COO0067	TTU.Cu.1/0	Conductor TTU Cu #1/0 AWG	131	7,60%
COO0066	TTU.Cu.2	Conductor TTU Cu #2 AWG	70	4,06%
COO0192	MULT.Cu.4x4	Multiconductor de Cu, aislado 600 V, Tipo PVC No.4X4 AWG, 7 hilos	35	2,03%
COO0068	TTU.Cu.2/0	Conductor TTU Cu #2/0 AWG	20	1,16%
COO0083	CON.Cu.2x4	Conductor ConcÚntrico Cu 2x4	10	0,58%
COO0085	CON.Cu.3x8	Conductor ConcÚntrico Cu 3x8	4	0,23%
COO0065	TTU.Cu.4	Conductor TTU Cu #4 AWG	3	0,17%
COO0072	TTU.Cu.350	Conductor TTU Cu #350 MCM	3	0,17%
COO0069	TTU.Cu.3/0	Conductor TTU Cu #3/0 AWG	2	0,12%
COO0287	MULT.Cu.3X6	Multiconductor Cu 3X6	2	0,12%

Código conductor	Código descripción	Descripción	# de Acom	%
COO0049	MUL.Al.3x6	Conductor Multiplex Al 3x6 AWG	1	0,06%
COO0158	TTU.Cu.6	Conductor TTU Cu #6 AWG	1	0,06%
COO0159	TTU.Cu.8	Conductor TTU Cu #8 AWG	1	0,06%
COO0205	CON.Cu.4x8	Conductor ConcÚtrico Cu 4x8	1	0,06%
COO0301	TTU.Cu.600	Conductor TTU Cu #600 MCM	1	0,06%
Total			1724	100%

5.1.4 Información de medidores

Dentro de los cálculos se han considerado los 5523 medidores de energía identificados en la información obtenida desde el sistema de información geográfica, en la Tabla 5.11 se presenta un resumen en donde se agrupan los medidores de acuerdo al tipo.

Tabla 5.11. Tipos de medidores utilizados en el alimentador 17G.

Fuente: Autoría propia con información del SIG.

Tipo de contador	N° de clientes	Porcentaje
AB	4045	73,2%
AM	818	14,8%
AT	563	10,2%
CO	13	0,2%
DB	13	0,2%
DD	1	0,0%
OA	13	0,2%
OC	13	0,2%
OO	2	0,0%
RE	2	0,0%
TA	13	0,2%

TB	13	0,2%
TC	13	0,2%
TD	1	0,0%
Total	5523	100 %

La información de la Tabla 5.11 permite observar que los medidores del tipo AB (Medidores Bifásicos), son los que existen mayoritariamente dentro del alimentador primario ya que un 73,2% de los medidores son de este tipo, esto conjuntamente con los medidores de tipo AM(Monofásicos) y AT(Trifásicos) que también aparecen frecuentemente

5.2 Resultados metodología EEQ.

Con ayuda de la aplicación computacional implementada se realizan los cálculos correspondientes para el alimentador 17G, los resultados obtenidos se muestran en la Figura 5.5, la cual muestra los resultados impresos en la interfaz desarrollada, adicionalmente la aplicación genera reportes detallados en hojas de Excel que se muestran en el Anexo X.



Figura 5.5. Resultados en interfaz grafica

Los resultados mostrados en la primera sección corresponden a transformadores y redes secundarias, se detallan de mejor manera mediante la Tabla 5.12 y la Tabla 5.13.

Tabla 5.12. Resultados de pérdidas en trasformadores de distribución.

TRANSFORMADORES	
Alimentador	17G
# Usuarios	5523
# Transformadores	93
FCoin_trans	0,86134941
FUtil_promedio	0,30510257
PTpot_devan_Dmax-trans (kW)	14,6506632
PTpot_nucleo (kW)	30,9866879

TRANSFORMADORES	
PTenerg_devan_anual-trans (kWh)	32225.1428
PTenerg_nucleo_anual (kWh)	271443,386

Tabla 5.13. Resultados de pérdidas en redes secundarias.

REDES SECUNDARIAS	
Alimentador	17G
# Usuarios	5523
# Secundarios	93
FCoin_secun	0,86134941
PTpot_Dmax-secun (kW)	25,1195962
PTenerg_anual-secun (kWh)	55960,9679

Para acometidas, en la metodología expuesta por la EEQ el cálculo se ha dividido en acometidas residenciales y comerciales, los resultados obtenidos mediante el uso de la aplicación computacional en acometidas residenciales se muestran en la Tabla 5.14 y los resultados en acometidas comerciales se muestran en la Tabla 5.15.

Tabla 5.14. Resultados de pérdidas en acometidas residenciales.

ACOMETIDAS RESIDENCIALES	
Alimentador	17G
# Usuarios_Res	3175
# Acometidas_Res	1318
FCoin_acom_resid	0,33587477
PTpot_Dmax-acom (kW)	10,1864297
PTenerg_anual-acom (kWh)	19143,6736

Tabla 5.15. Resultados de pérdidas en acometidas comerciales.

ACOMETIDAS COMERCIALES	
Alimentador	17G
# Usuarios_comerciales	2250
# Acometidas_Comerciales	395
FCoin_acom_resid	0,46198825
PTpot_Dmax-acom (kW)	0,32076847
PTenerg_anual-acom (kWh)	1338,09681

En el caso de medidores, los resultados obtenidos empleando la aplicación computacional desarrollada se detallan en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16. Resultados de pérdidas en medidores.

Medidores	
Alimentador	17G
# Medidores	5523
PTpot_Dmax-medir (kW)	11,1469
PTenerg_anual-medir (kWh)	97646,844

Finalmente el cálculo de pérdidas en el alimentador primario se lo realiza utilizando el software Cymdist, este procedimiento se lo realiza de manera mensual en la sección del índice sectorizado de pérdidas de la EEQ, los resultados obtenidos en el mes de agosto del 2017 se muestran en la Tabla 5.17, se detallan los valores obtenidos para pérdidas en los conductores que componen el alimentador primario, estos resultados no van a cambiar ya que el procedimiento mediante el que se obtienen estos valores se mantiene igual.

Tabla 5.17. Resultados flujo de carga en el primario 17G del mes de agosto del 2017.

Fuente: Sección Índice Sectorizado de Pérdidas de la EEQ.

ITEM	VALOR
PRIMARIO	17G
CAPACIDAD INSTALADA EN GIS (kVA)	7827,5

CAPACIDAD INSTALADA EN CYME (KVA)	7873
LONGITUD TOTAL CIRCUITOS PRIMARIOS (m)	31202,25
MES ESTUDIO DEMANDA MAXIMA	AGOSTO
MAXIMA DEMANDA REGISTRADA (kW)	2401,92
FACTOR DE POTENCIA DMAX	0,9737
FACTOR CARGA	0,644866035
FACTOR PERDIDAS PROMEDIO A DMAX PRIM	0,462851414
FACTOR USO PROM TRAFIO	0,306856595
PERDIDA CONDUCT PRIMARIO DMAX (kW)	45,56
PERDIDA CONDUCT PRIMARIO DMAX (pu)	0,018968159
PERDIDA ENERGIA CONDUCT PRIMARIO (MWH/mes)	15,68910776
PERDIDA ENERGÍA EN ALIMENTA PRIMARIO (pu)	0,013614361
FECHA ESTUDIO CYME	25/08/2017
LONGITUD PUNTO MAXIMA CAÍDA TENSION (m)	2331,9
VOLTAGE PUNTO MAXIMA CAÍDA DMAX (pu)	0,952

Posterior a esto en con la información obtenida empleando la aplicación computacional desarrollada, se elabora la Tabla 5.18 en donde se especifican los valores de pérdidas en potencia y los porcentajes que estos valores representan con respecto a la demanda máxima de la red.

Tabla 5.18. Valores de pérdidas en potencia obtenidos mediante la aplicación computacional.

Aplicación		
Elemento	Pérdidas en potencia a Dmax (kW)	% de la Demanda Máxima
Conductor primario	45,56	1,90%
Núcleos transformadores	30,98668791	1,29%
Dev. Transformadores	14,65066317	0,61%
Secundarios	25,11959621	1,05%
Acometidas. Res.	10,18642969	0,42%

Aplicación		
Elemento	Pérdidas en potencia a Dmax (kW)	% de la Demanda Máxima
Acometidas. Com.	0,320768475	0,01%
Medidores	11,1469	0,46%
Dmax. (kW)	2401,92	
Total pérdidas en potencia (Aplicación)	5,74%	

En base a la información disponible en la sección del índice sectorizado de pérdidas de la EEQ, se elabora la Tabla 5.19 con la que se lista los valores de pérdidas en potencia a la demanda máxima de la red, adicionalmente se muestra el porcentaje que cada uno de estos valores representa con respecto a esta demanda máxima de la red.

Tabla 5.19. Valores de pérdidas en potencia detallados por la EEQ.

Fuente: Sección Índice sectorizado de pérdidas de la EEQ.

EEQ		
Elemento	Pérdidas en potencia a Dmax. (kW)	% de la Demanda Máxima
Conductor primario	45,56	1,90%
Núcleos transformadores	25,14645428	1,05%
Dev transformadores	15,61637046	0,65%
Secundarios	25,39410835	1,06%
Acometidas. Res	15,51612271	0,65%
Acometidas. Com	0,259256857	0,01%
Medidores	9,062588503	0,38%
Dmax (kW)	2401,92	
Total pérdidas .en potencia (EEQ)	5,69%	

Con la información detallada en la Tabla 5.18 y la Tabla 5.19 se puede apreciar que los resultados obtenidos son bastante similares, para mejor apreciación se muestra la Figura

5.6 en donde se puede comparar las variaciones que existen en los porcentajes que representan las pérdidas en potencia de los componentes considerados.

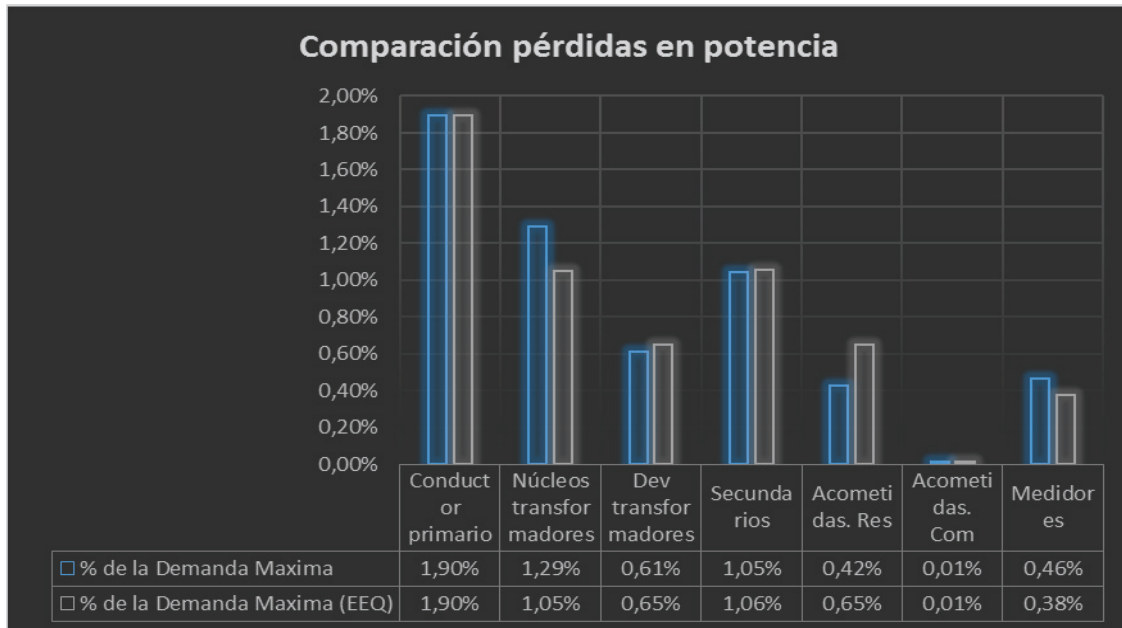


Figura 5.6. Comparación resultados de pérdidas en potencia.

Con los resultados mostrados en la Tabla 5.18 y la Tabla 5.19 , se establecen los valores totales del porcentaje de pérdidas en potencia con respecto a la demanda máxima de la red para el mes de agosto del 2017, obteniendo para el caso de la EEQ el 5,69% y para el caso de la aplicación computacional implementada el valor de 5,74%.

Con los resultados de pérdidas en energía obtenidos empleando la aplicación computacional desarrollada, se realiza el balance de energía del alimentador 17G, en donde se identifica el porcentaje que estos valores representan con respecto al valor de la energía ingresada a la red, estos resultados se detallan en la Tabla 5.20 y se muestran de manera gráfica mediante la Figura 5.7.

Tabla 5.20. Resultados de pérdidas en energía del alimentador 17G para el mes de agosto del 2017.

APLICACIÓN COMPUTACIONAL			
ELEMENTO	Pérdidas en energía anual (kWh)	Pérdidas en energía mensual (kWh)	% De la energía ingresada (EEQ)
Conductor primario	--	15689,1078	1,36%

APLICACIÓN COMPUTACIONAL			
ELEMENTO	Pérdidas en energía anual (kWh)	Pérdidas en energía mensual (kWh)	% De la energía ingresada (EEQ)
Núcleos transformadores	271443,3861	22620,2822	1,96%
Devanados transformadores	32225,1428	2685,42856	0,23%
Redes secundarias	55960,9679	4663,41399	0,40%
Acometidas residenciales	19143,6736	1595,30613	0,14%
Acometidas comerciales	1338,09681	111,508067	0,01%
Medidores	97646,844	8137,237	0,71%
Energía facturada	-	983 058	85,31%
Pérdidas comerciales	-	113 834	9,88%
Energía Ingresada a la red	-	1152393,97	100,00%

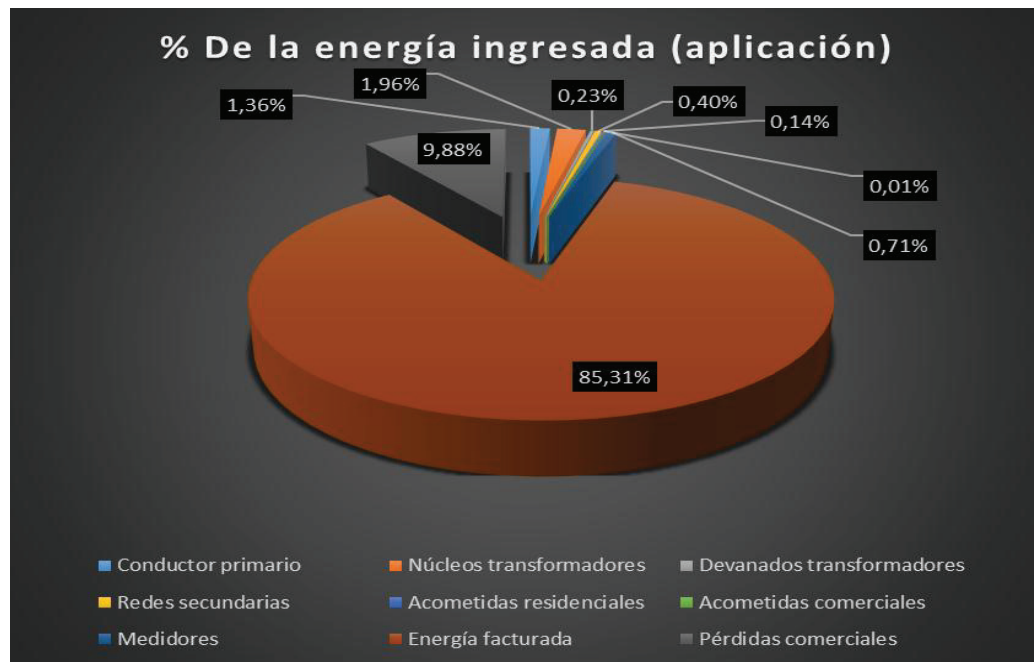


Figura 5.7. Porcentaje de pérdidas con respecto a la energía ingresada a la red calculado mediante la aplicación computacional.

Al igual que en el caso de pérdidas en potencia, se emplea la información disponible en la sección del Índice Sectorizado de Pérdidas de la EEQ, con la que también se elabora el balance de energía correspondiente al alimentador 17G para el mes de agosto del 2017,

los resultados obtenidos en este caso se detallan en la Tabla 5.21 y se muestra gráficamente mediante la Figura 5.8.

Tabla 5.21. Resultados de pérdidas en energía del alimentador 17G para el mes de agosto del 2017 detallados por la EEQ.

Fuente: Sección Índice sectorizado de pérdidas de la EEQ.

EEQ			
ELEMENTO	Pérdidas en energía anual (kWh)	Pérdidas en energía mensual (kWh)	% De la energía ingresada (EEQ)
Conductor primario	--	15689,1078	1,36%
Núcleos transformadores	238924,22	19910,3516	1,73%
Devanados transformadores	31681,133	2640,09442	0,23%
Redes secundarias	57276,2654	4773,02212	0,41%
Acometidas residenciales	21839,77905	1819,98159	0,16%
Acometidas comerciales	979,8471	81,6539265	0,01%
Medidores	79388,2753	6615,68961	0,57%
Energía facturada	-	983 058	85,31%
Pérdidas comerciales	-	117 806	10,22%
Energía Ingresada a la red	-	1152393,97	100,00%

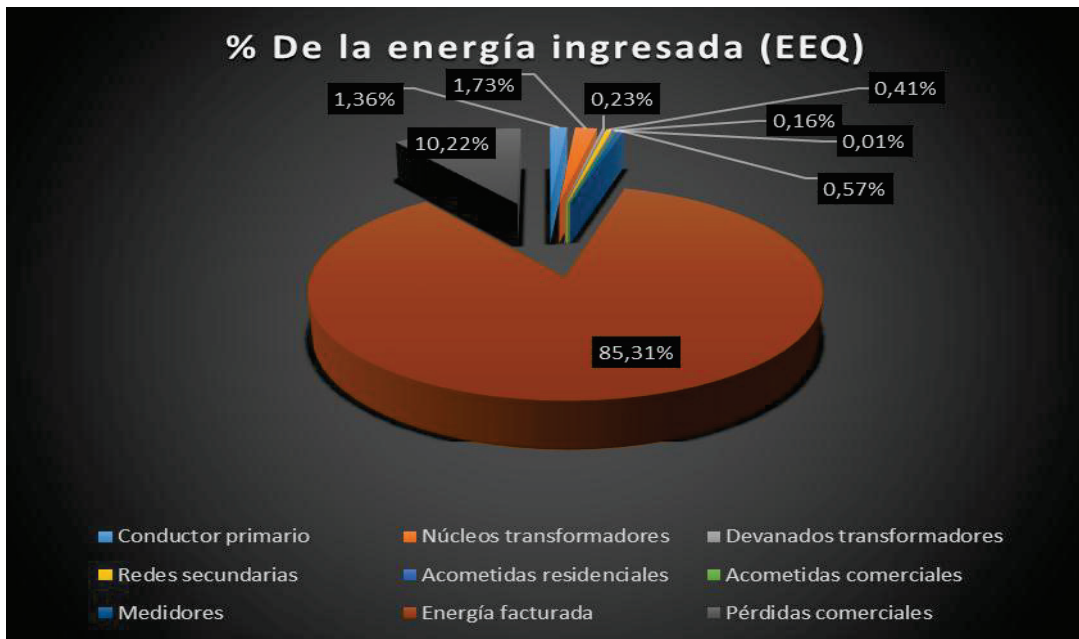


Figura 5.8. Porcentaje de pérdidas con respecto a la energía ingresada a la red detallado por la EEQ

Con los valores establecidos en la Tabla 5.20 y la Tabla 5.21 se elabora la Figura 5.9, mediante la cual es posible comparar los valores de pérdidas en energía detallados por la EEQ y los valores obtenidos empleando la aplicación computacional.

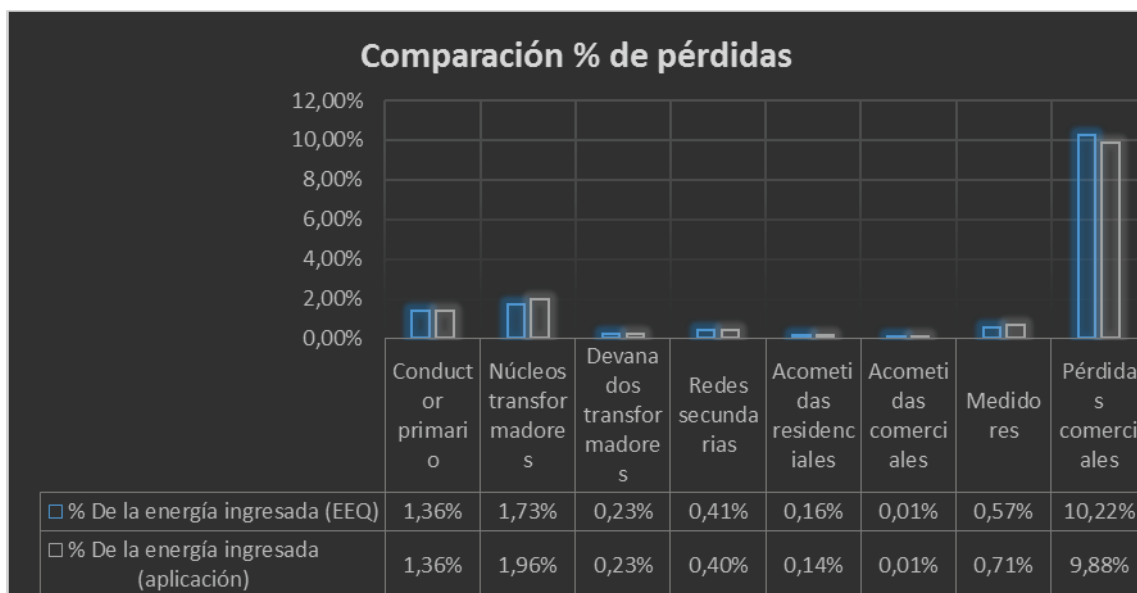


Figura 5.9. Comparación porcentajes de pérdidas en energía obtenidos.

En la Figura 5.9 se puede constatar que los valores de pérdidas obtenidos son bastante similares con respecto a los valores obtenidos por la EEQ, en donde la mayor variación se presenta en los núcleos de transformadores en donde el incremento obtenido representa una variación del 0,23 % con respecto a la energía ingresada a la red, y en el caso de medidores de energía en donde el incremento de las pérdidas representa un 0,14 % de la energía ingresada a la red.

En base al balance de pérdidas desarrollado, se establece el valor total de pérdidas técnicas mediante la suma de pérdidas en el conductor primario, en el núcleo y devanados del transformador, las redes secundarias, acometidas y medidores, obteniendo 4.47% de pérdidas técnicas totales en energía con los valores detallados por la EEQ y 4,82% de pérdidas técnicas totales energía con los valores obtenidos mediante la aplicación computacional desarrollada.

Se puede observar que los valores obtenidos mediante la aplicación computacional son bastante parecidos, además se debe considerar que en los cálculos realizados por la aplicación computacional, se realizaron algunas consideraciones en las que se utiliza de mejor forma la información existente en el sistema de información geográfica, haciendo que los valores obtenidos se apeguen más a la realidad actual de la red.

5.3 Resultados metodología propuesta.

Con la finalidad de poder realizar una comparación se realizó el cálculo empleando la aplicación computacional desarrollada para este caso, mediante la cual se estimó los valores de pérdidas en transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía, no se considera la sección de alumbrado público debido la información necesaria para esto no se encontraba disponible al momento de realizar las pruebas, por lo que dentro de la EEQ estos valores son estimados en base al balance realizado por área comercial.

Los valores de pérdidas obtenidos en el caso de transformadores de distribución se muestran en la Tabla 5.22, en donde se especifican los valores de pérdidas tanto en potencia y energía.

Tabla 5.22. Resultados de pérdidas en transformadores de distribución.

TRANSFORMADORES	
Alimentador	17G
# Usuarios	5523
# Transformadores	93
FUtil_promedio	0,327447544
PTpot_devan_Dmax-trans (kW)	10,7110
PTpot_nucleo (kW)	30,9867
PTenerg_devan_anual-trans (kWh)	76557,2000
PTenerg_nucleo_anual (kWh)	271443,3861

En el caso de pérdidas técnicas en redes secundarias, los valores obtenidos mediante la aplicación computacional desarrollada para emplear la metodología propuesta, se muestran en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23. Resultados de pérdidas técnicas en redes secundarias.

REDES SECUNDARIAS	
Alimentador	17G
# Usuarios	5523
# Secundarios	93
FUtil_promedio	0,327447544
PTpot_Dmax-secun (kW)	22,7110
PTenerg_anual-secun (kWh)	101590,0000

Para las pérdidas técnicas en acometidas, a diferencia de la metodología expuesta por la EEQ, no se requiere dividir el cálculo en acometidas residenciales o comerciales, es así que los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.24.

Tabla 5.24. Resultados de pérdidas técnicas en acometidas.

ACOMETIDAS	
Alimentador	17G
# Usuarios	5523
# Acometidas	1724
PTpot_Dmax-acom (kW)	5,8227
PTenerg_anual-acom (kWh)	27485

Finalmente en el caso de medidores se mantiene la misma forma de cálculo que en la metodología empleada por la EEQ en donde se desprecia el valor de las pérdidas en la bobina de corriente debido a que representan valor muy bajos comparados con las pérdidas existentes en la bobina de voltaje, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.25.

Tabla 5.25. Resultados de pérdidas técnicas en medidores.

Medidores	
Alimentador	17G
# Medidores	5523
PTpot_Dmax-medir (kW)	11,1469
PTenerg_anual-medir (kWh)	97646,844

Tomando en cuenta los valores obtenidos al aplicar la metodología propuesta, se elabora la Tabla 5.26 en donde se muestran los valores de pérdidas en potencia a demanda máxima, y el porcentaje que estas representan con respecto a la demanda máxima de la red.

Tabla 5.26. Valores de pérdidas en potencia obtenidos mediante la metodología propuesta.

METODOLOGÍA PROPUESTA		
Elemento	Pérdidas en potencia a Dmax.(kW)	% de la Demanda Máxima
Conductor primario	45,56	1,90%
Núcleos transformadores	30,98	1,29%
Dev. Transformadores	17,7834	0,74%
Secundarios	22,711	0,95%
Acometidas.	5,8227	0,24%
Medidores	11,1469	0,46%
Dmax. (kW)	2401,92	
Total pérdidas en potencia	5,58%	

Considerando los resultados mostrados en la Tabla 5.19 y en la Tabla 5.26, se elabora la Figura 5.10 en donde se pueden comparar los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta con los resultados detallados por la EEQ correspondientes al mes de agosto del 2017.

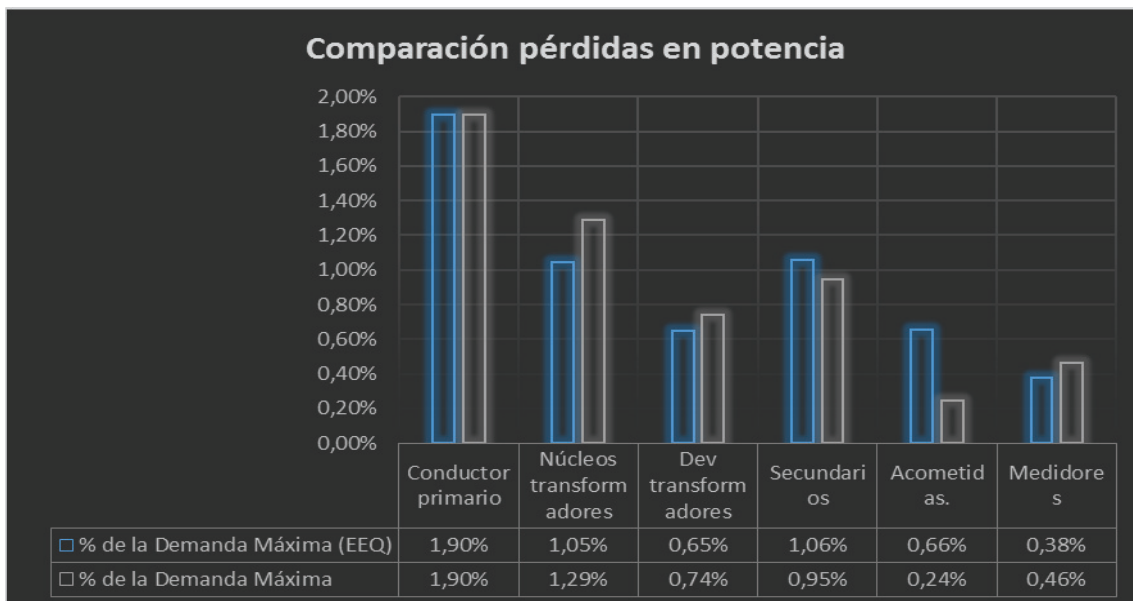


Figura 5.10. Comparación de pérdidas en potencia.

En base a la información detallada se puede establecer el valor de pérdidas en potencia totales, En donde para el caso de la metodología propuesta se obtiene 5,58 % de pérdidas totales en potencia con respecto a la demanda máxima de la red y 5,69 % en base a la información detallada por la EEQ, en donde se puede evidenciar que los resultados son bastante similares, en donde se puede evidenciar que la mayor cantidad de pérdidas en potencia se deben a los conductores que componen el alimentador primario y en los núcleos de transformadores.

Luego de detallar los valores de pérdidas en potencia, se elabora un balance de energía considerando los resultados obtenidos, para esto hay que tener en cuenta que en este caso no es posible comparar los resultados obtenidos directamente con los valores detallados por la institución, debido que esos valores detallados por la EEQ se obtienen mediante la integración completa de la curva de carga mensual medida al inicio del alimentador, y en el caso de los cálculos realizados únicamente se integran las curvas de pérdidas en el día de demanda máxima de la red y se proyecta este valor para determinar la energía de pérdidas anual y mensual asumiendo que esta esta curva de demanda se repite, esto por esto que la energía ingresada a la red también se la obtiene al igual que las pérdidas, estos valores se listan en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27. Porcentaje de pérdidas en energía con respecto a la energía ingresada a la red obtenidas mediante la metodología propuesta.

METODOLOGÍA PROPUESTA			
ELEMENTO	PÉRDIDAS EN ENERGÍA ANUAL	PÉRDIDAS EN ENERGÍA MENSUAL	% de la energía suministrada a la red
Conductor primario	-	16693	1,38%
Núcleos transformadores	271443,386	22620,2822	1,87%
Devanados transformadores	76557	6379,75	0,53%
Redes secundarias	101590	8465,83333	0,70%
Acometidas	27485	2290,41667	0,19%
Medidores	97646,844	8137,237	0,67%

METODOLOGÍA PROPUESTA			
ELEMENTO	PÉRDIDAS EN ENERGÍA ANUAL	PÉRDIDAS EN ENERGÍA MENSUAL	% de la energía suministrada a la red
Energía facturada	-	1032818,91	85,32%
Pérdidas comerciales	-	113051,368	9,34%
Energía Ingresada a la red	-	1210456,8	100,00%

Para una mejor apreciación de los valores detallados en la Tabla 5.27 se muestra la Figura 5.11 en donde se puede observar la participación que tienen las pérdidas en energía de los componentes considerados, con respecto a la energía que ingresa a la red.

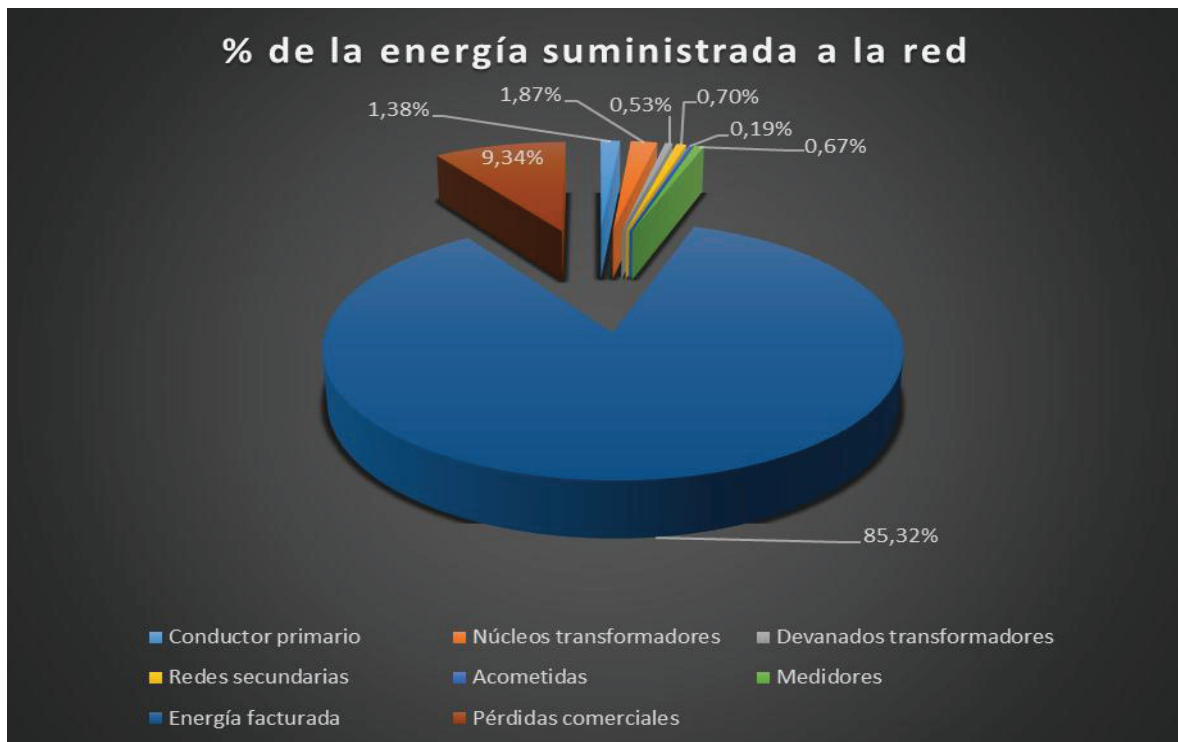


Figura 5.11. Porcentaje de pérdidas en energía obtenidos empleando la metodología propuesta.

Como se puede ver la mayor cantidad de energía se pierde en los núcleos de transformadores los que representan el 1,87% de la energía ingresada, tienen una participación importante también las pérdidas en el conductor del alimentador primario y las pérdidas en las redes secundarias.

Teniendo en cuenta la información detallada en la Tabla 5.21 y en la Tabla 5.27 se compara los valores de pérdidas en energía obtenidos empleando la metodología propuesta con los valores detallados por la sección del índice sectorizado de pérdidas de la EEQ, esta comparación se presenta por medio de la Figura 5.12.

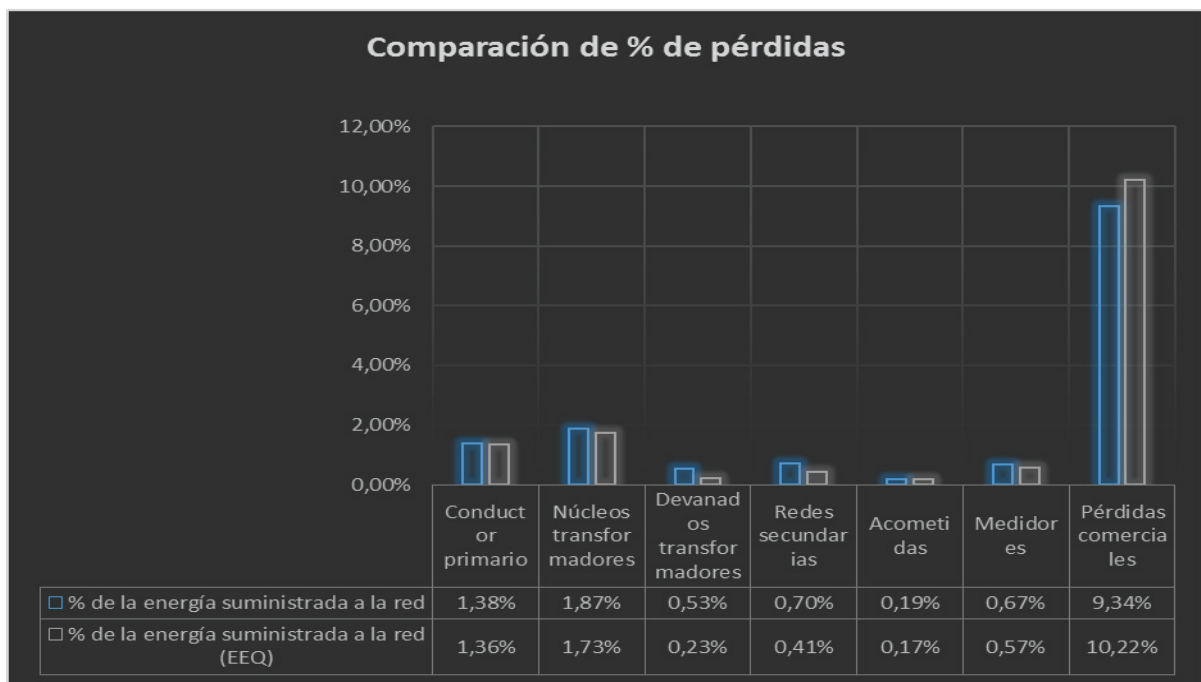


Figura 5.12. Comparación de porcentajes de pérdidas en energía.

En la Figura 5.12 se puede ver un incremento en los valores de pérdidas en energía a nivel de redes secundarias y devanados de transformadores, esto se debe a que en la metodología empleada por la EEQ se utiliza un factor de utilización promedio para establecer las pérdidas en potencia a demanda máxima y a partir del este valor se emplea el factor de pérdidas para establecer la pérdidas en potencia y en energía, al utilizar un factor de utilización promedio en todos los transformadores se asume que estos se encuentran igualmente cargados, un comportamiento que no se apega a un funcionamiento real de la red. Por lo general dentro de la red existen varios transformadores que se

encuentran con sobrecargas y varios transformadores subutilizados, considerando la agregación de curvas empleada por la metodología propuesta se pudo identificar que en varios casos el factor de utilización se incrementa considerablemente con respecto al valor promedio utilizado por la EEQ (ver Figura 5.13), es así que en estos casos las pérdidas en potencia se incrementan considerablemente provocando que las pérdidas en energía también se incrementen de manera considerable.

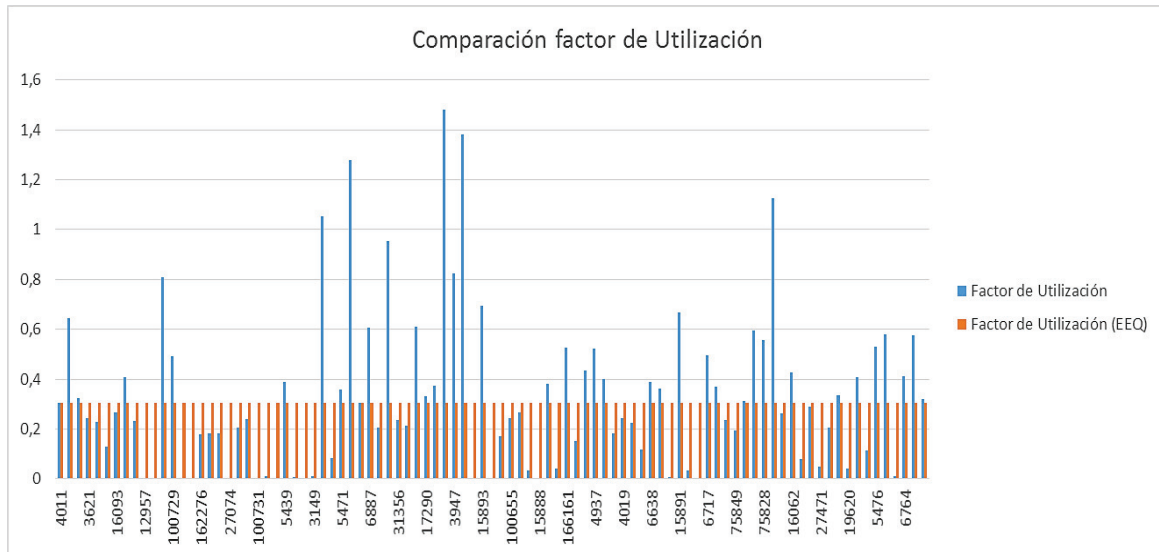


Figura 5.13. Comparación entre el factor de utilización obtenido y el valor promedio utilizado por la EEQ.

Basándose en la información mostrada en la Figura 5.12 se tiene que las pérdidas técnicas en energía obtenidas al emplear la metodología propuesta representan el 5,34% de la energía ingresada a la red, se puede evidenciar que el incremento, esto debido principalmente a las pérdidas en energía de redes secundarias y devanados de transformadores.

La razonabilidad de estos resultados se verifica mediante la obtención de las pérdidas totales detalladas en los balances de la Tabla 5.21 y Tabla 5.27 con los que se obtienen un valor de pérdidas totales de 14,68 % en el caso de la metodología propuesta y 14,69% en base a la información detallada por la EEQ, este valor de pérdidas permite verificar que la curva de carga armada mediante agregación tiene un comportamiento razonablemente parecido al de la curva real, estas curvas se detallan en la Figura 5.14.

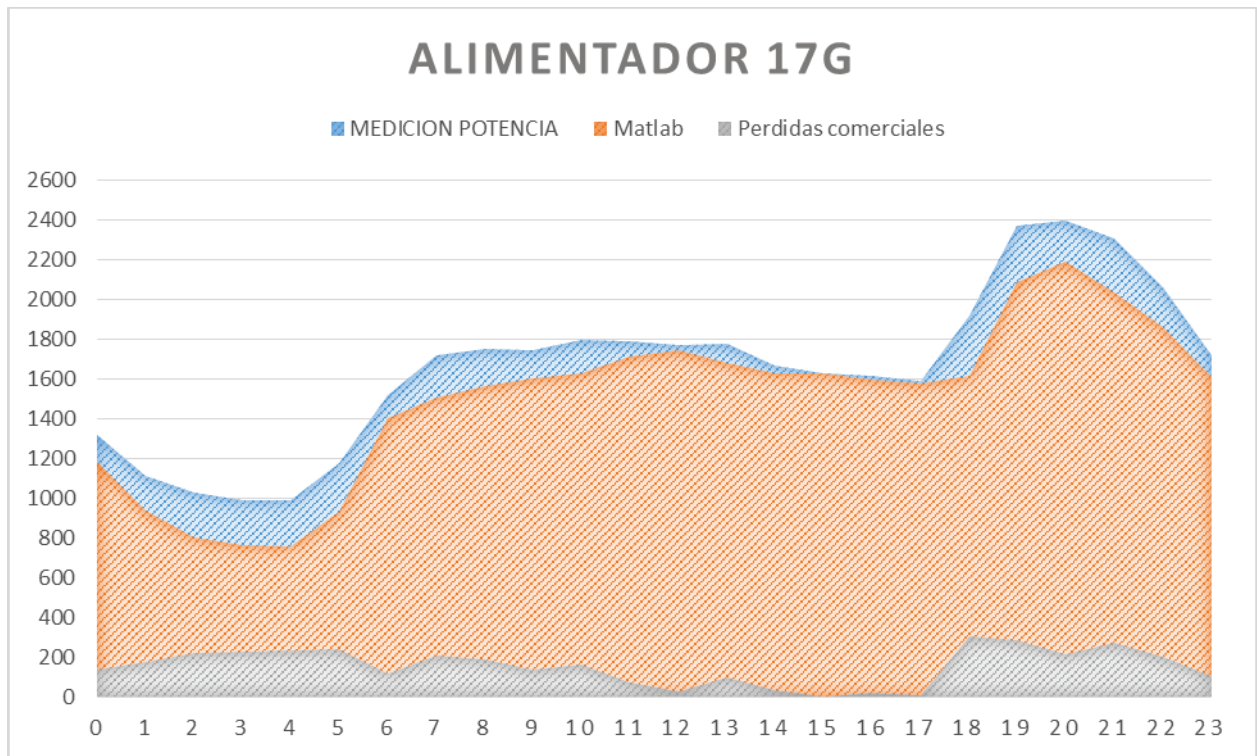


Figura 5.14. Curvas obtenidas al emplear la metodología propuesta.

5.4 Análisis de las metodologías propuestas

Luego de realizar la aplicación de las dos metodologías utilizadas y observar los resultados obtenidos, es posible identificar los aspectos principales que se consideran para su utilización.

En primer lugar se analiza la metodología empleada por la EEQ en donde la base en muchos de los cálculos son los valores característicos con los que cuenta la empresa, valores que han sido obtenidos en base a los análisis estadísticos y a estudios realizados por la institución.

Entre las ventajas que presenta el uso de esta metodología se encuentra que brinda resultados razonables permitiendo a la institución identificar los sectores que necesitan atención, adicionalmente la metodología empleada por la EEQ tiene la ventaja que cuenta con varias fuentes de información las cuales pueden ser empleadas con la finalidad de obtener valores más cercanos a la realidad de las redes.

Entre las desventajas que se encontraron para la aplicación de la metodología de la EEQ es que debido a los datos característicos que dispone casi en todas las etapas funcionales

consideradas para los cálculos de pérdidas, requiere una mayor cantidad de recursos computacionales y de personal para poder realizar los cálculos.

Se pudo identificar que en muchos casos al momento de realizar los cálculos, se emplean valores promedios y aproximaciones lo cuales si bien presentan valores razonables de pérdidas, no permiten identificar ciertas condiciones adicionales que pueden influir en la obtención de valores de pérdidas que representan de mejor manera al funcionamiento real de la red.

Al considerar la metodología propuesta, hay que tener en cuenta que se puede realizar los cálculos sin la necesidad de software sofisticado y sin un requerimiento elevado de recursos computacionales, debido a esto podría representar una buena alternativa para los casos en que las empresas distribuidoras no cuentan con demasiados recursos.

La metodología propuesta permite evidenciar de mejor forma condiciones de funcionamiento anormales, la cuales al emplear valores promedio pasan desapercibidas y no permiten que sean tomadas en cuenta al momento de la elaboración de planes de reducción de pérdidas para optimizar su funcionamiento.

La metodología propuesta brinda información adicional que puede ser empleada en aplicaciones diferentes al cálculo de pérdidas, debido a que permite generar una base de seudomediciones en los diferentes elementos considerados.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSIONES

Las empresas distribuidoras realizan grandes esfuerzos para implementar sistemas de información, es así que buscando hacer un uso eficiente los recursos invertidos, la información existente en estos sistemas debe constituir una buena base para las diferentes aplicaciones de ingeniería que se realizan en redes de distribución.

El buen manejo y conocimiento de los sistemas de información por parte del personal que compone las empresas distribuidoras, permite agilizar algunos procesos, ya que permite tener acceso directo a la información, con esto se evita que el personal acuda de manera innecesaria a otras áreas a solicitar datos necesarios para realizar sus actividades, requerimientos que en muchos de los casos toman un tiempo considerable para ser atendidos.

El manejo del sistema de información geográfica de la EEQ implementado mediante el software Arcgis, es de gran ayuda al momento de recopilar la información requerida para el cálculo de pérdidas técnicas, ya que permite generar información que anteriormente debía ser aproximada, haciendo que los resultados obtenidos se apeguen más a la realidad de las redes.

La implementación de aplicaciones computacionales para realizar los cálculos de pérdidas técnicas en redes de distribución, representan un avance importante en el afán de optimizar los recursos, ya que permite reducir considerablemente el tiempo empleado para la realización de esta actividad, haciendo que el personal dispongan del tiempo antes empleado para realizar cálculos, y puedan enfocarlo para realizar otras actividades de ingeniería.

Los transformadores de distribución son un fuente importante de pérdidas dentro de las redes de distribución, debido a que al trabajar sobrecargados incrementan sus pérdidas en los devanados y al trabajar subutilizados representan una fuente constante de pérdidas debido al núcleo, es por esto importante en el afán de optimizar el funcionamiento de los transformadores en la red, que se debe buscar un equilibrio entre estas dos condiciones, considerando una distribución adecuada de la carga para de esta forma evitar el ingreso incensario de nuevos transformadores.

Se pudo identificar que en transformadores de distribución es recomendable hacer un uso importante de su capacidad nominal, ya que si bien esto incrementa las pérdidas en los devanados, estos valores siguen siendo inferiores a las pérdidas que representa el núcleo.

Las pérdidas técnicas en el alimentador 17G bordean el 5% con respecto a la energía ingresada a la red en donde los valores más representativos vienen dados por las pérdidas en el núcleo de transformadores que representan alrededor del 1,8% de la energía ingresada a la red y en el conductor que compone el alimentador representa valores cercanos al 1,4%, si bien no son valores muy altos podrían ser tomando en cuenta al momento de planificar acciones que permitan reducir los índices de pérdidas.

Generar nuevas alternativas para realizar el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución, es importante ya que brinda a las empresas distribuidoras la opción de escoger la metodología más acorde a su nivel de recursos, las fuentes de datos disponibles y al grado de dificultad que estos procesos pueden implicar para su realización.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Corporación eléctrica del Ecuador CELEC EP, «Glosario de términos sistema eléctrico ecuatoriano,» 14 01 2010. [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf.
- [2] Empresa Electrica Quito, Normas para sistemas de distribución Parte A, Quito, 2014.
- [3] S. Castaño, Distribución de energía eléctrica, Manizales, 2004.
- [4] J. Navani, N. Sharma y S. Sapra, «Technical and Non-Technical Losses in Power System in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy,» 2012.
- [5] T. Wildi, Maquinas eléctricas y sistemas de potencia, Mexico: PEARSON EDUCACIÓN, 2007.
- [6] M. Poveda, «A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads,» de *1999 IEEE transmission and distribution conference*, New Orleans, 1999.
- [7] Olade-EEQ, «Proyecto Cálculo De Pérdidas Técnicas En El Sistema De Distribución,» Quito, 2009.
- [8] J. Stanley, Estimating Kwh Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems, USA, 1957.
- [9] EEQ, Calculo De Consumo De Alumbrado Publico Documento PL.DPF.710.IN.06, Quito.
- [10] EEQ, INSTRUCTIVO PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN, Quito, 2016.
- [11] Environmental Systems Research Institute, Inc., «ArcMap,» 2016. [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/main/map/what-is-arcmap-.htm>. [Último acceso: 2017].

- [12] Environmental Systems Research Institute, Inc., «Fusionar (Merge),» 2017. [En línea]. Available: <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/tool-reference/data-management/merge.htm>. [Último acceso: 2017].
- [13] EEQ, Instructivo Para El Cálculo De La Energía Disponible, Índice Sectorizado De Pérdidas Y Balance De Energía En Redes De Distribución, Quito, 2016.
- [14] Westinghouse Electric Corporation. Electric Utility Engineering Dept, Electric Utility Engineering Reference Book Volumen 3, East Pittsburgh , 1965.
- [15] C. Aillón, Desarrollo de la metodología EEQ S.A. para el cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, y aplicación al primario 04D de la subestación Chimbacalle, Quito, 2010.
- [16] C. Pérez, Zonificación del Mercado de Consumo Eléctrico de la Empresa Eléctrica Guayaquil mediante Técnica Jerárquica de Conglomerados (TJC), Quito, 2013.
- [17] L. A. GALLEGO, A. FRANCISQUINI, O. GÓMEZ y A. PADILHA, Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución., Pereira, 2007.

8 ANEXOS

ANEXO I. Ejemplo de cálculo de demanda máxima para un grupo menor a 5 usuarios.

ANEXO II. Demandas máximas alimentadores EEQ para agosto del 2017.

ANEXO III. Pérdidas características en transformadores.

ANEXO IV. Factores de pérdidas Transformadores.

ANEXO V. Factores de pérdidas en acometidas.

ANEXO VI. Tabla de conductores de acometidas.

ANEXO VII. Acometidas comerciales de la EEQ.

ANEXO VIII. Curvas de carga diaria típicas en PU por estrato de consumo.

ANEXO IX. Registros de carga transformadores empleados para la obtención curvas Típicas.

ANEXO X. Resultados empleando la aplicación computacional con la metodología de la EEQ.

ANEXO XI. Resultados empleando la aplicación computacional con la metodología Propuesta.

ANEXO XII. Instructivos de las aplicaciones que emplean la metodología EEQ.

ANEXO XIII. Instructivos de las aplicaciones que emplean la metodología propuesta.