



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA

## TESIS DE GRADO

### TEMA:

**"ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS  
ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA  
DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA  
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A"**

Línea de Investigación

Tesis presentada previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos  
De Potencia

### **Autores:**

Ashqui Guambi Freddy Gustavo

Sánchez Villacis Alex Rodrigo

### **Director:**

Ing. Quispe Toapanta Vicente Javier

### **Asesor Metodológico**

Leda.Msc. Susana Pallasco

**LATAACUNGA – ECUADOR**

**Enero 2015**





## FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes:

- FREDDY GUSTAVO ASHQUI GUAMBI
- ALEX RODRIGO SÁNCHEZ VILLACIS

Con la tesis, cuyo título es: "**ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A**"

Han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúnen los méritos suficientes para ser sometidos al **Acto de Defensa de Tesis** en la fecha y hora señalada.


Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 19 enero del 2015.

Para constancia firman:

  
Ing. Xavier Proaño  
**PRESIDENTE**

  
Dr. Galo Terán  
**MIEMBRO**

  
Ing. Ángel León  
**OPOSITOR**

  
Ing. Vicente Quispe  
**DIRECTOR**



## AUTORIA

Nosotros, Freddy Gustavo Ashqui Guambi, con C.I. 150069484-7 y Alex Rodrigo Sánchez Villacis, con C.I. 150096766-4, Egresados de la carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas perteneciente a la Universidad Técnica de Cotopaxi, declaramos que los resultados obtenidos en el presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia son originales, auténticos y personales.

En tal virtud declaramos que el contenido, las conclusiones y los efectos legales y académicos que se desprenden del trabajo propuesto son de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor.

.....  
Ashqui Guambi Freddy Gustavo  
C.I: 150069484-7

.....  
Sánchez Villacis Alex Rodrigo  
C.I: 150096766-4



## AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS

### HONORABLE CONSEJO ACADÉMICO DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI.

De mi consideración:

Cumpliendo con lo estipulado en el Reglamento del Curso Profesional de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Capítulo V, (Art. 9 literal f), me permito informar que los postulantes Freddy Gustavo Ashqui Guambi, con C.I. 150069484-7 y Alex Rodrigo Sánchez Villacis, con C.I. 150096766-4, Egresados de la carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, han desarrollado su Tesis de Grado de acuerdo al planteamiento formulado en el Anteproyecto de Tesis con el tema: **"ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A"**, cumpliendo sus objetivos respectivos.

En virtud de lo antes expuesto, considero que la presente Tesis de Grado se encuentra habilitada para presentarse al acto de defensa.

Latacunga, 19 de enero del 2015

.....  
Ing.Elec. QUISPE TOAPANTA VICENTE JAVIER  
C.I. 050291801-4  
**DIRECTOR DE TESIS**



## AVAL DEL ASESOR METODOLÓGICO

### HONORABLE CONSEJO ACADÉMICO DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI.

De mi consideración:

Cumpliendo con lo estipulado en el Reglamento del Curso Profesional de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Capítulo V, (Art. 9 literal f), me permito informar que los postulantes Freddy Gustavo Ashqui Guambi, con C.I. 150069484-7 y Alex Rodrigo Sánchez Villacis, con C.I. 150096766-4, Egresados de la carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, han desarrollado su Tesis de Grado de acuerdo al planteamiento formulado en el Anteproyecto de Tesis con el tema: **"ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A"**, cumpliendo sus objetivos respectivos.

En virtud de lo antes expuesto, considero que la presente Tesis de Grado se encuentra habilitada para presentarse al acto de defensa.

Latacunga, 19 de enero del 2015

.....  
Lcda.Msc. PALLASCO VENEGAS MIRIAN SUSANA  
C.I. 050186287-4

**ASESOR METODOLÓGICO DE TESIS**



# EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

*Trabajando con energía..!*

A petición de los interesados, en calidad de Director del Departamento Zona Oriental Napo de Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.,

## CERTIFICO

QUE, los señores Egresados: Freddy Gustavo Ashqui Guambi, con C.I. 150069484-7 y Alex Rodrigo Sánchez Villacis, con C.I. 150096766-4, realizaron la Tesis con el tema: **"ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A"** bajo la supervisión y coordinación de la Dirección Departamental.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los interesados hacer uso del presente documento en el trámite que estimen conveniente.

Tena, noviembre 27 de 2014

Lo Certifico,



Ing. Eléc. Nelson Muso D.  
DIRECTOR DEPARTAMENTO ZONA ORIENTAL NAPO  
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO RCN S.A.

## **AGRADECIMIENTOS**

Ante todo agradecemos a Dios por habernos dado la oportunidad de poder seguir hacia adelante y haber logrado llegar a estas instancias.

A nuestras familias por darnos siempre ese apoyo incondicional para continuar y culminar las metas que nos hemos propuesto.

A nuestro director de Tesis, Ing. Vicente Quispe, quien nos guio y siempre supo estar ahí para brindarnos de sus conocimientos para la realización de este proyecto.

A los ingenieros Nelson Muso, Víctor Uyaguari y Darío Muyulema por haber aceptado desinteresadamente guiarnos en este proyecto, por su paciencia, amabilidad y conocimientos impartidos.

A la "**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**", por habernos brindado la oportunidad de continuar con nuestros estudios. Al personal Docente y Administrativo quienes con sus conocimientos y apoyo nos impulsaron para llegar a la meta propuesta.

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto de investigación lo dedico a mi familia ya que siempre me he sentido maravillado por la familia que tengo, se han preocupado de mí desde el momento en que llegué a este mundo, me han formado para saber cómo luchar y salir victorioso ante las diversas adversidades de la vida.

Muchos años después, sus enseñanzas no cesan, y aquí estoy, con un nuevo logro exitosamente conseguido, mi proyecto de tesis.

Quiero darles las gracias por todo, no me alcanzan las palabras para expresar el orgullo y lo bien que me siento de ser parte de una familia tan asombrosa.

*Freddy Gustavo Ashqui Guambi*

## DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación lo dedico en primer lugar a dios, ya que por su infinita bondad me ha permitido estar aquí logrando una meta más en mi vida, a mis padres Héctor Sánchez y María Villacis que me dieron la vida, por sus ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan y que con sus valores me forjaron para ser un hombre de bien.

A mi familia y amigos que siempre han sido un apoyo esencial en este caminar, ya que de uno u otra manera hicieron que este sacrificio se pueda cristalizar y lograr que esta meta sea posible.

*“Para triunfar en la vida no es importante llegar primero, simplemente hay que llegar levantándose cada vez que se cae en el camino.”*

*Alex Rodrigo Sánchez Villacis*

## ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	PÁGINA
Portada.....	i
Formulario de la aprobación del tribunal de grado .....	ii
Autoría.....	iii
Aval del director de tesis .....	iv
Aval del asesor metodológico.....	v
Certificación de la empresa.....	vi
Agradecimientos.....	vii
Dedicatoria.....	viii
Dedicatoria.....	xix
Índice general.....	x
Índice de gráficos.....	xiv
Índice de tablas.....	xv
Resumen.....	xvii
Abstract.....	xviii
Aval de traducción.....	xix
Introducción .....	xx

### CAPÍTULO I

1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	
1.1 Aspectos Generales.....	1
1.2 Introducción.....	1
1.3 Elementos de un sistema de distribución.....	2
1.3.1 Subestación de distribución.....	2
1.3.2 Sistema de distribución primario.....	2
1.3.3 Transformador de distribución .....	3
1.3.4 Red secundaria de distribución.....	3
1.3.5 Red de alumbrado público.....	4
1.3.6 Acometidas.....	4
1.3.7 Medidores de energía .....	4
1.4 Pérdidas en el sistema de distribución.....	4
1.5 Clasificación de las pérdidas de energía.....	5
1.5.1 Pérdidas técnicas.....	5
1.5.2 Pérdidas no técnicas.....	7
1.6 Aspectos que inciden en las pérdidas no técnicas.....	8
1.6.1 Pérdidas independientes de la carga.....	9
1.6.2 Pérdidas dependientes de la carga.....	9
1.7 Diferencias entre las pérdidas técnicas y no técnicas.....	10
1.8 Normas y reglamentos utilizados para la reducción de pérdidas.....	11
1.9 Descripción de conceptos empleados para la determinación de pérdidas técnicas del sistema de distribución.....	13
1.9.1 Demanda.....	13

1.9.2	Factor de demanda.....	13
1.9.3	Demanda máxima .....	13
1.9.4	Carga instalada.....	14
1.9.5	Capacidad instalada.....	14
1.9.6	Curva de carga.....	14
1.9.7	Factor de carga.....	14
1.9.8	Factor de pérdidas.....	15
1.9.9	Factor de potencia.....	15
1.9.10	Factor de diversidad.....	15
1.9.11	Factor de utilización.....	16
1.9.12	Factor de coincidencia.....	16
1.9.13	Programas computacionales utilizados.....	16
1.10	Cymdist.....	17
1.11	Descripción de la metodología empleada para el cálculo de las pérdidas técnicas de potencia y energía de cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución.....	18
1.11.1	Pérdidas de potencia en la red primaria.....	18
1.11.2	Pérdidas de energía en la red primaria.....	20
1.11.3	Pérdidas en los transformadores de distribución.....	21
1.11.3.1	Pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores de distribución...21	
1.11.3.2	Pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores de distribución ...22	
1.11.3.3	Pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores de distribución.....	22
1.11.3.4	Pérdidas de energía en los devanados de los transformadores de distribución.....	26
1.11.4	Pérdidas de potencia en las redes secundarias de distribución.....	28
1.11.4.1	Muestreo aleatorio simple.....	29
1.11.5	Pérdidas de energía en las redes secundarias .....	31
1.11.6	Pérdidas de potencia en acometidas.....	33
1.11.7	Pérdidas de energía en acometidas.....	36
1.11.8	Pérdidas de potencia en medidores.....	37
1.11.9	Pérdidas de energía en medidores.....	39
1.11.10	Pérdidas de potencia en alumbrado público .....	39
1.11.11	Pérdidas de energía en alumbrado público .....	41

## CAPÍTULO II

2.	PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	
2.1	Introducción.....	42
2.2	Reseña Histórica.....	43
2.3	Área de Concesión.....	43
2.4	Descripción de la S/E Tena.....	44
2.5	Diseño Metodológico.....	45
2.5.1	Metodología.....	45
2.5.2	Métodos de investigación.....	46
2.5.3	Tipos de investigación.....	46
2.5.4	Las Técnicas.....	47

2.5.5	Instrumentos.....	48
2.5.6	Hipótesis.....	48
2.5.7	Operacionalización de variables.....	48
2.6	Pérdidas técnicas en el alimentador Archidona asociado a la S/E Tena.....	49
2.6.2	Pérdidas de energía en la red primaria.....	51
2.6.3	Pérdidas de potencia y energía en el núcleo de los transformadores de distribución.....	51
2.6.4	Pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores de distribución.....	52
2.6.5	Pérdidas de energía en los devanados de los transformadores de distribución.....	57
2.6.6	Pérdidas de potencia en redes secundarias.....	61
2.6.7	Pérdidas de energía en redes secundarias.....	64
2.6.8	Pérdidas de potencia en acometidas.....	69
2.6.9	Pérdidas de energía en acometidas.....	72
2.6.10	Pérdidas de potencia y energía en contadores de energía.....	75
2.6.11	Pérdidas de potencia y energía en alumbrado público.....	76
2.7	Pérdidas técnicas en cada etapa funcional de los alimentadores asociados a la S/E Tena.....	77
2.8	Pérdidas técnicas totales de energía del sistema de distribución de la S/E Tena.....	77
2.9	Balance global de energía del sistema de distribución de la S/E Tena.....	82
2.9.1	Energía suministrada.....	82
2.9.2	Energía registrada.....	82
2.9.3	Energía de pérdidas.....	82
2.9.4	Pérdidas técnicas.....	83
2.9.5	Pérdidas no técnicas.....	83

### CAPÍTULO III

3.	PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR ARCHIDONA	
3.1	Presentación.....	86
3.2	Objetivos.....	87
3.2.1	Objetivo General.....	87
3.2.2	Objetivos Específicos.....	87
3.3	Alternativas para reducir el índice de pérdidas técnicas del alimentador Archidona.....	87
3.4	Propuestas.....	88
3.4.1	Balance de carga.....	88
3.4.2	Reubicación del transformador N° 1108 al centro de carga .....	90
3.4.3	Cambio del conductor de 2 a 1/0 AWG de la red secundaria del transformador N° 1108.....	95
3.5	Demostración de la reducción de pérdidas técnicas del alimentador Archidona aplicando la propuesta del balance de carga.....	98
3.6	Conclusiones.....	100
3.7	Recomendaciones.....	102

---

3.8	Bibliografia.....	104
-----	-------------------	-----

ANEXOS

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Nº GRÁFICO	PÁGINA
1.1	Clasificación de las pérdidas de energía.....5
1.2	Pérdidas técnicas.....6
1.3	Clasificación de las pérdidas no técnicas .....9
1.4	Clasificación de las pérdidas de energía .....10
1.5	Demanda diversificada de algunos equipamientos .....25
1.6	Factores de pérdidas según los estratos de consumos .....27
2.1	Diagrama unifilar de la S/E Tena .....45
2.2	Modelación del circuito secundario del transformador nº 248 de 25kVA, en el programa Cymdist .....62
2.3	Porcentaje de pérdidas técnicas de energía en cada componente, con relación a la energía suministrada a la S/E Tena .....79
2.4	Porcentaje de pérdidas técnica de energía en cada etapa funcional, respecto al total de pérdidas técnicas de energía obtenidas .....80
2.5	Porcentaje de pérdidas técnicas de energía de cada alimentador .....81
2.6	Distribución porcentual de pérdidas técnicas y no técnicas, obtenidas del balance global de energía del sistema de distribución de la S/E Tena.....85
3.1	Simulación de la red secundaria del transformador nº 1108, en condiciones iniciales .....91
3.2	Simulación de la red secundaria del transformador nº 1108 considerando la reubicación del centro de transformación .....92

## ÍNDICE DE TABLAS

N° TABLA	PÁGINA
1.1	Tolerancia de pérdidas de potencia en medidores de energía.....38
1.2	Pérdidas por tipo de luminaria.....40
2.1	Operacionalización de la variable independiente.....48
2.2	Operacionalización de la variable dependiente.....49
2.3	Pérdidas de potencia y energía en el núcleo de todos los transformadores del alimentador Archidona.....52
2.4	Factores de coincidencia para n número de usuarios .....53
2.5	Número de clientes promedio por transformador con red secundaria .....54
2.6	Pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores del alimentador Archidona .....57
2.7	Clasificación de los estratos en base a los consumos promedios .....58
2.8	Factores de pérdidas según el estrato de consumo .....59
2.9	Pérdidas totales de energía de los devanados de todos los transformadores del alimentador Archidona .....60
2.10	Porcentaje de pérdidas de potencia por nivel de consumo, respecto a la demanda máxima .....63
2.11	Factores de pérdidas empleado para los diferentes estratos de consumo.....67
2.12	Pérdidas totales de potencia y energía de todas las redes secundarias del alimentador Archidona .....68
2.13	Tipos de acometidas y resistencia del conductor [ $\Omega/\text{km}$ ].....70
2.14	Constante n dependiente del sistema, número de fases, y número de hilos....71
2.15	Factor de pérdidas para acometida residencial .....73
2.16	Pérdidas totales de potencia y energía de todas la acometidas del alimentador Archidona .....74
2.17	Pérdidas totales de potencia y energía de todos los medidores del alimentador Archidona .....75
2.18	Pérdidas totales de potencia y energía de todas las luminarias del alumbrado público del alimentador Archidona .....76

2.19	Composición de pérdidas técnicas de energía de las diferentes etapas funcionales pertenecientes a la S/E Tena .....	78
2.20	Porcentaje de pérdidas técnicas de energía de cada alimentador asociado a la S/E Tena .....	81
2.21	Balance global de energía del sistema de distribución de la S/E Tena .....	84
3.1	Resultados del balance de carga .....	88
3.2	Partida presupuestaria para el balance de carga .....	89
3.3	Resultados de pérdidas de potencia en los conductores de la red secundaria del transformador n° 1108, en condiciones iniciales .....	91
3.4	Resultados de pérdidas de potencia en los conductores de la red secundaria del transformador n° 1108, considerando la reubicación del centro de transformación .....	93
3.5	Presupuesto total para la reubicación del transformador N° 1108.....	94
3.6	Resultados de pérdidas potencia en las líneas de la red secundaria del transformador n° 1108, con el cambio del calibre de 2 a 1/0 AWG .....	95
3.7	Presupuesto total para cambio de conductor .....	96
3.8	Índices de pérdidas técnicas en condiciones actuales de la red .....	98
3.9	Índices de pérdidas técnicas considerando las propuestas planteadas al alimentador Archidona.....	99

## RESUMEN

El presente estudio tiene la finalidad de determinar las pérdidas técnicas en los diferentes componentes del sistema de distribución de la subestación Tena, de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., desde la cabecera de los alimentadores hasta los consumidores finales, para realizar este proyecto, se actualizó la topología de la red de los alimentadores así como también la red de bajo voltaje. Se tomó los registros de los medidores de calidad instalados en los centros de transformación y los del totalizador de la subestación Tena, a fin de determinar el comportamiento y estado actual de las redes, con la ayuda del software computacional Cymdist, se modeló y se simuló el funcionamiento de los alimentadores, permitiendo conocer que el diagnóstico actual de las redes, presentan condiciones normales de operación, en base a la metodología aplicada, se determinó que las pérdidas totales de energía eléctrica representan el 12,43 % del total de la energía suministrada, donde el 6,73 % corresponden a las pérdidas técnicas de energía eléctrica, y el 5,70 % a las pérdidas no técnicas de energía eléctrica. Por último, se analizaron los resultados y se realizó una evaluación técnica-económica de las alternativas propuestas; evidenciando que, el balance de carga, presenta una alternativa beneficiosa ante la reducción de las pérdidas técnicas de energía eléctrica del alimentador con mayor índice de pérdidas, para este caso el alimentador Archidona, todo esto con el fin de continuar con la gestión energética de la empresa y reducir las pérdidas técnicas totales de energía eléctrica. Este trabajo investigativo es presentado previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico en sistemas eléctricos de potencia realizado por: Freddy Gustavo Ashqui Guambi y Alex Rodrigo Sánchez Villacis en el mes de enero del 2015.

## **ABSTRACT**

The aim of this research is determine the technical losses in the different components of the distribution system in Tena substation, from Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., from the head supplies until the final energy consumers. During this project the topological net has been updated and the high voltage net too. The registers of quality flow meters installed over the processing centers and the totalizer of Tena substation have to determine the performance and the current status of networks, using the Cymdist computational software help, it was possible to model and simulate the operating supplies which allow diagnosing the current nets which show normal conditions in their operations, based in the applied methodology, it has been determined that the total energy losses represent 12,43% from the total provided energy, where the 6,73% belongs to the technical losses in electric energy and 5,70 non-technical losses of electric energy. Finally the results were analyzed and an economic technical evaluation of proposed alternatives was conducted, showing that load balancing present a practical alternative for the reduction in the technical energy losses specially in the supply with the most losses rate, in this case the Archidona feeder is useful to continue with the company energetic management and decrease the total technical losses of electric energy. This research work is submitted in order to get the Electrical Engineering degree in electrical power systems, made by: Freddy Gustavo Ashqui Guambi and Alex Rodrigo Sanchez Villacis in January 2015.



Universidad  
Técnica de  
Cotopaxi

## CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

### AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **ASHQUI GUAMBI FREDDY GUSTAVO** , Y **SÁNCHEZ VILLACIS ALEX RODRIGO** cuyo título versa "**ANALIZAR LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN TENA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LAS REDES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A**", lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, 19 de Enero del 2015

Atentamente,

.....  
Lic. Marco Paul Beltrán Semblantes  
**DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS**  
C.I. 050266651-4

## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica que nos entregan las empresas eléctricas distribuidoras en sus diferentes aéreas de concesión, deben ser de calidad y confiable, en lo que se refiere a factores como continuidad del servicio, nivel de voltaje dentro de los parámetros correctos, es por esta y otras razones que las empresas deben conocer sus índices de pérdidas en cada etapa funcional, para conocer su situación actual y plantear soluciones para que esta energía sea aprovechada y no represente en pérdidas para la misma.

El presente trabajo de investigación muestra una correcta fundamentación teórica sustentada por la investigación de campo, y la necesidad de proponer alternativas para la reducción de pérdidas técnicas de energía eléctrica.

Para llevar a cabo el proyecto y cumplir con el objetivo fundamental, se desarrollan los siguientes capítulos:

El capítulo 1 detalla la fundamentación teórica en la cual se respalda el estudio y la metodología utilizada para el cálculo de pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos.

El capítulo 2 presenta una breve descripción del sistema de distribución en estudio y los cálculos y resultados obtenidos de pérdidas técnicas en las diferentes etapas funcionales de los alimentadores de la subestación Tena.

El capítulo 3 muestra la alternativa más viable para la reducción de pérdidas técnicas del alimentador que presentó mayores índices de pérdidas técnicas, y presenta las principales conclusiones y recomendaciones del proyecto realizado.

En los anexos se presenta la información técnica del sistema de distribución de la subestación Tena, normas y resumen de fórmulas utilizadas así como cálculos y resultados del estudio de pérdidas técnicas.

# CAPÍTULO I

## FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

### *1.1 Aspectos Generales*

### *1.2 Introducción*

Las pérdidas de energía eléctrica dentro del sector eléctrico, juegan un papel preponderante que se refleja en la rentabilidad de las empresas distribuidoras; razón por la cual, se vienen desarrollando distintos proyectos para la reducción de las mismas. Las pérdidas de energía eléctrica se encuentran plenamente identificadas en Pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

La tendencia de las pérdidas de energía eléctrica y sus proyecciones, ponen de manifiesto la problemática y el dilema por el que atraviesan las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica del país, principalmente las empresas distribuidoras de la región Costa que representan los mayores porcentajes de las pérdidas totales de energía eléctrica a nivel nacional, este particular se puede atribuir por su aspecto socio-cultural, y además que se encuentran enfocadas a la atención del crecimiento de su demanda.

Los sistemas de distribución son dinámicos, sufren continuos y rápidos cambios en su configuración y en la demanda, razón por la cual una adecuada planificación es muy



importante, de manera que se puedan adecuar con los menores cambios posibles a los nuevos requerimientos del aumento de la población y el desarrollo.

Se debe señalar que en pocas empresas distribuidoras del país, se ha venido observando una disminución en su indicador de pérdidas, esto se debe gracias a cambios profundos de procedimientos de índole operativo, comercial y gerencial.

En este sentido, las empresas distribuidoras como parte de un sector estratégico para el desarrollo de nuestro país, se les presenta la necesidad de buscar soluciones para reducir las pérdidas de energía, con la finalidad de evitar posibles crisis financieras y tendencias negativas por su propia gestión funcional y continuar brindando un adecuado suministro de energía eléctrica a los consumidores.

### ***1.3 Elementos de un sistema de distribución***

#### ***1.3.1 Subestación de distribución***

De acuerdo con **CONELEC Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano**, 2011. Menciona que:

“Las subestaciones de distribución son aquellas que transforman la energía eléctrica para bajar el voltaje de 46 kV o 138 kV que es el voltaje de las líneas de transmisión, a 26 kV, 13,8kV o 6 kV que es el voltaje de las líneas de distribución. Además de distribuir la energía a áreas de abastecimiento específicas”.

#### ***1.3.2 Sistema de distribución primario***

De acuerdo con **SHORT Tom, 2004** menciona que:

"Sistema de distribución primario conforma los circuitos fuera de la subestación. El principal alimentador es la columna vertebral de tres fases del circuito, que a menudo se llama la línea principal. La línea principal es normalmente un conductor modestamente grande tal como un conductor de aluminio de 500 o de 750 kemil. A

menudo diseñan el principal alimentador para 400 A y en la que se acepta una calificación de emergencia de 600 A. La ramificación de la red eléctrica son uno o más laterales, que también se llaman grifos, lateral, o ramales. Estos laterales pueden ser de una sola fase, dos fases o de tres fases. Los laterales normalmente tienen fusibles para separarlas desde la línea principal.

Las redes primarias de distribución más comunes son de cuatro hilos, multiaterrizados y tres hilos sin neutro. Las mayores configuraciones de los sistemas de distribución pertenecen a configuraciones radiales."

### ***1.3.3 Transformador de distribución***

De acuerdo con **AVELINO PÉREZ Pedro, 2001** menciona que:

"Transformador de distribución es un elemento muy importante en la red de distribución y son aquellos que reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo".

### ***1.3.4 Red secundaria de distribución***

De acuerdo con **MAYORGA BARRIGA Klever, 2012** menciona que:

"Red secundaria de distribución es un conjunto de conductores que parten de los bornes del secundario del transformador de distribución al nivel de voltaje de utilización, recorren las calles y caminos en donde se encuentran las cargas, se enlazan a los clientes comerciales y residenciales mediante las acometidas. También pueden ser aéreos o subterráneos. El nivel de voltaje al cual operan las redes secundarias se encuentra entre los 120 a 240 voltios.

Es importante tener en consideración que en los circuitos secundarios se destina alrededor del 45% de la inversión total que se hace en el sistema de distribución, mientras que en la S/E de distribución se invierte un 15%, en los alimentadores primarios el 15% y en los transformadores de distribución el 25%."

### ***1.3.5 Red de alumbrado público***

De acuerdo con **MAYORGA BARRIGA Klever, 2012** menciona que:

“Red de alumbrado público es un conjunto de conductores, estructuras de montaje y luminarias, utilizados para la iluminación de las calles, avenidas, carreteras, parques, etc.”

### ***1.3.6 Acometidas***

De acuerdo con **CONELEC Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2011**. Menciona que:

Ramal de la instalación eléctrica que conecta la red de distribución de la empresa y la caja general de protección. Una acometida eléctrica, está conformada por los siguientes componentes: Punto de alimentación, conductores, ductos, tablero general de acometidas, interruptor general, armario de medidores.

### ***1.3.7 Medidores de energía***

De acuerdo con **MAYORGA BARRIGA Klever, 2012** menciona que:

Medidores de energía son un equipo de funcionamiento electromecánico o electrónico, que se utiliza para medir la energía suministrada al cliente.

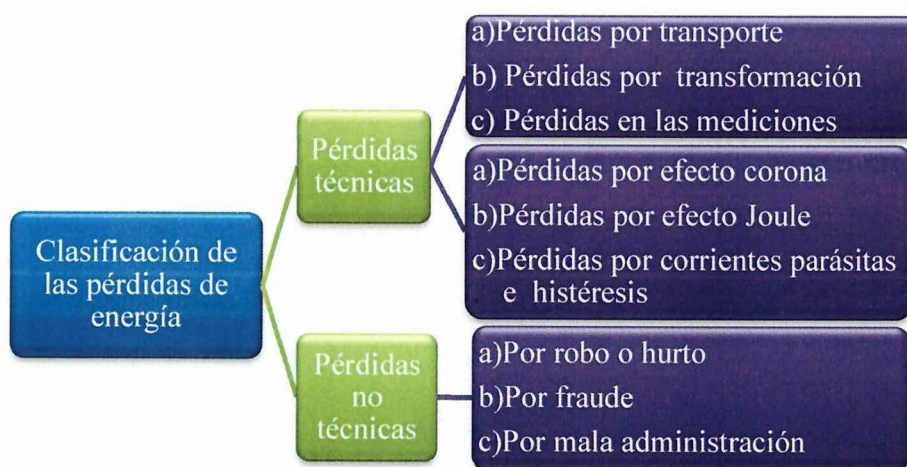
## ***1.4 Pérdidas en el sistema de distribución***

Las pérdidas en los sistemas de distribución representan la diferencia entre el valor medido de la energía suministrada al sistema de distribución en un intervalo de tiempo determinado, y la suma de la medida de consumos en el mismo intervalo, estos valores son registrados para uso facturable a los usuarios.

## 1.5 Clasificación de las pérdidas de energía

Las pérdidas de energía se clasifican según su origen y su variación en función de ciertos parámetros. En el *gráfico 1.1*, se hace mención de los fenómenos más relevantes.

**Gráfico 1.1;** CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA



**Fuente:** MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011.

**Por su origen**

### 1.5.1 Pérdidas técnicas

De acuerdo con MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011 menciona que:

"Se conoce como pérdidas técnicas aquellas que ocurren naturalmente, por la energía disipada debido a fenómenos físicos, que se originan por las causas internas al sistema de energía, y consiste principalmente en la disipación de la energía en componentes del sistema eléctrico tales como líneas de transmisión y distribución, transformadores de energía, medidores, etc".

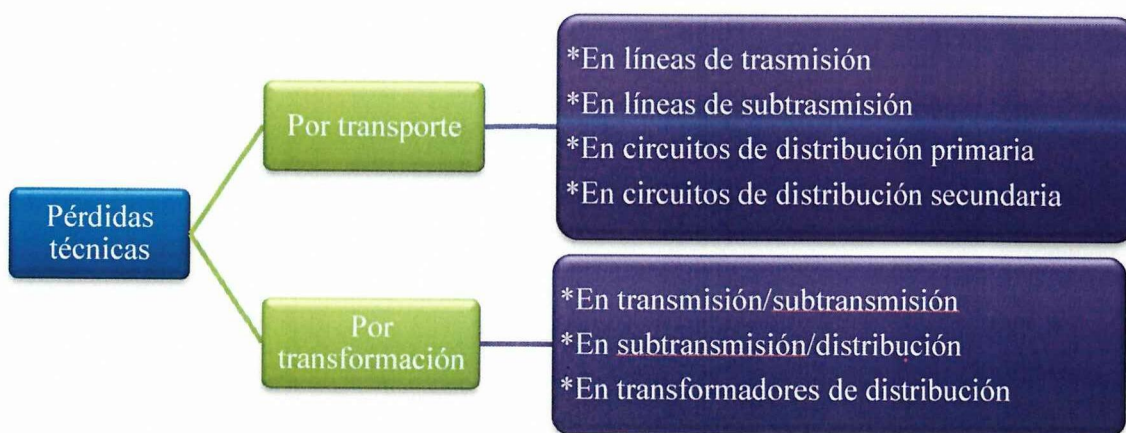
Las pérdidas técnicas se subdividen:

Por el tipo de pérdidas:

Origina y obedece al proceso del funcionamiento del sistema donde se originan las pérdidas, así tenemos:

- a) Pérdidas por transporte: Se originan por la circulación de corriente por los conductores y redes de transporte de energía en los diferentes subsistemas.
- b) Pérdidas por transformación: Se origina en los centros de transformación.
- c) Pérdidas en las mediciones: Originadas en los equipos y dispositivos usados para realizar las mediciones. "

**Gráfico 1.2; PÉRDIDAS TÉCNICAS**



**Fuente:** MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011.

#### **Clasificación de las pérdidas técnicas según su causa:**

Se agrupan de acuerdo a tres causas:

- a) Pérdidas por efecto Corona.
- b) Pérdidas por efecto Joule.

c) Pérdidas por corrientes parasitas e histéresis.

### ***1.5.2 Pérdidas no técnicas***

De acuerdo con **MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011** menciona que:

“Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, son causadas por las acciones externas al sistema de energía, o causadas por las cargas y las condiciones que el computo técnico de las pérdidas de energía eléctrica no pudo considerar, las pérdidas no técnicas de energía eléctrica para cálculo se las determina de la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas determinadas para el mismo. Clasificación de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica considerando su origen:

- Por hurto y fraude
- Por mala administración
- Zonas conflictivas

Por hurto o robo son provocadas por usuarios que toman energía de las redes en forma directa, convirtiéndose en cargas no registradas.

Por fraude son provocadas por clientes que manipulan el equipo de medición logrando un registro erróneo de consumo.

Por mala administración se deben al proceder incorrecto de la facturación para el pago del consumo de energía, originadas por parte de la gestión comercial y administrativa de la empresa distribuidora. Estas son:

- Errores de lectura.
- Clientes sin identificación comercial.
- Falta de registro de los consumos propios.

- Retraso de la facturación.
- Errores de los factores de multiplicación de equipos de medición.
- Equipos de medición obsoletos.
- Suspensiones erróneas, etc.

Zonas conflictivas.- Son las pérdidas que se originan por la conexión de cargas considerables en sitios que socialmente salen del control de la empresa distribución."

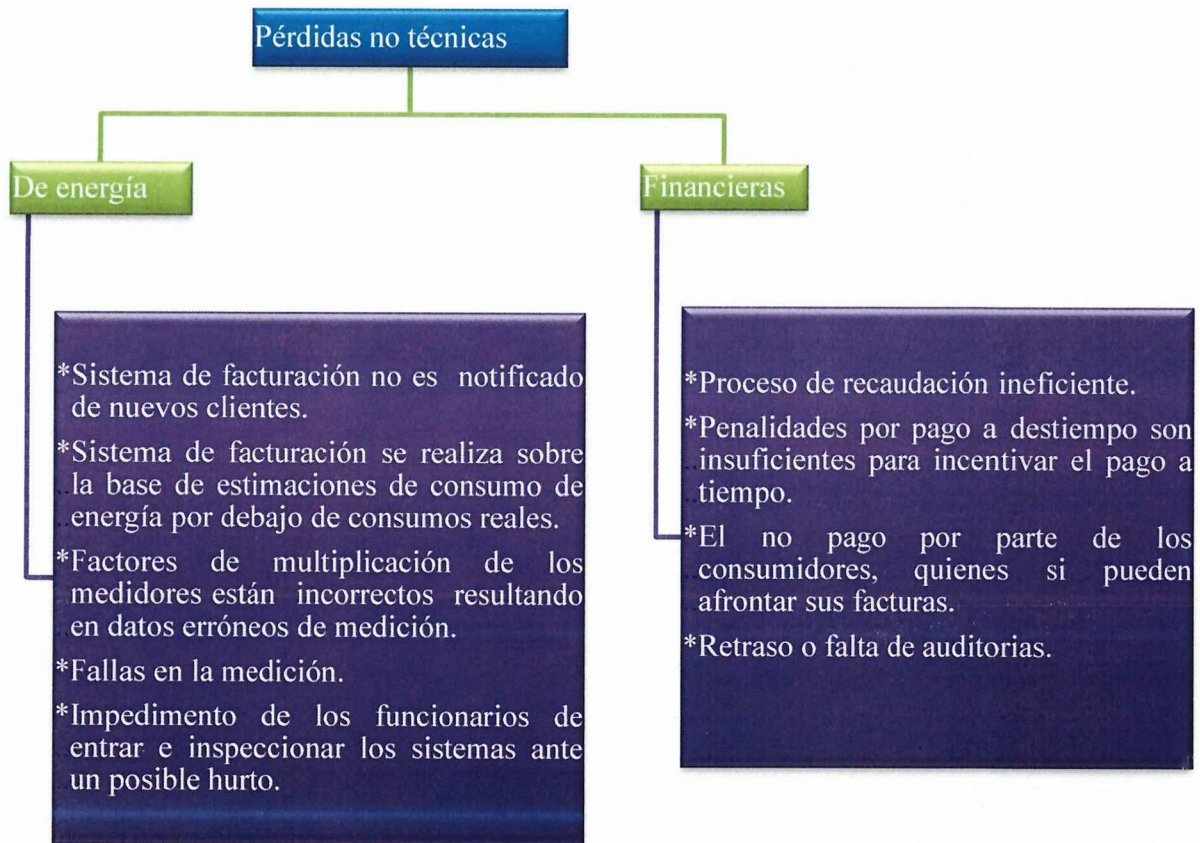
### ***1.6 Aspectos que inciden en las pérdidas no técnicas***

De acuerdo con **MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011** menciona que:

"Sin priorizar orden se presentan aspectos que originan este tipo de pérdidas:

- La idiosincrasia de la gente ha provocado una cadena incontrolable del hurto de energía, equívocamente aduciendo que es un derecho hacerlo.
- Entorno socio económico desfavorable, provoca a los usuarios la imposibilidad del pago normal de las facturas y en muchos casos originando una apropiación ilícita de energía.
- Apreciación predictiva de bajo riesgo de sanción (impunidad)
- El no cumplimiento con los programas de reducción de pérdidas, por falta de recursos financieros y humanos para implementar proyectos.
- El desplazamiento de estos programas, por otros de mayor beneficio a corto plazo, ya que dichos programas no reflejan beneficios visibles.
- Obsolescencia de las instalaciones, ha permitido la agudización de este problema ya que facilita al usuario la manipulación sobre las redes de distribución y la medición".

**Gráfico 1.3; CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**



**Fuente:** MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011.

### **Por su dependencia de carga**

#### ***1.6.1 Pérdidas independientes de la carga***

No dependen de la variación de la demanda, considerándoles como estables.

- Pérdidas por efecto Corona.
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

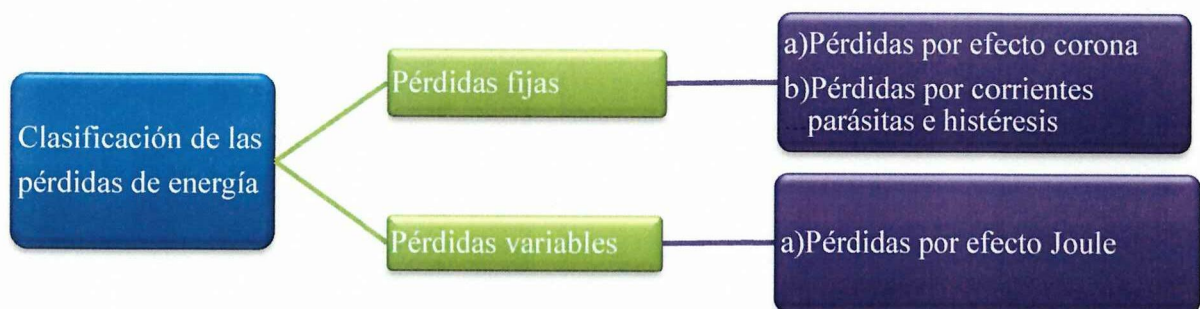
#### ***1.6.2 Pérdidas dependientes de la carga***

Son originadas por la variación de la demanda, así tenemos:

a) Pérdidas por efecto Joule.

### Clasificación de las pérdidas según su dependencia de la carga

**Gráfico 1.4;** CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA



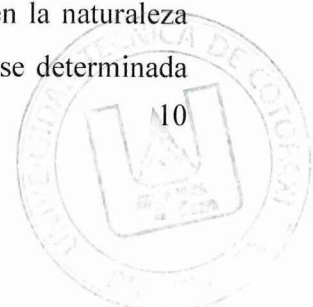
**Fuente:** MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011.

### *1.7 Diferencias entre las pérdidas técnicas y no técnicas*

De acuerdo con MUYULEMA MASAQUIZA Jimmy Paúl, 2011 menciona que:

"Entre las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas se tiene una diferencia fundamental como se expone a continuación. Las pérdidas técnicas constituyen un verdadero índice de pérdidas de energía desde el punto de vista físico; que constituye la energía que se disipa por los componentes que transportan y transforman energía, misma que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla representa un beneficio para la empresa.

Las pérdidas no técnicas por otra parte representa la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero que no es considerada en la facturación de energía por la cual no se recibe pago alguno. Las pérdidas técnicas son cuantificables por componente, su porcentaje es determinable mediante registros de demanda basados en la naturaleza de las pérdidas, mientras que el porcentaje de pérdidas no técnicas se determina



por diferencia entre la energía entregada y las pérdidas técnicas, pero su causa es impredecibles. "

### ***1.8 Normas y reglamentos utilizados para la reducción de pérdidas***

De acuerdo con **CONELEC** *Codificación del reglamento de Tarifas Eléctricas Decreto ejecutivo N° 2713, R.O N° 598 de 17 de junio de 2002* menciona que:

“Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE y por el distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnico y económico que le sean presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, el CONELEC, entidad que considerará dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas”.

De acuerdo con **CONELEC**. *Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022*. Quito, 2013 menciona que:

"Este plan emite las siguientes recomendaciones que deben tomar en cuenta las empresas de distribución para reducir las pérdidas de energía, considerando la relación beneficio/costo:

Usar transformadores y equipos más eficientes; Instalar condensadores para compensar cargas reactivas;

Instalar sistemas de medida modernos en subestaciones, alimentadores y otros puntos del sistema, para identificar los subsistemas con mayores pérdidas;

Utilizar programas informáticos para optimizar las ampliaciones, cambios, mejoras y operación de los sistemas de distribución; así como los procesos de registro de clientes, lectura, facturación y control de robos de energía;

Realizar campañas de educación y publicidad, para difundir los derechos y obligaciones de los distribuidores y los clientes.

Priorizar la aplicación de acciones legales para evitar el robo de la energía.

Tomar las medidas técnicas y comerciales necesarias, para que cada uno de los elementos de los sistemas de distribución, sea operado y mejorado técnica y económicamente."

De acuerdo con **OLADE**, *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de Pérdidas Eléctricas*, 1993 menciona que:

En un sistema eléctrico las pérdidas técnicas corresponden a las características físicas de los diferentes componentes que conforman un sistema, un sistema de distribución no debe sobrepasar el 4% de pérdidas técnicas y en casos extremos, como en la costa, pueden ser del orden de un 7%.

## ***1.9 Descripción de conceptos empleados para la determinación de pérdidas técnicas del sistema de distribución***

### ***1.9.1 Demanda***

De acuerdo con **SHORT Tom**. *Electric Power Distribution Handbook*. Segunda edición. Washington, D.C.: CRC PRESS, 2004. pág. 44, 0-8493-1791-6. menciona que:

Demanda es el promedio de carga durante un período de tiempo especificado, a menudo 15, 20, o 30 min. La demanda puede ser utilizado para caracterizar poder real, potencia reactiva, potencia total, o la corriente. La demanda máxima durante algún período de tiempo es la forma en que las utilidades más comunes cuantificar de un circuito carga.

### ***1.9.2 Factor de demanda***

De acuerdo con **RAMIREZ CASTAÑO Samuel**, 2004 menciona que:

“El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima de un sistema, para la carga total conectada del sistema. Es un número adimensional, suele ser menor que la unidad y será unitario cuando durante el intervalo todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales”.

### ***1.9.3 Demanda máxima***

De acuerdo con **CONELEC Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano**, 2011 menciona que:

“Es la potencia máxima requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido”.

#### ***1.9.4 Carga instalada***

De acuerdo con **CONELEC Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2011** menciona que:

“Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación. Esta carga instalada la describe el consumidor en su solicitud para el servicio de suministro de electricidad”.

#### ***1.9.5 Capacidad instalada***

De acuerdo con **CEVALLOS BOADA Santiago Raúl y AGUAISA SÁNCHEZ, Jonathan Juan Carlos, 2012** menciona que:

“Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores) instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema”.

#### ***1.9.6 Curva de carga***

De acuerdo con **CEVALLOS BOADA Santiago Raúl y AGUAISA SÁNCHEZ Jonathan Juan Carlos, 2012** menciona que:

“Es una representación gráfica, que se obtiene de los intervalos de registros de demanda eléctrica para un tiempo determinado. Cada tipo de usuario representa un tipo de curva, ya que estas representan características especiales de los mismos”.

#### ***1.9.7 Factor de carga***

De acuerdo con **SHORT Tom, 2004**. Menciona que:

"El factor de carga es la proporción de la carga media sobre la carga pico. Carga pico es normalmente la demanda máxima, pero puede ser el pico instantáneo. El factor de carga es entre cero y uno.

Un factor de carga cerca de 1,0 indica que la carga se ejecuta casi constantemente. Un bajo factor carga indica una carga más ampliamente variable. Desde el punto de utilidad de vista, es mejor tener factores de carga altos. El factor de carga se encuentra normalmente de la energía total utilizada (kilovatios-hora)."

### ***1.9.8 Factor de pérdidas***

De acuerdo con **CEVALLOS BOADA Santiago Raúl y AGUAISA SÁNCHEZ Jonathan Juan Carlos, 2012** menciona que:

“Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado.

El factor de pérdidas también puede definirse en la curva de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado”.

### ***1.9.9 Factor de potencia***

De acuerdo con **RAMIREZ CASTAÑO Samuel, 2004** menciona que:

"Se define básicamente como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA), cuando se aplica a circuitos polifásicos en que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceadas, si el circuito se analiza por fase, el factor de potencia esta dado de la siguiente manera:  $fp = \cos(\theta)$ , donde  $\theta$  es el ángulo de atraso de la corriente con respecto al voltaje en la carga. "

### ***1.9.10 Factor de diversidad***

De acuerdo con **RAMIREZ CASTAÑO Samuel, 2004** menciona que:

"Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del grupo de cargas. Sirve para medir la diversidad entre las demandas.

El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico de distribución.

El factor de diversidad en la mayoría de los casos es mayor que la unidad, se usa para determinar la demanda máxima resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos. "

#### ***1.9.11 Factor de utilización***

De acuerdo con **RAMIREZ CASTAÑO Samuel, 2004** menciona que:

“Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la capacidad nominal del sistema de distribución que lo suministra.

El factor de utilización establece, que porcentaje del sistema está siendo utilizado durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación)”.

#### ***1.9.12 Factor de coincidencia***

De acuerdo con **RAMIREZ CASTAÑO Samuel, 2004** menciona que:

“El factor de coincidencia es el recíproco del factor de diversidad. Ya que en ocasiones se prefiere un factor de multiplicación más que la división, para determinar la demanda máxima de un grupo de cargas”.

#### ***1.9.13 Programas computacionales utilizados***

Para la realización del presente estudio se utilizaron los programas computacionales con los que cuenta el DZON, que se los describe a continuación:

## *1.10 Cymdist*

De acuerdo con **COOPER Power Systems**, menciona que:

"El programa CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. El programa CYMDIST incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

- Flujo de potencia desbalanceado
- Análisis exhaustivo de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas
- Ubicación óptima de condensadores

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST, es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables, desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST, fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

El programa usa bases de datos para guardar la información sobre los equipos y redes. Los estudios son guardados en archivos independientes (extensión \*.xst) y no en bases de datos. "

La versión del programa con la que cuenta el DZON, y la que fue utilizada fue Cymdist 7.0 r7; además, el mismo Cuenta con una interfaz gráfica CYMView que sirve para la superposición de mapas digitales georeferenciados, importando directamente los mapas de AutoCAD .DXF y DWG, la misma que fue de gran utilidad al momento de actualizar las redes de los alimentadores con los nuevos proyectos de electrificación que estaban pendientes de actualizar.

### ***1.11 Descripción de la metodología empleada para el cálculo de las pérdidas técnicas de potencia y energía de cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución.***

#### ***1.11.1 Pérdidas de potencia en la red primaria***

De acuerdo con **POVEDA Mentor, 1999** menciona que:

"La metodología propuesta, está sustentada con el apoyo de la naturaleza de cada componente de pérdida, y su relación con respecto a la demanda en el intervalo del registro correspondiente. Como las pérdidas en el intervalo de demanda máxima se calculan con modelos de flujos de carga o a través del modelado del alimentador de distribución primaria; sobre la base de este valor, la magnitud de cada componente se calcula para el resto de los intervalos de demanda de todo el período considerado.

El perfil de la demanda aparece como una matriz con los siguientes vectores columnas: la fecha (d), el tiempo (t), la demanda de potencia activa ( $D_p$ [kW]), y la demanda de potencia reactiva ( $D_q$ [kvar]). El intervalo utilizado es de 15 minutos. El período de registro puede ser de un año completo, con vectores columna de 35.040 elementos en total. Sin embargo, se considera que un registro mínimo de datos de 672 elementos puede utilizar una muestra de una semana completa de cada estación del año. La matriz de registro se muestra a continuación. "

	Fecha	Tiempo	P.Activa	P.Reactiva
<b>Registro</b> =	3/12/14	00:0	1.369	585,36
	3/12/14	00:15	1.357	585,20
	3/18/14	23:45	747,17	251,56

*Ecuación 1.1*

$$\mathbf{Registro} = [d \quad t \quad D_P \quad D_Q]$$

*Ecuación 1.2*

Dónde:

\* *d*: La fecha

\* *t*: el tiempo

\* *D<sub>P</sub>*: Demanda de potencia activa [kW]

\* *D<sub>Q</sub>*: Demanda de potencia reactiva [kvar]

La suma de los elementos del vector D, multiplicado por el tiempo del intervalo de demanda utilizado, es la energía de la totalidad.

$$\mathbf{kWh} = \sum_{i=1}^n D_{Pi} * (\text{deman} - \text{interval})$$

*Ecuación 1.3*

"La *ecuación 1.3* se aplica para cada una de las demandas de carga y se obtiene el perfil de la demanda de las pérdidas resistivas. El procedimiento resulta ser correcto porque la demanda es una función de paso en el intervalo; Por lo tanto, la relación tiene lugar durante el intervalo completo, dando como resultado que los perfiles de pérdidas de demanda, pertenezcan a otra función de paso."

$$\mathbf{Ppot}_{Di} = \left( \frac{D_i * fp_{Dm\acute{a}x}}{D_{m\acute{a}x} * fp_i} \right)^2 * \text{Perd}_{\text{potencia\_Dm\acute{a}x\_redprimaria}}$$

*Ecuación 1.4*

Dónde:

- \*  $P_{pot_{D_i}}$  = Pérdidas de potencia en el intervalo  $i$  (kW).
- \*  $Perd_{potencia_{D_{máx\_redprimaria}}}$  = Pérdidas de potencia a demanda máxima de la red primaria (kW).
- \*  $D_i$  = Demanda en el intervalo  $i$ , medida en la red primaria (kW).
- \*  $fp_i$  = Factor de potencia en el intervalo  $i$ , medida en la red primaria.
- \*  $D_{máx}$  = Demanda máxima, medida en la red primaria (kW).
- \*  $fp_{D_{máx}}$  = Factor de potencia en el intervalo a demanda máxima, medida en la red primaria.

### ***1.11.2 Pérdidas de energía en la red primaria***

Finamente, con la suma de las pérdidas de potencia para cada intervalo de demanda y multiplicando para el tiempo del intervalo, se obtiene las pérdidas de energía en la red primaria, para esto se utilizó la expresión siguiente.

$$PérdT_{energ\_redprimaria} = \Delta t * \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{D_i}}$$

*Ecuación 1.5*

Dónde:

- \*  $PérdT_{energ\_redprimaria}$  = Pérdidas totales de energía en la red primaria (kWh).
- \*  $\Delta t$  = Tiempo del intervalo (horas).
- \*  $P_{pot_{D_i}}$  = Pérdidas de Potencia en el intervalo  $i$  (kW).
- \*  $n$  = Número de intervalos.



### 1.11.3 Pérdidas en los transformadores de distribución

Las pérdidas en los transformadores de distribución se producen en el núcleo y en los devanados de los mismos, y son determinados con la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2114:2004 y la INEN 2115:2004.

La norma INEN 2114:2004, establece los valores máximos permisibles de corriente sin carga ( $I_o$ ), pérdidas sin carga ( $P_o$ ), pérdidas con carga a 85 °C ( $P_c$ ), pérdidas totales ( $P_t$ ) y voltaje de cortocircuito a 85 °C ( $U_{zn}$ ), para transformadores de distribución nuevos, monofásicos, autorefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante, sin contenido de PCB.

La norma INEN 2115:2004, establece los valores máximos permisibles de corriente sin carga ( $I_o$ ), pérdidas sin carga ( $P_o$ ), pérdidas con carga a 85 °C ( $P_c$ ), pérdidas totales ( $P_t$ ) y voltaje de cortocircuito a 85 °C ( $U_{zn}$ ), para transformadores de distribución nuevos, Trifásicos, autorefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante, sin contenido de PCB.

Los valores técnicos de la Norma anteriormente mencionada, se encuentran detallados en las tablas 1 y 2 del *anexo 2* respectivamente.

#### 1.11.3.1 Pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores de distribución.

Estas pérdidas son identificadas con las pruebas de circuito abierto realizadas por el fabricante, para esto, es necesario tomar los valores de pérdidas sin carga ( $P_o$ ) de las tablas 1 y 2 del *anexo 2* y posteriormente aplicar la *ecuación 1.6*.

$$PerdT_{potencia\_nucleo\_T/D} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{potencia\_nucleo\ i} \quad kW$$

*Ecuación 1.6*

Dónde:

\*  $PerdT_{potencia\_nucleo\_T/D}$  = Pérdidas totales de potencia en el núcleo de todos los transformadores de distribución de la red primaria (kW).

\*  $P_{potencia\_nucleo\ i}$  = Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW).

\* n = Número de transformadores de distribución en la red primaria.

### 1.11.3.2 Pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores de distribución

Son determinadas con la *ecuación 1.7*.

$$PerdT_{Energia\_nucleo\_T/D} = \sum_{i=1}^{i=n} (P_{potencia\_nucleo\ i} * t) \text{ kWh}$$

*Ecuación 1.7*

Dónde:

\*  $PerdT_{energia\_nucleo\_T/D\_anual}$  = Pérdidas totales de energía en el núcleo de los transformadores de distribución al año, de la red primaria (kWh).

\*  $P_{potencia\_nucleo\ i}$  = Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i (kW).

\* t = 8760 horas.

### 1.11.3.3 Pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores de distribución.

Son identificadas con los valores tomados en las pérdidas realizadas en cortocircuito con carga a 85 °C (Pc) de las tablas 1 y 2 del *anexo 2*. Así como dos factores necesarios que intervienen para el cálculo como son: el factor de utilización, que identifica la máxima capacidad de utilidad del equipo durante la demanda pico y el factor de coincidencia, cuyo valor es afectado para cada demanda individual de cada

uno de los transformadores de distribución del alimentador, de tal forma la *ecuación 1.8* queda de la siguiente manera.

$$\mathbf{Perd}_{\text{potencia\_devanado\_T/D}_i} = P_{c. c_{T/D\_ind\_85^\circ C}} * \left( \frac{\text{Fact\_utilización\_promedio}}{\text{Fact\_coinc}_{T/D}} \right)^2$$

*Ecuación 1.8*

Dónde:

\*  $\mathbf{Perd}_{\text{potencia\_devanado\_T/D}_i}$  = Pérdidas de potencia en los devanados del transformador i (kW).

\*  $P_{c. c_{T/D\_ind\_85^\circ C}}$  = Pérdidas con carga a 85°C en los transformadores de distribución.

\*  $\text{Fact\_utilización\_promedio}$  = Factor de utilización promedio de los transformadores de distribución.

\*  $\text{Fact\_coinc}_{T/D}$  = Factor de coincidencia entre transformadores de distribución.

\* El factor de utilización promedio se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$\mathbf{Fact\_utilización\_promedio} = \frac{\frac{D_{\text{máx}}}{F_{p_{D_{\text{máx}}}}}}{\text{Capacidad inst kVA}}$$

*Ecuación 1.9*

Dónde:

\*  $\text{Fact\_utilización\_promedio}$  = Factor de utilización promedio.

\*  $D_{\text{máx}}$  = Demanda máxima de la red primaria (kW).

\*  $F_{p_{D_{\text{máx}}}}$  = Factor de potencia a demanda máxima.

\* Capacidad inst kVA = Sumatoria de la capacidad instalada de todos los transformadores de distribución de la red primaria (kVA).

\*El Factor de coincidencia entre transformadores de distribución se calcula con la siguiente expresión.

$$\mathbf{Fact\_coinc_{T/D}} = \frac{\mathbf{Fact\_coinc_{redprimaria}}}{\mathbf{Fact\_coinc_{num\_promedio\_usuarios./transf}}}$$

*Ecuación 1.10*

Dónde:

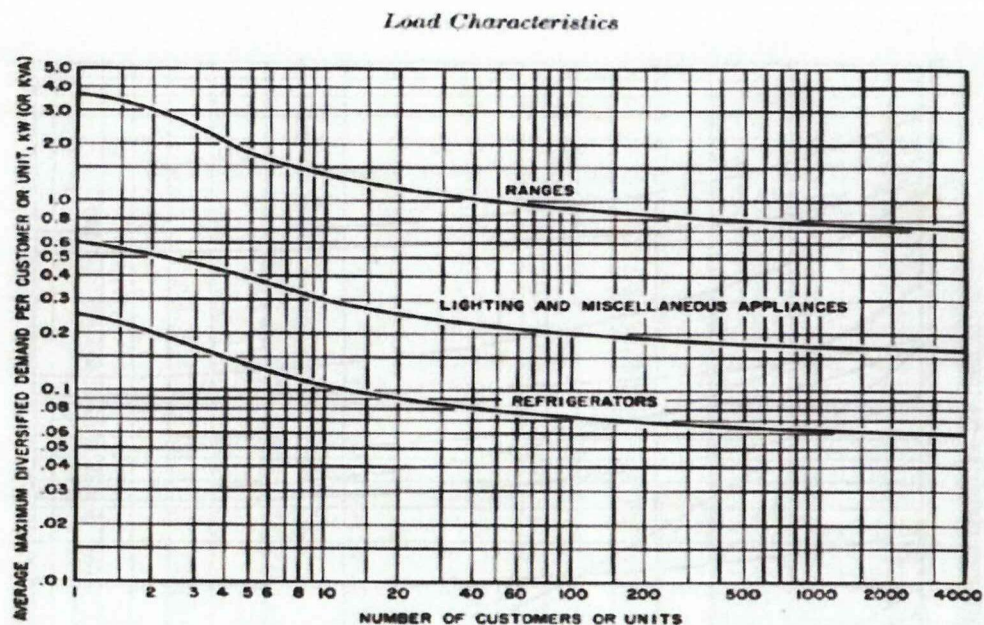
\* Fact<sub>coinc</sub><sub>T/D</sub> = Factor de coincidencia entre transformadores de distribución.

\* Fact<sub>coinc</sub><sub>redprimaria</sub> = Factor de coincidencia para el número total de clientes de la red primaria.

\* Fact<sub>coinc</sub><sub>num\_promedio\_usuarios./transf</sub> = Factor de coincidencia para el número promedio de clientes por cada transformador de distribución que posee una red secundaria.

Se deberá utilizar la curva correspondiente a iluminación y artefactos misceláneos (Lighting and miscellaneous appliances) del *gráfico 1-5*, para poder obtener el factor de coincidencia.

Gráfico 1.5; DEMANDA DIVERSIFICADA DE ALGUNOS EQUIPAMIENTOS



Fuente: WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. "Distribution systems" *Electric Utility Engineering Reference Book*. Primera. East Pittsburgh Pennsylvania: s.n., 1965.

Los factores de coincidencia se calculan de la siguiente manera:

$$\frac{D_{mN}}{N} = (F_{coinc})_N * (\text{Promedio de Demanda Máxima Diversificada individual})$$

*Ecuación 1.11*

$$(F_{coinc})_N = \frac{\left(\frac{D_{mN}}{N}\right)}{(\text{Promedio de Demanda Máxima Diversificada individual})}$$

*Ecuación 1.12*

Dónde:

\*  $(F_{coinc})_N$  = Factor de coincidencia para un número N de usuarios.

\*  $\left(\frac{D_{mN}}{N}\right)$  = Promedio de demanda máxima diversificada para N clientes (kW o kVA)

Finalmente, para encontrar las pérdidas de potencia resistivas totales en los devanados de todos los transformadores de distribución de la red primaria, es necesario otra vez el empleo del factor de coincidencia entre transformadores de distribución, debido a que las demandas máximas que se presentan entre transformadores no son coincidentes, de esta forma la *ecuación 1.13* es la siguiente:

$$\mathbf{PerdT}_{potencia\_devanado\_T/D} = \mathbf{Fact\_coinc}_{T/D} * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_devanado\_T/D\_i}$$

*Ecuación 1.13*

Dónde:

\*  $\mathbf{PerdT}_{potencia\_devanado\_T/D}$  = Pérdidas de potencia resistivas totales en los devanados de todos los transformadores de distribución, de la red primaria (kW).

\*  $\mathbf{Fact\_coinc}_{T/D}$  = Factor de coincidencia entre transformadores de distribución.

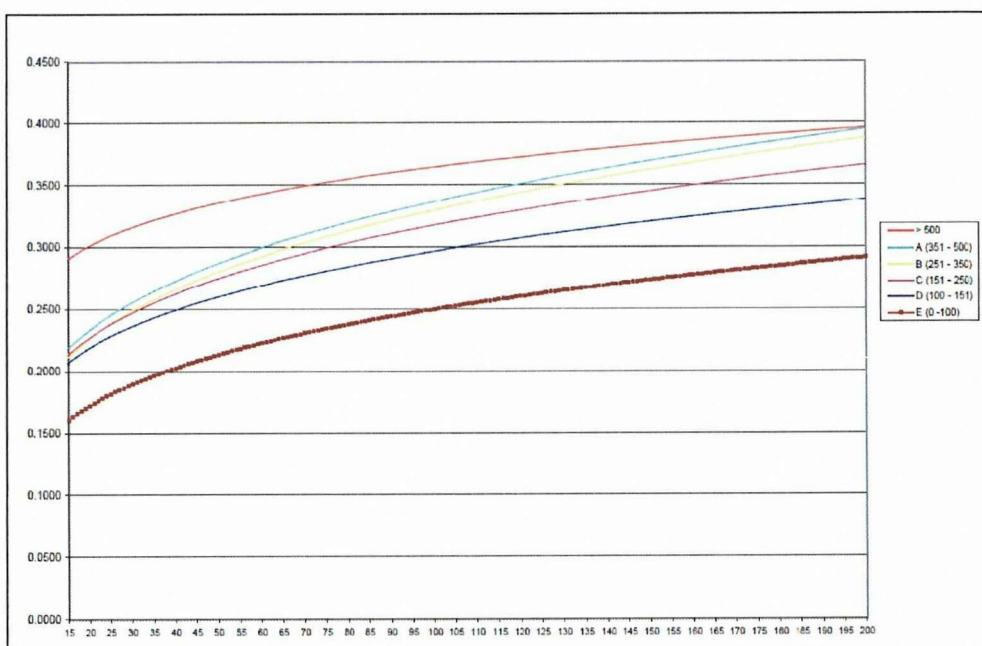
\*  $\mathbf{Perd}_{potencia\_devanado\_T/D\_i}$  = Pérdidas de potencia en los devanados del transformador i (kW).

#### ***1.11.3.4 Pérdidas de energía en los devanados de los transformadores de distribución.***

Debido a la escasa disponibilidad de los analizadores de calidad, no es posible tener un registro total de carga de todos los transformadores de distribución, para esto es necesario estratificar a los transformadores de distribución que poseen red secundaria, y esto se lo hace tomando el consumo promedio general del conjunto de usuarios que pertenecen a cada transformador distribución.

Una vez estratificados todos los transformadores de distribución y en base a las curvas del *gráfico 1.6*, obtenemos el factor de pérdidas para cada estrato de consumo de acuerdo al número de consumidores.

**Gráfico 1.6; FACTORES DE PÉRDIDAS SEGÚN LOS ESTRATOS DE CONSUMOS**



**Fuente: POVEDA, Mentor.** Estudios realizados en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

Determinados los factores de pérdidas, se emplea la *ecuación 1.14* para calcular las pérdidas de energía en los devanados de los transformadores de distribución:

$$P_{\text{energ\_devan\_trans}}_{\text{anual}} = P_{\text{pot\_devan\_Dmáx-Transf}} * F_{\text{pérdidas}}_{\text{transf}} * t$$

*Ecuación 1.14*

Dónde:

\*  $P_{\text{energ\_devan\_trans}}_{\text{anual}}$  = Pérdidas de energía anuales en los devanados del transformador de distribución (kWh).

\*  $P_{\text{pot\_devan\_Dmáx-Transf}}$  = Pérdidas de potencia en los devanados del transformador a demanda máxima (kW).

\*  $F_{\text{pérdidas\_transf}}$  = Factor de pérdidas en transformadores de distribución.

\*  $t = 8760$  horas al año.

Las pérdidas de energía en los devanados de todos los transformadores del alimentador, son hallados con la *ecuación 1.15* que se muestra a continuación.

$$PT_{\text{energ\_devan\_transf\_anual}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{\text{energ\_devan\_trans\_i\_anual}}$$

*Ecuación 1.15*

Dónde:

\*  $PT_{\text{energ\_devan\_trans\_anual}}$  = Pérdidas totales de energía anuales en los devanados del transformador de distribución (kWh).

\*  $P_{\text{energ\_devan\_trans\_i\_anual}}$  = Pérdidas de energía anuales en los devanados del transformador de distribución  $i$  (kWh).

\*  $n$  = Número de transformadores de distribución de la red primaria.

#### **1.11.4 Pérdidas de potencia en las redes secundarias de distribución**

Las pérdidas de energía en las redes secundarias, son tomadas de la diferencia entre la energía entregada del secundario del transformador a los clientes asociados, y la energía facturada del conjunto de clientes del mismo transformador. Para esto, la información necesaria se relaciona con los registros de carga de los analizadores de calidad instalados en los secundarios de los transformadores de distribución, pero como resulta inadecuado técnica y económicamente para la empresa realizar los

registros de cargas eventuales de todos los transformadores de distribución, es necesario realizar un muestreo, que permita apreciar las pérdidas a nivel de las redes secundarias.

El método aplicado del muestreo se detalla a continuación.

#### **1.11.4.1 Muestreo aleatorio simple**

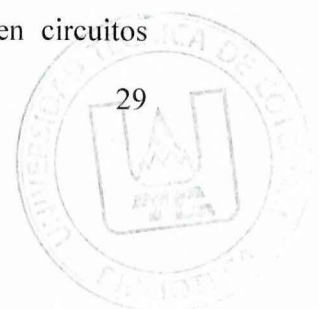
El muestreo aplicado en esta etapa forma parte de un análisis de ingeniería, debido a que ayuda a estimar características poblacionales. Ya que las redes secundarias presentan una infinita complejidad dentro de un sistema de distribución, todo esto debido a la naturaleza propia de las redes.

La diversidad de los problemas que forman parte para la estimación del tamaño de la muestra dentro de una población, son características propias de las redes, como es el caso, de distintas capacidades nominales de los transformadores, calibre de los conductores, topología de la red, tipos de clientes asociados, etc.

De acuerdo con **SCHEAFFER, R, MENDENHAL, W y OTT, 1987** menciona que:

"Si el objetivo es estimar las pérdidas de energía (KWh) al nivel de estos circuitos dentro del conjunto del subsistema de distribución, la diversidad enunciada hace que la dispersión o varianza en el conjunto de la población sea muy grande, las técnicas de muestreo en estos casos sugieren la estratificación de la población total en clases más homogéneas, a fin de disminuir la varianza y lograr muestras relativamente menores con niveles de confianza adecuados, el tamaño muestral en general, es directamente proporcional a la varianza poblacional e inversamente proporcional al cuadrado del error de estimación.

La presente propuesta, intenta disminuir la varianza poblacional, por medio del análisis de una variable alternativa cuya variabilidad es razonablemente menor, esto es, estimar el porcentaje promedio de pérdidas técnicas de energía en circuitos



secundarios, con respecto de la energía suministrada a estos circuitos. De estudios anteriores realizados en el país y en el exterior, se observa que dicho porcentaje en la mayoría de los casos no supera el 5%, considerando un rango o amplitud del 0 al 5% en las pérdidas, es factible estimar la desviación estándar de la población como el rango dividido entre cuatro, ello significa aproximadamente un 96% de confianza en los resultados. Es necesario además, definir un error en la estimación, tomando muy en cuenta que la muestra crecerá rápidamente con su disminución.

Para la selección del tamaño de la muestra en la estimación de una media poblacional, se propone la siguiente expresión: "

$$n = \frac{N \cdot \sigma^2}{(N - 1) \cdot D + \sigma^2}$$

Donde  $D = \frac{E^2}{4}$

*Ecuación 1.16*

Dónde:

\* n = Tamaño de la muestra

\* N = Tamaño de la población

\*  $\sigma$  = Desviación estándar de la población ( $\sigma^2$  = Varianza poblacional 0,5%)

\* E = Error de estimación (1,25%)

Donde se estima que el rango de pérdidas estarán entre el 0,5 % al 5 % de la energía suministrada a la red secundaria, donde además se presume un error máximo del 0,5%.

Existe además una expresión muy utilizada en la definición del tamaño muestral en poblaciones relativamente grandes que se muestra a continuación:

$$n = \frac{(Z_{\alpha/2,95\%} \cdot \sigma)^2}{E^2}$$

*Ecuación 1.17*

Dónde:

\*  $Z_{\alpha/2,95\%} = 1.96$  para un nivel de confianza en la estimación del 95%.

Las pérdidas totales resistivas de potencia a demanda máxima de todas las redes secundarias son halladas con la *ecuación 1.18*, en la que se incluye el factor de coincidencia entre transformadores de distribución.

$$\mathbf{PerdT}_{potencia\_dmax\_secund} = \mathbf{Fact\_coinc}_{T/D} * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_dmax\_secund}$$

*Ecuación 1.18*

Dónde:

\*  $\mathbf{PerdT}_{potencia\_dmax\_secund}$  = Pérdidas totales resistivas de potencia a demanda máxima de todas las redes secundarias (kW).

\*  $\mathbf{Fact\_coinc}_{T/D}$  = Factor de coincidencia entre transformadores de distribución de la red primaria.

\*  $\mathbf{Perd}_{potencia\_dmax\_secund}$  = Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima de la red secundaria (kW).

\* n = número de circuitos secundarios.

### ***1.11.5 Pérdidas de energía en las redes secundarias***

Las pérdidas de energía en las redes secundarias serian calculadas de manera ideal, si se tuviera el registro de carga de todos los transformadores de distribución con red

secundaria, y se aplicaría la metodología que es empleada para el cálculo de pérdidas en las redes primarias, pero debido a que esto no es posible, se localiza un factor de pérdidas en base al estrato de consumo.

El factor de pérdidas encontrado para cada estrato de consumo, de acuerdo a las muestras de las redes secundarias seleccionadas, se calculan de la relación de las Pérdidas anuales de energía suministrada a la red (kWh/Año) y de las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima localizadas con el software Cimdyst (kW) y multiplicada por un periodo de tiempo de 8760 horas.

Una vez determinada esta información se procede aplicar la *ecuación 1.19*, que permite encontrar las pérdidas anuales de energía de la red secundaria.

$$\mathbf{Perd}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}} = \text{Perd}_{\text{potencia\_dmax\_secund}} * \text{Fpérdidas} * t$$

*Ecuación 1.19*

Dónde:

\*  $\text{Perd}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}}$  = Pérdidas anuales de energía de la red secundaria (kWh).

\*  $\text{Perd}_{\text{potencia\_dmax\_secund}}$  = Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima de la red secundaria (kW).

\*  $\text{Fpérdidas}$  = Factor de pérdidas del grupo de estrato de consumo.

\*  $t$  = 8760 horas al año.

Las pérdidas totales de energía anuales de todas las redes secundarias, son halladas con la sumatoria de las pérdidas de energía anuales de cada una de las redes secundarias, como se muestra en la *ecuación 1.20*.

$$\text{PerdT}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Perd}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}}$$

*Ecuación 1.20*

Dónde:

\*  $\text{PerdT}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}}$  = Pérdidas totales de energía anuales de todas las redes secundarias (kWh).

\*  $\text{Perd}_{\text{energia\_redsecundaria\_anual}}$  = Pérdidas anuales de energía de la red secundaria(i) (kWh).

#### ***1.11.6 Pérdidas de potencia en acometidas***

Estas pérdidas de energía eléctrica igual que las pérdidas resistivas en los conductores, son originadas por el efecto joule, debido a que la corriente que circula por el conductor, parte de esta es disipada en forma de calor ocasionando pérdidas resistivas en el conductor.

Las características siguientes son necesarias para poder localizar las pérdidas correspondientes a las acometidas.

- Número de conductores.
- Voltaje nominal.
- Fases de conexión.
- Resistencia de los conductores.
- Longitud.

La demanda máxima unitaria por acometida es determinada en base a la demanda máxima presentada en la sub-estación, y esto por el número de acometidas del alimentador. Dato que sirve para identificar la corriente que circula por fase en la acometida, como se detalla en la expresión.

$$I = \frac{D_{\text{máx}_{\text{unit}}}}{V_{\text{fn}} * f_p * n} \quad [\text{A}]$$

*Ecuación 1.21*

Dónde:

- \* I = Corriente por fase que circula en la acometida (A).
- \*  $D_{\text{máx}_{\text{unit}}}$  = Demanda máxima individual por acometida (kW).
- \*  $V_{\text{fn}}$  = Voltaje f-n (kV).
- \*  $f_p$  = Factor de Potencia (0,95).
- \* n = Número de Fases de la acometida.

Con la *ecuación 1.22* encontramos la resistencia del conductor de la acometida.

$$R = \frac{L * R_1}{1000} \quad [\Omega]$$

*Ecuación 1.22*

Dónde:

- \* R = Resistencia de un conductor de la acometida ( $\Omega$ ).
- \* L = Longitud de la acometida (m).
- \*  $R_1$  = Resistencia ( $\Omega/\text{km}$ ).

Las pérdidas de potencia en cada acometida se calculan con la siguiente expresión

$$\text{Perd}_{\text{Potencia\_Acometida\_Dmax}} = \frac{I^2 * R * N}{1000}$$

*Ecuación 1.23*

Dónde:

\*  $Perd_{Potencia\_Acometida\_Dmax}$  = Pérdidas de potencia en la acometida a demanda máxima (kW).

\* I = Corriente por fase que circula en la acometida (A).

\* R = Resistencia de un conductor de la acometida ( $\Omega$ ).

\* N = Constante que predomina del tipo de acometida y número de hilos.

Aplicando la *ecuación 1.24*, obtenemos las pérdidas de potencia totales de las acometidas.

$$PerdT_{Potencia\_Acometidas\_Dm\acute{a}x} = Fact\_coinc_{Acometidas} * \sum_{i=1}^{i=n} Perd_{Potencia\_Acometida\_Dmax\_i}$$

*Ecuación 1.24*

Dónde:

$PerdT_{Potencia\_Acometidas\_Dm\acute{a}x}$  = Pérdidas de potencia totales de las acometidas (kW).

$Fact\_coinc_{Acometidas}$  = Factor de coincidencia entre las acometidas del sistema de distribución.

$Perd_{Potencia\_Acometida\_Dmax\_i}$  = Pérdidas de potencia en la acometida a demanda máxima (kW).

n = Número de acometidas del alimentador primario.

### 1.11.7 Pérdidas de energía en acometidas

Con el empleo de la *ecuación 1.25* identificamos las pérdidas anuales de energía en la acometida.

$$\mathbf{Perd}_{\text{energía\_acometida\_anual}} = \text{Perd}_{\text{Potencia\_Acometida\_Dmax}} * \text{Fact}_{\text{Perdidas}} * t$$

*Ecuación 1.25*

Dónde:

\*  $\text{Perd}_{\text{energía\_acometida\_anual}}$  = Pérdidas anuales de energía en la acometida (kWh).

\*  $\text{Perd}_{\text{Potencia\_Acometida\_Dmax}}$  = Pérdidas de potencia en la acometida a demanda máxima (kW).

\*  $\text{Fact}_{\text{Perdidas}}$  = Factor de pérdidas para acometida residencial.

\*  $t = 8760$  horas.

Sumando las pérdidas anuales de energía de cada una de la acometidas, logramos encontrar las pérdidas totales anuales de energía de todas las acometidas del sistema de distribución, la *ecuación 1.26* muestra el pasó de cálculo.

$$\mathbf{PerdT}_{\text{energía\_acometida\_anual}} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Perd}_{\text{energía\_acometida\_anual}_i}$$

*Ecuación 1.26*

Dónde:

$\text{PerdT}_{\text{energía\_acometida\_anual}}$  = Pérdidas totales anuales de energía de todas las acometidas del sistema de distribución (kWh).

$\text{Perd}_{\text{energía\_acometida\_anual}_i}$  = Pérdidas anuales de energía en la acometida (kWh).

### ***1.11.8 Pérdidas de potencia en medidores***

Para determinar las pérdidas en los contadores de energía, se tuvo que clasificar toda la información necesaria en cuanto al tipo de medidor, marca y fases de conexión. Esto se lo pudo realizar gracias al conocimiento y a las herramientas computacionales que dispone el DZON.

Las pérdidas de potencia en los medidores de energía, son originadas en las bobinas de voltaje y en las bobinas de corriente.

La función de la bobina voltimétrica, es medir en los terminales de entrada de la acometida el voltaje de servicio. La bobina de voltaje posee un número considerable de arrollamientos de espiras y con un número de calibre pequeño, haciendo que la inductividad generada tenga un valor alto.

La función de la bobina amperimétrica, es de supervisar la corriente que va circulando hacia la carga, dicha bobina se conforma de un número pequeño de arrollamientos de espiras y un número de calibre alto, haciendo que las pérdidas originadas en este tipo de bobinas tomen un valor considerablemente despreciable.

La *tabla 1.1* , muestra los valores de pérdidas de potencia en las bobinas de voltaje de los medidores de energía, en base al tipo de medidor y fase de conexión.

**Tabla 1.1;** TOLERANCIA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN MEDIDORES DE ENERGÍA

<b>PÉRDIDAS EN CONTADORES DE ENERGÍA</b>	
<b>ELECTROMECAÑICOS</b>	
<b>Tipo medidor</b>	<b>Pérdidas bobina de voltaje (W)</b>
MONOFÁSICOS	1
DOS FASES	1x2
TRIFÁSICOS	1x3
<b>ELECTRÓNICOS</b>	
<b>Tipo medidor</b>	<b>Pérdidas bobina de voltaje (W)</b>
MONOFÁSICOS	0.8
DOS FASES	0,5x2
TRIFÁSICOS	0,5x3

**Fuente:** “Shenzhen Star Instrument Co. Ltd”. Y LANDYS + Gyr. Catálogo Landys+Gyr.

**Realizado por:** Los postulantes.

Aplicando la *ecuación 1.27*, se obtiene las pérdidas totales de potencia de todos los medidores del sistema de distribución.

$$\text{PerdT}_{\text{potencia\_medidores}} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Perd}_{\text{potencia\_bobina\_voltaje}_i}$$

*Ecuación 1.27*

Dónde:

\*  $\text{PerdT}_{\text{potencia\_medidores}}$  = Pérdidas totales de potencia de todos los medidores del sistema de distribución (kW).

\*  $\text{Perd}_{\text{potencia\_bobina\_voltaje}_i}$  = Pérdidas de potencia en la bobina de voltaje del contador de energía i (kW).

### 1.11.9 Pérdidas de energía en medidores

Finalmente con la *ecuación 1.28* , identificamos las pérdidas totales anuales de energía de los medidores del sistema de distribución.

$$\text{PerdT}_{\text{Energia\_medidores\_anual}} = t * \sum_{i=1}^{i=n} \text{Perd}_{\text{Potencia\_bobina\_voltaje\_i}}$$

*Ecuación 1.28*

Dónde:

\*  $\text{PerdT}_{\text{Energia\_medidores\_anual}}$  = Pérdidas totales anuales de energía de los medidores del sistema de distribución. (KWh).

\*  $\text{Perd}_{\text{Potencia\_bobina\_voltaje\_i}}$  = Pérdida de potencia en la bobina de voltaje del contador de energía i (kW).

\* t = 8760 horas, tiempo de operación de los medidores.

### 1.11.10 Pérdidas de potencia en alumbrado público

Las pérdidas de potencia originadas en las luminarias del alumbrado público, se da debido al calentamiento producido por el efecto joule en las bobinas del balasto.

La información previa al cálculo de pérdidas en esta etapa, fue clasificada por el tipo y capacidades nominales de luminarias instaladas en el sistema de distribución de la EEASA, para esto se recurrió del empleo del GIS y del conocimiento del personal del área técnica.

La *tabla 1-2*, detalla las pérdidas de potencia en el balasto dependiendo del tipo de luminaria y potencia nominal de la misma.



**Tabla 1.2; PÉRDIDAS POR TIPO DE LUMINARIA**

<b>Tipo de Luminaria</b>	<b>Potencia Nominal (W)</b>	<b>Perdidas Balasto (W)</b>
Hg-125W-Abierta	125	14
Hg-175W-Abierta	175	17
Hg-125W-Cerrada	125	14
Hg-250W-Cerrada	250	25
Hg-400W-Cerrada	400	32
Na-70W-Abierta	70	11
Na-100W-Abierta	100	14
Na-75W-Cerrada	75	12
Na-100W-Cerrada	100	14
Na-150W-Cerrada	150	16
Na-160W-Cerrada	160	17
Na-250W-Cerrada	250	24
Na-400W-Cerrada	400	31
Hg-100W-Abierta	100	12
Hg-150W-Abierta	150	16
Hg-500W-Cerrada	500	40
Na-150W-Abierta	150	16
Na-70W-Cerrada	70	11
Hg-75W-Cerrada	75	12

**Fuente:** PHILIPS. Guía de productos Philips.

**Realizado por:** Los postulantes

Las pérdidas totales de potencia de todas las luminarias del alumbrado público del sistema de distribución, son determinadas con la siguiente expresión:

$$PerdT_{potencia\_luminarias} = \sum_{i=1}^{i=n} Perd_{potencia\_luminaria\_i}$$

*Ecuación 1.29*

Dónde:

\*  $PerdT_{potencia\_luminarias}$  = Pérdidas totales de potencia de todas las luminarias del alumbrado público del sistema de distribución (kW).

\*  $Perd_{potencia\_luminaria\_i}$  = Pérdidas de potencia en el balasto de cada luminaria (kW).

### 1.11.11 Pérdidas de energía en alumbrado público

Las pérdidas totales anuales de energía de todas las luminarias del alumbrado público del sistema de distribución, se hallan con la siguiente expresión:

$$\text{PerdT}_{\text{Energia\_luminarias\_anual}} = 12 * 365 * \sum_{i=1}^{i=n} \text{Perd}_{\text{potencia\_luminaria\_i}}$$

*Ecuación 1.30*

Dónde:

\*  $\text{PerdT}_{\text{Energia\_luminarias\_anual}}$  = Pérdidas totales anuales de energía de todas las luminarias del alumbrado público del sistema de distribución (kWh).

\*  $\text{Perd}_{\text{potencia\_luminaria\_i}}$  = Pérdidas de potencia en el balasto de cada luminaria (kW).

\* 12 = Horas de funcionamiento de la luminaria.

\* 365 = Días del año.

## **CAPÍTULO II**

# **PRESENTACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

### ***2.1 Introducción***

La presente permite evaluar el comportamiento de las redes de distribución bajo distintas condiciones de operación, así como determinar los porcentajes de pérdidas técnicas en cada etapa funcional de la S/E Tena, perteneciente al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Note S.A, estas etapas funcionales donde se presentan las pérdidas técnicas de energía eléctrica son : redes primarias, transformadores de distribución de los núcleos y los devanados, redes secundarias, acometidas, contadores de energía y alumbrado público, ya que un objetivo por parte del departamento es la necesidad de reducir y recuperar estos porcentajes que son directamente reflejados en la calidad del servicio y finanzas de la empresa.

Una vez determinados estas pérdidas técnicas en base a un balance global de energía, podrá desarrollarse un plan de mejoramiento y control de pérdidas técnicas de energía eléctrica.

## ***2.2 Reseña Histórica***

A continuación se pone en manifiesto un retrato de la reseña histórica de lo que es la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., es una empresa distribuidora de energía eléctrica que se constituyó el 29 de abril de 1959, desde sus inicios tuvo como meta ser una institución sólida, transparente, responsable, dinámica y creativa.

En la actualidad tiene una área de concesión de 40.805 Km<sup>2</sup>, abarcando a las provincias de Tungurahua y Pastaza, en su totalidad; los cantones Palora, Huamboya, provincia de Morona Santiago; y la parte sur de la provincia de Napo; constituyéndose así en la más grande del país. Con un índice de penetración o servicio del 97%, ya que se tiene como objetivo social la atención a las áreas rurales, siendo una fuente de desarrollo para las zonas beneficiadas.

El sistema eléctrico Tena fue incorporado a la EEASA el 24 de junio del 2004, debido a una mala administración y gran cantidad de desaciertos, llegando a presentar niveles altos de pérdidas de energía de alrededor del 35%, y una cartera vencida declarada irrecuperable, ocasionando, que la empresa sea tomada a manos de la administración de la EEASA.

## ***2.3 Área de Concesión***

El sistema de distribución de la EEASA perteneciente al Departamento Zona Oriental Napo, consta de 5 alimentadores primarios denominados: Amazonas, Archidona, Arosemena Tola, Jumandy y Misahualli, los cuales suministran energía a 3 de los 5 cantones de la provincia de Napo, estos son: Archidona, Tena y Arosemena Tola, los mismos que se encuentran asociados a la S/E Tena, ubicada en el cantón Tena capital de la provincia de Napo.

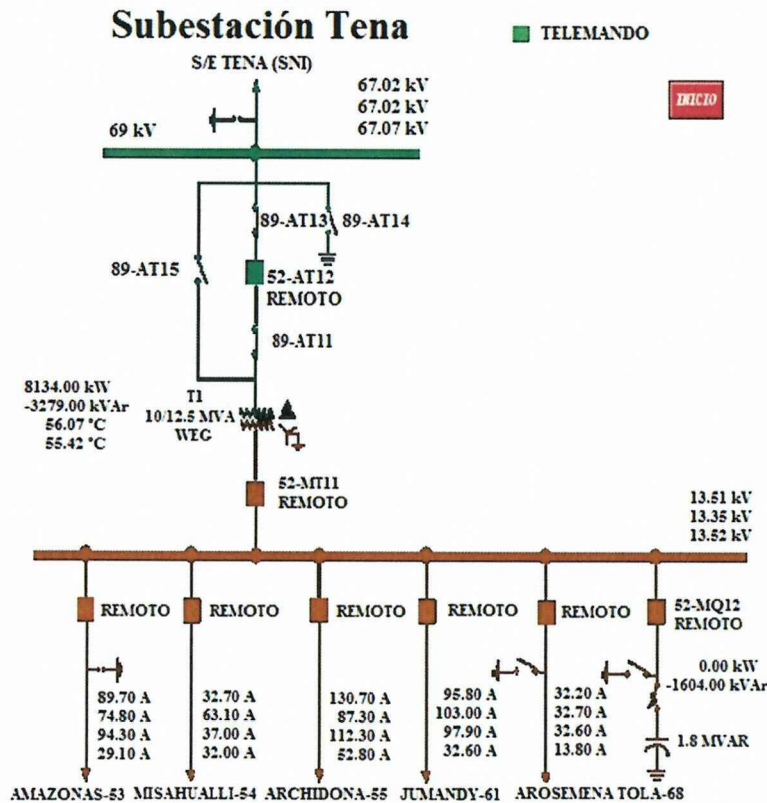
## ***2.4 Descripción de la S/E Tena***

El sistema eléctrico está conformado por la subestación Tena de Transelectric, que posee un nodo de interconexión al sistema nacional interconectado con una relación de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, el cual está conectado a la subestación Tena de la EEASA a través de una línea de subtransmisión de 40 m, que llega a un transformador marca WEG con grupo de conexiones DYn1.

La configuración de la S/E Tena, comprende a un esquema de barra simple y cuenta con un transformador de potencia con capacidad nominal de 10 [OA] - 12.5 [FA] MVA, la misma que se encuentra ubicada en el Barrio Jiménez del Cantón Tena, con sus coordenadas en X [UTM] 854779.77, en Y [UTM] 9889419.33 y en Z [UTM] 511.134. Además dispone de 2 bancos de condensadores de 1.2 y 0.6 MVAR para mejorar el factor de potencia.

En el *gráfico 2.1*, muestra un diagrama unifilar de la S/E Tena en un día típico de operación.

Gráfico 2.1; DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E TENA



Fuente: EEASA. Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena.

La información técnica del sistema de distribución de la subestación Tena se la encuentra más detallada en los gráficos y tablas del *anexo 1*.

## 2.5 Diseño Metodológico

### 2.5.1 Metodología.

Para la ejecución del proyecto se utilizó la investigación científica, investigación cuasi experimental e investigación in situ. Y además se utilizó los siguientes métodos y técnicas.

### **2.5.2 Métodos de investigación**

**Método Analítico.-** Es importante la aplicación de este método, ya que partiendo de del estudio, nos permite realizar cambios o implementaciones necesarias para el sistema de distribución perteneciente a la Subestación Tena.

**Método experimental.-** Este método nos ayudará en el proyecto, por cuanto se efectuarán mediciones en los equipos, lo cual determinara su reutilización o cambio.

**Método Bibliográfico.-** La recopilación bibliográfica de libros, folletos de cursos y seminarios sobre el tema, manuales de operación y mantenimiento, catálogos de equipos y la internet, con que se cuenta es importante dentro de la investigación a realizarse, por lo que el método bibliográfico es una garantía para la determinación de cálculos y procesos en nuestro proyecto.

### **2.5.3 Tipos de investigación**

**Investigación cuasi experimental.-** Se utiliza este tipo de investigación, porque la S/E Tena de Transelectric posee un nodo de interconexión al sistema nacional interconectado con una relación de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, el cual está conectado a la subestación Tena y se encuentra operativa; por lo que, el tema de análisis no es posible del control y manipulación absolutos de las variables.

**Investigación Descriptiva.-** Mediante este tipo de investigación, y utilizando el método de análisis, se llegará a concretar la situación de los componentes del sistema de distribución de la S/E Tena, señalando sus características y propiedades, a fin de que puedan servir de base para investigaciones que requieran un mayor nivel de profundidad.

**Investigación Documental.-** Se aplicará este tipo de investigación al utilizar fuentes de carácter documental; esto es, en documentos de cualquier especie, por ejemplo, documentos que se encuentran en los archivos como: cartas, oficios, circulares, expedientes, boletines, etc.

**Investigación de Campo.-** Se realizará la investigación de campo para los transformadores de distribución seleccionados en la muestra, donde se efectuará las mediciones y se recopilará la información y sus características nominales.

**Investigación Bibliográfica.-** Se investigará en libros, manuales, folletos sobre corridas de flujos y métodos para la determinación de pérdidas de energía eléctrica del sistema de distribución etc.

#### **2.5.4 Las Técnicas.**

Para el desarrollo del trabajo investigativo, es importante la utilización de una serie de técnicas que nos permitirán obtener los datos necesarios En el caso del tema en mención y debido a la importancia en el escenario en que nos desenvolveremos, se han escogido las siguientes técnicas.

**Percepción.-** A través de esta técnica, se podrá tomar en consideración todas las situaciones visibles en la operación del sistema eléctrico; así como, realizar la toma de datos de energía, voltaje, potencia, corriente y todos los demás parámetros que se requieran para el análisis del proyecto.

**La observación.-** Debe ser cuidadosa, exhaustiva y exacta. A partir de la observación, surge el planteamiento del problema que se va a estudiar, lo que lleva a emitir alguna hipótesis o suposición provisional de la que se intenta extraer una consecuencia.

**Lectura comprensiva.-** Esta es utilizada en el marco teórico de la tesis, ya que permite realizar una valoración de carácter científico de la información bibliográfica realizada.

### 2.5.5 Instrumentos

No se utilizará ningún instrumento como método técnico, por cuanto no se requiere de encuestas para la ejecución del presente proyecto. Este trabajo exige el cumplimiento de normas y estándares establecidos por el CONELEC.

### 2.5.6 Hipótesis

La determinación de las pérdidas técnicas de energía eléctrica del sistema de distribución de la S/E Tena; mediante la simulación, intentara verificar la correcta operación del sistema y de esta manera se podrán ejecutar planes pertinentes por parte de la empresa, que ayudaran a reducir estos índices que repercuten en las finanzas y calidad del servicio eléctrico.

### 2.5.7 Operacionalización de variables

**Variable independiente:** Demandas de potencia y energía de los alimentadores de la subestación Tena.

**Tabla 2.1;** OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE INDEPENDIENTE

Definición	Dimensiones	Indicadores	Técnicas e instrumentos
Demanda es el promedio de carga durante un período de tiempo especificado, a menudo 15, 20, o 30 min. La demanda puede ser utilizado para caracterizar poder real, potencia reactiva, potencia total, o la corriente	Potencia activa	Kilovatios (kW) Kilovatio-hora (kWh)	Cymdist Excel Analizadores de Calidad

**Fuente:** Los postulantes

**Variable dependiente:** Pérdidas técnicas en las redes de la subestación Tena

**Tabla 2.2;** OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE DEPENDIENTE

Definición	Dimensiones	Indicadores	Técnicas e instrumentos
Se conoce como pérdidas técnicas aquellas que ocurren naturalmente, por la energía disipada debido a fenómenos físicos, que se originan por las causas internas al sistema de energía	Pérdidas por transporte Pérdidas por transformación Pérdidas por efecto Joule Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis	Kilovatios (kW) Kilovatio-hora (kWh) % de pérdidas	Cymdist Excel Analizadores de Calidad

**Fuente:** Los postulantes

## ***2.6 Pérdidas técnicas en el alimentador Archidona asociado a la S/E Tena***

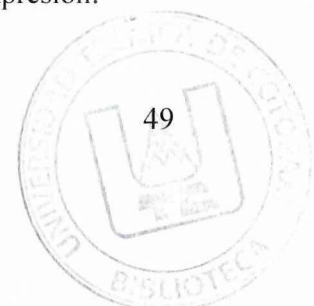
Siguiendo los criterios y la metodología más apropiada se pudo determinar la composición de pérdidas en potencia y energía de los 5 alimentadores que pertenecen a la S/E Tena.

A continuación se detalla la metodología aplicada para la determinación de las pérdidas técnicas de energía eléctrica al alimentador Archidona, además las fórmulas que se utilizaron en el cálculo también se encuentran en el *anexo 4*.

### ***2.6.1 Pérdidas de potencia en la red primaria***

Las pérdidas de potencia originadas en los conductores son ocasionadas por el efecto Joule, debido a que la corriente eléctrica que circula por un conductor, una parte de la energía es transformada en calor.

Las pérdidas resistivas de potencia son determinadas con la siguiente expresión:



$$P = I^2 * R \text{ (W)}$$

*Ecuación 2.1*

**Dónde:**

\* P= Pérdidas resistivas de potencia en el conductor (W)

\* I= Corriente que circula por el conductor (A)

\* R= Resistencia de conductor ( $\Omega$ )

Para poder obtener las pérdidas resistivas de potencia en los conductores se debería calcular con la expresión mencionada pero por la complejidad en la extensión en los alimentadores y el constante cambio en las corrientes no es posible hacerlo, de forma que es necesario la utilización de un programa computacional que permita determinar las condiciones operativas de los alimentadores en un intervalo donde se origine la máxima demanda. El software empleado para realizar esto es el Cymdist, éste posee una base de datos en la que se encuentra la topología de las redes, las cargas que representan los transformadores de distribución, las características eléctricas, disposiciones geométricas de las estructuras y conductores de los alimentadores en estudio.

Para poder obtener el valor de pérdidas de potencia a demanda máxima en la red primaria, es necesario contar los datos de demanda máxima y el factor de potencia a demanda máxima. Los valores obtenidos de los registros de carga son los siguientes y se ubican en la tabla 5 del *anexo 3*.

$$D_{\text{máx}} = 3.295,93 \text{ kW}$$

$$F_{pD_{\text{máx}}} = 0,96$$

Se ingresó estos valores en el Cymdist, y se obtuvo las pérdidas de potencia a demanda máxima en el alimentador.

$$PerdT_{\text{Potencia\_Dmax\_redprimaria}} = 100,04 \text{ kW}$$

### 2.6.2 Pérdidas de energía en la red primaria

Para esto es necesario conocer las pérdidas de potencia en cada intervalo del registro de carga mediante la *ecuación 1.4*; Posteriormente, se emplea la *ecuación 1.5* para encontrar las pérdidas de energía en la red primaria.

Los intervalos del registro del medidor en la cabecera del alimentador son tomados cada 15 minutos es decir 0,25 horas como se lo indica a continuación:

$$\begin{aligned} P_{pot_{D_i}} &= 262.181,56 \text{ kW} \\ P_{érdT_{energ\_redprimaria}} &= 0,25 * 262.181,56 \text{ kWh} \\ P_{érdT_{energía\_redprimaria}} &= 65.545,39 \text{ kWh} \end{aligned}$$

El valor de pérdidas de energía en la red primaria fue cálculo para un periodo de tres meses y extrapolado a un año, tomando el siguiente valor.

$$\begin{aligned} P_{érdT_{energía\_redprimaria}} &= 65.545,39 \times 4 \text{ kWh} \\ P_{érd_{energía\_redprimaria\_anual}} &= 262.181,56 \text{ kWh} \end{aligned}$$

### 2.6.3 Pérdidas de potencia y energía en el núcleo de los transformadores de distribución

Estas son definidas por el fabricante, y son realizadas en las pruebas de circuito abierto, los valores utilizados para determinar las pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores fueron tomados de las tablas 1 y 2 del *anexo 2*, para transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente

La *ecuación 1.6*, fue utilizada para obtener las pérdidas de potencia en el núcleo de todos los transformadores de distribución.

$$P_{érdT_{potencia\_nucleo\_T/D}} = 43,90 \text{ kW}$$

Y para las pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores de distribución, se empleó la *ecuación 1.7*.

$$\text{PerdT}_{\text{energía núcleo T/D anual}} = 384.599,04 \text{ kWh}$$

Los resultados de las pérdidas de energía a demanda máxima de potencia y energía en los núcleos de los transformadores de distribución del alimentador Archidona, se muestran en la *tabla 2-3*.

**Tabla 2.3;** PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL NÚCLEO DE TODOS LOS TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL NÚCLEO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA		
Tipo de Grupo	Pérdidas de potencia (kW)	Pérdidas de energía (kWh)
Transformador 1φ	29.38	257368.80
Transformador 3φ	14.52	127230.24
<b>TOTAL</b>	<b>43.90</b>	<b>384599.04</b>

**Realizado por:** Los postulantes

#### *2.6.4 Pérdidas de potencia en los devanados de los transformadores de distribución*

Para esto es necesario conocer las pérdidas en corto circuito con carga a 85 °C, valores que fueron tomados de las tablas 1 y 2 del *anexo 2*, para transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente.

Por otro lado, es necesario obtener el Factor de Utilización promedio entre los transformadores de distribución del alimentador, para esto es necesario utilizar la ecuación 1.9.

$$\text{Fact\_utilización}_{\text{promedio}} = \frac{\frac{3.295,23}{0,96} (\text{kVA})}{7.962,50(\text{kVA})} = 0,43$$

Como otro dato importante a calcular, es el factor de coincidencia entre transformadores de distribución. Para obtener esto, hay que determinar el factor de coincidencia para el número total de consumidores asociados a la red primaria y el factor de coincidencia para el número de consumidores promedios por cada transformador de distribución. Los factores de coincidencia necesarios fueron tomados del gráfico 1-5.

Para valores mayores a 10 consumidores se toman ecuaciones que permiten el ajuste del factor de coincidencia, dichos valores se los muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 2.4; FACTORES DE COINCIDENCIA PARA N NÚMERO DE USUARIOS**

Factores de coincidencia	
Nº usuarios	Factor de coincidencia
1	1
1,5	0,93
2	0,87
3	0,78
4	0,7
5	0,65
6	0,62
7	0,58
8	0,53
9	0,52
10	0,5
10-50	$F_{\text{coin}} = \#de\ usuarios^{-0,251939} e^{-0,177871}$
>50	$F_{\text{coin}} = \#de\ usuarios^{-0,0333} e^{-0,9984} + 0,00379$

**Fuente:** AILLÓN SÁNCHEZ, Claudia Patricia. 2011  
**Realizado por:** Los postulantes

Tomando el número de usuarios estimado del alimentador Archidona que comprenden a 7583, el Factor de coincidencia para el número total de consumidores de la red primaria es el siguiente:

$$\mathbf{Fact\_coinc_{redprimaria}} = (7.583)^{-0,0333} e^{-0,9984} + 0,00379$$

$$\mathbf{Fact\_coinc_{redprimaria}} = 0,28$$

El Factor de coincidencia para el número de consumidores promedio por cada transformador de distribución que posee una red secundaria se determina como se lo detalla a continuación.

Para obtener esto, es necesario primero encontrar el número de usuarios promedio por transformador de distribución a la que tiene una red secundaria asociada.

La *tabla 2.5*, señala la cantidad de usuarios promedio que están asociados a un transformador por medio de una red secundaria.

Tabla 2.5; NÚMERO DE CLIENTES PROMEDIO POR TRANSFORMADOR CON RED SECUNDARIA

PROMEDIO DE CONSUMIDORES POR TRANSFORMADOR QUE SE ASOCIA A UNA RED SECUNDARIA	
Número de consumidores	7.583
Numero de transformadores con Red Secundaria	415
Promedio de consumidores por transformador de distribución con red secundaria	<b>18</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON)*. Tena

**Realizado por:** Los postulantes

La *ecuación 2.2*, determina el número de usuarios promedio por transformador que tiene una red secundaria.

$$\text{N}^\circ \text{ consumidores\_prom/trafo\_redsec} = \frac{\text{N}^\circ \text{ usuarios totales del alimentador}}{\text{N}^\circ \text{ de transf de distribución con red secundaria}}$$

*Ecuación 2.2*

$$\text{N}^\circ \text{ consumidores\_prom/trafo\_redsec} = \frac{7.583}{415} = 18$$

Por último basándose con las ecuaciones de ajuste de la *tabla 2-4* para el número de clientes promedio por cada transformador de distribución con red secundaria, se procede a determinar el factor de coincidencia para el número de consumidores promedios por cada transformador de distribución.

$$\text{Fact\_coinc}_{\text{num\_promedio\_usuarios./transf}} = (18)^{-0,251939} e^{-0,177871}$$

$$\text{Fact\_coinc}_{\text{num\_promedio\_usuarios./transf}} = 0,40$$

El Factor de coincidencia entre transformadores de distribución, se encuentra aplicando la *ecuación 1.10*.

$$\text{Fact\_coinc}_{T/D} = \frac{0,28}{0,40}$$

$$\text{Fact\_coinc}_{T/D} = 0,69$$

Con los resultados obtenidos anteriormente aplicamos la *ecuación 1.8*, que nos permite determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima en los devanados de cada transformador de distribución.

Finalmente las pérdidas de potencia a demanda máxima en los devanados de todos los transformadores de distribución del alimentador Archidona son determinadas con la *ecuación 1.13*.

$$\mathbf{PerdT_{potencia\_devanado\_T/D} = 0,69 * 45,76 \text{ kW}}$$

$$\mathbf{PerdT_{potencia\_devanado\_T/D} = 31,54 \text{ kW}}$$

Los resultados del cálculo se detallan en la *tabla 2.6*.

**Tabla 2.6; PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS DEVANADOS DE LOS TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

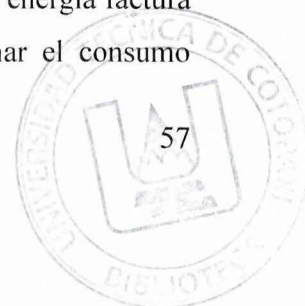
PERDIDAS DE POTENCIA EN LOS DEVANADOS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA					
Potencia Nominal	No. Fases	No Transformadores	P Corto Circuito (kW)	Perd de Pot en el dev por trafo	Perdidas de potencia en los devanados del grupo a Demanda Maxima(kW)
3	1	35	0,07	0,03	0,95
5	1	161	0,09	0,04	5,68
10	1	150	0,14	0,06	8,26
15	1	5	0,19	0,07	0,37
25	1	55	0,29	0,11	6,16
37,5	1	13	0,40	0,16	2,03
50	1	5	0,51	0,20	0,99
75	1	2	0,71	0,28	0,55
15	3	63	0,31	0,12	7,64
30	3	14	0,51	0,20	2,79
50	3	11	0,76	0,29	3,22
75	3	9	1,09	0,42	3,82
100	3	3	1,39	0,54	1,62
125	3	1	1,68	0,65	0,65
200	3	1	2,63	1,02	1,02
$\Sigma$ de perdidas de potencia en los devanados a Dmax (kW)					45,76
<b>Perdidas de Potencia Totales en los devanados a Dmax (kW) = <math>\Sigma</math> de perdidas de pot a Dmax en dev * factor de coincidencia entre T/D</b>					<b>31,54</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena*

**Realizado por:** Los postulantes

### 2.6.5 Pérdidas de energía en los devanados de los transformadores de distribución

Para este caso se tuvo que identificar a los usuarios que están asociados a un transformador de distribución, y obtener el historial de consumo de la energía factura de los 12 últimos meses de cada uno de los usuarios y determinar el consumo



promedio de los mismos, una vez realizado lo mencionado, se procedió a calcular el consumo promedio general de todo el grupo de usuarios asociados al transformador y a estratificar al transformador. Esto se realizó con todos los transformadores de distribución de los alimentadores.

Hay que mencionar que se tuvo que descartar valores menores a 25 kWh/mes del historial de consumo, ya que estos no representan las condiciones de consumo promedio.

Los transformadores de distribución se clasificaron según la siguiente tabla:

**Tabla 2.7;** CLASIFICACIÓN DE LOS ESTRATOS EN BASE A LOS CONSUMOS PROMEDIOS

Consumo Promedio (kWh)	Denominación (Estratos)
0-100	E
101-150	D
151-250	C
251-350	B
351-500	A
>500	>500

**Fuente:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. “*Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias*”. Ambato, 2011.  
**Realizado por:** Los postulantes.

Basándonos del *gráfico 1-6*, y el número de usuarios promedio por transformador de distribución que posee red secundaria, se obtuvo un resultado de 18, entonces se procede a encontrar el factor de pérdidas según el estrato de consumo. Los valores de factores de pérdidas se detallan a continuación:

**Tabla 2.8;** FACTORES DE PÉRDIDAS SEGÚN EL ESTRATO DE CONSUMO

Consumo (kWh)	Estratos	Factor de Pérdidas
0-100	E	0,175
101-150	D	0,221
151-250	C	0,23
251-350	B	0,229
351-500	A	0,236
>500	>500	0,303

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

Y las pérdidas de energía a demanda máxima en los devanados de todos los transformadores de distribución del Alimentador Archidona, son determinadas con la *ecuación 1.15*.

$$\text{PerdT}_{\text{energía\_devanado\_T/D\_anual}} = \mathbf{61.653,86 \text{ kWh}}$$

Los resultados de los cálculos obtenidos, se muestran en la *tabla 2.9*.

**Tabla 2.9; PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA DE LOS DEVANADOS DE TODOS LOS TRANSFORMADORES DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS DEVANADOS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA								
Potencia Nominal (kVA)	No. Fases	Estrato de Consumo	Factor de Pérdidas	Perd de Pot en el dev por trafo (kW)	No Transformadores	(horas al año)	Pérd de Energ anual en devan por trafo(kWh)	Pérd de Energ anual por grupo de trafos (kWh)
3	1Ø	C	0,21	0,03	1	8760	50,87	50,87
		D	0,21	0,03	1		49,20	49,20
		E	0,16	0,03	25		38,27	956,75
5		B	0,21	0,04	2		65,51	131,02
		C	0,23	0,04	10		71,04	710,42
		D	0,21	0,04	20		63,97	1279,31
10		E	0,18	0,04	88		54,08	4758,80
		>500	0,30	0,06	2		146,06	292,11
		B	0,23	0,06	1		110,57	110,57
		C	0,23	0,06	12		110,86	1330,28
		D	0,22	0,06	26		106,69	2773,96
15		E	0,18	0,06	85		84,38	7172,67
		>500	0,30	0,07	3		197,49	592,46
		B	0,23	0,07	1		149,51	149,51
		C	0,23	0,07	11		149,89	1648,80
	D	0,22	0,07	19	144,26		2740,90	
25	E	0,18	0,07	18	114,10		2053,75	
	>500	0,30	0,11	5	297,26		1486,29	
	A	0,24	0,11	3	233,79		701,38	
	B	0,23	0,11	2	225,04		450,08	
	C	0,23	0,11	11	225,62		2481,79	
37,5	D	0,22	0,11	8	217,14		1737,11	
	E	0,18	0,11	21	171,74		3606,54	
	>500	0,30	0,16	3	414,51		1243,54	
	B	0,23	0,16	2	317,16		634,32	
	C	0,23	0,16	5	317,16		1585,80	
50	D	0,22	0,16	1	302,79		302,79	
	E	0,20	0,16	1	273,70		273,70	
	>500	0,22	0,20	1	379,02		379,02	
	C	0,21	0,20	1	356,42		356,42	
	A	0,22	0,28	1	527,81	527,81		
75	C	0,21	0,28	1	496,34	496,34		
	>500	0,29	0,12	1	309,29	309,29		
	C	0,23	0,12	1	244,35	244,35		
	>500	0,30	0,20	3	528,69	1586,06		
	D	0,22	0,20	2	386,19	772,38		
150	E	0,18	0,20	3	314,17	942,52		
	>500	0,29	0,29	2	747,05	1494,10		
	A	0,24	0,29	1	611,58	611,58		
	C	0,23	0,29	1	590,20	590,20		
	D	0,18	0,29	1	453,83	453,83		
300	>500	0,29	0,42	2	1081,05	2162,10		
	B	0,23	0,42	1	851,87	851,87		
	C	0,23	0,42	2	854,07	1708,13		
	>500	0,30	0,54	1	1441,60	1441,60		
	C	0,21	0,54	1	969,71	969,71		
125	>500	0,30	0,65	1	1730,06	1730,06		
200	>500	0,30	1,02	1	2721,76	2721,76		
						<b>Perdidas Totales de energia en los devanados al año de los T/D (kWh)</b>	<b>61653,86</b>	

Fuente: Los Postulantes

### **2.6.6 Pérdidas de potencia en redes secundarias**

Para determinar las pérdidas de energía en las redes secundarias, es necesario tener a disposición el registro de carga de los transformadores de distribución. El total de registros de los transformadores que se obtuvo, fueron en base a una muestra aleatoria hecha para el total de transformadores instalados en todas las redes primarias pertenecientes a la subestación Tena.

Aplicando las *ecuaciones 1.16 y 1.17* del método aleatorio simple, se obtuvo un espacio muestral de 24 transformadores con red secundaria, que fueron seleccionados para la simulación de sus redes en el programa Cymdist, todo esto dentro de una población de 1196 transformadores con red secundaria.

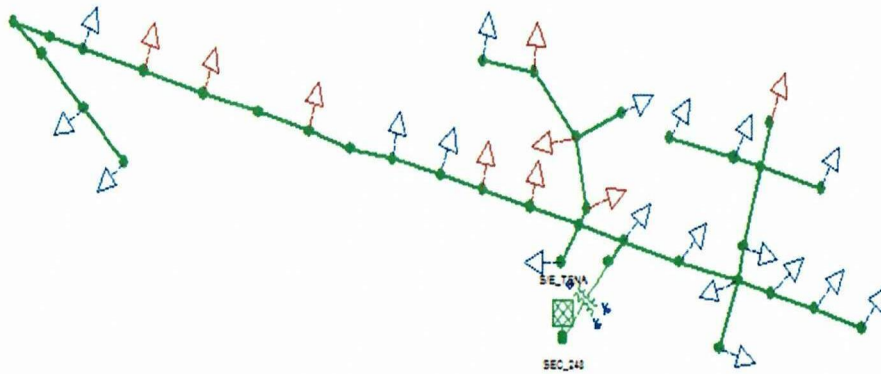
Los transformadores de distribución seleccionados para el caso de estudio se muestran en la tabla 1 del *anexo 3*.

Para efectos de la explicación de la modelación de las cargas en el Cymdist se eligió el transformador N° 248 de 25kVA cuyos datos se los puede apreciar en la tabla 2 del *anexo 3*.

Posteriormente se procede a la modelación de las redes secundarias e ingreso de las cargas en el software Cymdist.

En el *gráfico 2.2*, se muestra la modelación de la red secundaria del transformador N° 248 de 25kVA.

**Gráfico 2.2;** MODELACIÓN DEL CIRCUITO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR N° 248 DE 25KVA, EN EL PROGRAMA CYMDIST.



**Fuente:** Software Cymdist.  
**Realizado por:** Los postulantes

El siguiente paso para la simulación es ingresar los valores necesarios para la distribución de carga, estos datos son tomados de los registros proporcionados de los analizadores de calidad que fueron instalados en cada uno de los transformadores seleccionados, luego se procede a realizar un flujo de carga y obtener las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima en cada una de las redes secundarias.

En la tabla 3 del *anexo 3*, se indican los datos de la simulación, los valores del registro del analizador de calidad (Fluke 435), así como también el % Pérdidas de Potencia Respecto a la Dmax, el Factor de Pérdidas y el % Pérdidas de Energía Respecto a la Energía Registrada.

Para hallar las pérdidas resistivas de Potencia a demanda máxima en cada red secundaria de los transformadores elegidos, se utiliza la *tabla 2-10* y la *ecuación 2.3*.

**Tabla 2.10;** PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR NIVEL DE CONSUMO, RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMA.

Estrato de Consumo (kWh promedio al mes)	% Pérdidas con relación a la D <sub>máx</sub>
E (0-100)	2,04
D(101-150)	0,22
C(151-250)	1,04
B , A y >500	1,44, 1,44, 2,88

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

Esta selección se basa en un criterio donde se muestra el comportamiento más típico de una red secundaria, y el índice de porcentaje de pérdidas de potencia que se podría totalizar dentro de una población.

$$\text{Perd}_{\text{potencia\_dmax\_secund\_i}} = \frac{\text{kVA}_{T/D} * \text{fp}_{\text{sec}} * \text{fact\_util}_{\text{promed}}}{\text{Fact\_coinc}_{T/D}} * \% \text{Perd}_{\text{pot}_{\text{sec}}}$$

*Ecuación 2.3*

**Dónde:**

\*  $\text{Perd}_{\text{potencia\_dmax\_secund\_i}}$  = Pérdidas de potencia a demanda máxima en la red secundaria i (kW).

\*  $\text{kVA}_{T/D}$  = Potencia nominal del transformador de distribución (kVA).

\*  $\text{fp}_{\text{sec}}$  = Factor de Potencia de la red secundaria (0,95).

\*  $\text{fact\_util}_{\text{promed}}$  = Factor de utilización promedio entre los transformadores de distribución del alimentador. Muestra que porcentaje de la potencia instalada está siendo utilizada.

\*  $\text{Fact\_coin}_{\text{sec}}$  = Factor de coincidencia entre transformadores de distribución del alimentador primario. Es involucrado en una ecuación para precisar la demanda máxima que queda como resultado de juntar un conjunto individual de cargas.

\*  $\% \text{Perdpot}_{\text{sec}}$  = Porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a la demanda máxima registrada en el circuito secundario. Este valor es determinado por la relación entre las pérdidas resistivas a  $D_{\text{max}}$  obtenidas en el (Cymdist), y la demanda máxima registrada por el transformador de distribución.

Las pérdidas de potencia a demanda máxima de todas las redes secundarias del alimentador, son halladas con la *ecuación 1.18*.

$$\mathbf{PerdT}_{\text{potencia\_dmax\_secund}} = 0,69 * 59,45 \text{ kW}$$

$$\mathbf{PerdT}_{\text{potencia\_dmax\_secund}} = \mathbf{40,97 \text{ kW}}$$

### ***2.6.7 Pérdidas de energía en redes secundarias***

Aplicado la *ecuación 2.4* que es la misma que se utiliza para las redes primarias, encontramos las pérdidas de potencia en los intervalos del registro del analizador de calidad, que son tomados cada 10 minutos es decir 0,16 horas. De igual forma todos los datos necesarios para la ejecución de esta ecuación, son obtenidos del analizador de calidad y de la simulación hecha en las redes secundarias en el Cymdist.

$$\mathbf{Ppot}_{\text{Di}} = \left( \frac{D_i * fp_{D_{\text{máx}}}}{D_{\text{máx}} * fp_i} \right)^2 * \text{Perd}_{\text{potencia\_Dmáx\_redsecundaria}}$$

*Ecuación 2.4*

Dónde:

\*  $P_{pot_{D_i}}$  = Pérdidas de potencia en el intervalo  $i$  (kW).

$Perd_{potencia_{D_{máx\_redsecundaria}}}$  = Pérdidas de potencia a demanda máxima de la red secundaria (kW).

\*  $D_i$  = Demanda en el intervalo  $i$ , medida en la red secundaria (kW).

\*  $fp_i$  = Factor de potencia en el intervalo  $i$ , medida en la red secundaria.

\*  $D_{máx}$  = Demanda máxima, medida en la red secundaria (kW).

\*  $fp_{D_{máx}}$  = Factor de potencia en el intervalo a demanda máxima, medida en la red secundaria.

Las pérdidas de energía en las redes secundarias son halladas con la *ecuación 2.5*, similar a la que se utiliza para el cálculo de pérdidas de energía para redes primarias.

$$PérdT_{energ\_redsecundaria} = \Delta t * \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{D_i}}$$

*Ecuación 2.5*

Dónde:

\*  $PérdT_{energ\_redsecundaria}$  = Pérdidas totales de energía en la red secundaria (kWh).

\*  $\Delta t$  = Tiempo del intervalo (horas).

\*  $P_{pot_{D_i}}$  = Pérdidas de Potencia en el intervalo  $i$  (kW).

\*  $n$  = Número de intervalos.

Estas pérdidas obtenidas representan a un periodo de una semana, debido a que es el tiempo de toma de medición del analizador de calidad, por tal razón hay que extrapolar este valor a un tiempo de 52 semanas, periodo que representa un año.

Un valor importante que se involucra para determinar las pérdidas de energía en las redes secundarias, es el factor de pérdidas, este valor se obtiene de la relación entre las pérdidas anuales de Energía (kWh/Año) y las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima (kW) obtenidas en el Cymdist, y multiplicada por un periodo de tiempo de 8760 horas, dando como resultado la *ecuación 2.6*, que se muestra a continuación.

$$F_{\text{pérdidas}} = \frac{\text{Pérd}_{\text{energía\_red\_secundaria\_anual}}}{\text{Perd}_{\text{potencia\_Dmax\_redsecundaria}} * t}$$

Ecuación 2.6

Dónde:

- \*  $F_{\text{pérdidas}}$  = Factor de pérdidas
- \*  $\text{Pérd}_{\text{energía\_red\_secundaria\_anual}}$  = Pérdidas anuales de energía en la red secundaria (kWh/Año)
- \*  $\text{Perd}_{\text{potencia\_Dmax\_redsecundaria}}$  = Pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima (kW)
- \*  $t$  = representa 8760 horas periodo perteneciente a un año

Hay que mencionar que para la selección de los factores de pérdidas para los estratos de consumo, se ha tomado en consideración también el porcentaje de pérdidas de energía respecto a la energía registrada, debido a que esto influye en mucho en las características y comportamiento de las redes secundarias y que servirán para generalizar como muestra para el restante de redes secundarias de todo el alimentador.

**Tabla 2.11;** FACTORES DE PÉRDIDAS EMPLEADO PARA LOS DIFERENTES ESTRATOS DE CONSUMO.

Estrato de Consumo	FACTOR DE PÉRDIDAS
E	0,23
D	0,8
C	0,43
B , A y >500	0,33, 0,33, 0,65

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

Y las pérdidas de energía de todas las redes secundarias del alimentador se identifican con la *ecuación 1.20*.

$$\text{PerdT}_{\text{energía\_redsecundaria\_anual}} = 214.322,11 \text{ kWh}$$

Los resultados de los cálculos de las pérdidas de potencia y energía en las redes secundarias, se encuentran en la *tabla 2.12* que se muestra a continuación:



**Tabla 2.12; PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE TODAS LAS REDES SECUNDARIAS DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LAS REDES SECUNDARIAS DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA										
Alimentador	Fases	Potencia Nominal	Estrato	N° de Redes	% Perdidas Potencia Respecto	Pérdidas de Potencia (Kw)	Perdidas de Potencia del Grupo	Factores de Pérdidas	Tiempo (Horas)	Perdidas de Energía del
Archidona	1Ø	3	C	1	1.04	0.02	0.02	0.43	8760	68.80
			D	1	0.22	0.00	0.00	0.80		27.16
			E	25	2.04	0.04	0.90	0.23		1830.04
		5	B	2	1.44	0.04	0.09	0.33		243.79
			C	10	1.04	0.03	0.31	0.43		1146.74
			D	20	0.22	0.01	0.13	0.80		905.32
		10	E	88	2.04	0.06	5.30	0.23		10736.25
			>500	2	2.88	0.17	0.34	0.65		1950.33
			B	1	1.44	0.09	0.09	0.33		243.79
		15	C	12	1.04	0.06	0.73	0.43		2752.18
			D	26	0.22	0.01	0.34	0.80		2353.83
			E	85	2.04	0.12	10.25	0.23		20740.48
		25	>500	3	2.88	0.26	0.77	0.65		4388.25
			B	1	1.44	0.13	0.13	0.33		365.69
			C	11	1.04	0.09	1.01	0.43		3784.25
		37.5	D	19	0.22	0.02	0.37	0.80		2580.16
			E	18	2.04	0.18	3.25	0.23		6588.15
			>500	5	2.88	0.43	2.13	0.65		12189.59
		50	A	3	1.44	0.21	0.64	0.33		1828.44
			B	2	1.44	0.21	0.43	0.33		1218.96
			C	11	1.04	0.15	1.68	0.43		6307.09
		75	D	8	0.22	0.03	0.26	0.80		1810.64
			E	21	2.04	0.30	6.33	0.23		12810.30
			>500	3	2.88	0.64	1.92	0.65		10970.63
	100	B	2	1.44	0.32	0.64	0.33	1828.44		
		C	5	1.04	0.23	1.15	0.43	4300.29		
		D	1	0.22	0.05	0.05	0.80	339.49		
	125	E	1	2.04	0.45	0.45	0.23	915.02		
		>500	1	2.88	0.85	0.85	0.65	4875.84		
		C	1	1.04	0.31	0.31	0.43	1146.74		
	150	A	1	1.44	0.64	0.64	0.33	1828.44		
		C	1	1.04	0.46	0.46	0.43	1720.12		
		>500	1	2.88	0.26	0.26	0.65	1462.75		
	200	C	1	1.04	0.09	0.09	0.43	344.02		
		>500	3	2.88	0.51	1.53	0.65	8776.51		
		D	2	0.22	0.04	0.08	0.80	543.19		
	3Ø	30	E	3	2.04	0.36	1.08	0.23		2196.05
			>500	2	2.88	0.85	1.70	0.65		9751.67
			A	1	1.44	0.43	0.43	0.33		1218.96
	50	C	1	1.04	0.31	0.31	0.43	1146.74		
		D	1	0.22	0.06	0.06	0.80	452.66		
		>500	2	2.88	1.28	2.55	0.65	14627.51		
	75	B	1	1.44	0.64	0.64	0.33	1828.44		
		C	2	1.04	0.46	0.92	0.43	3440.23		
		>500	1	2.88	1.70	1.70	0.65	9751.67		
	100	C	1	1.04	0.61	0.61	0.43	2293.49		
		>500	1	2.88	2.13	2.13	0.65	12189.59		
		>500	1	2.88	3.41	3.41	0.65	19503.35		
						Sumatoria de Perdidas de Potencia del Grupo (kw)	59.45		Perdidas de Energia Total (kWh)	214322.11
						Perdidas de Potencia Total (kw)	40.97			

Realizado por: Los postulantes

### 2.6.8 Pérdidas de potencia en acometidas

Lo primero a calcular es la demanda máxima unitaria por acometida, realizando una relación entre la demanda máxima registrada de toda la S/E Tena, para el número de acometidas; obteniendo así, una estimación de demanda máxima individual por acometida de 2,25 kW, la ecuación utilizada fue la siguiente.

$$D_{\text{máx}_{\text{unit}}} = \frac{D_{\text{máx}_{\text{S/E Tena}}}}{N^{\circ} \text{ acometidas}} \quad [\text{kW}]$$

*Ecuación 2.7*

Dónde:

- \*  $D_{\text{máx}_{\text{unit}}}$  = Demanda máxima unitaria por acometida [kW]
- \*  $D_{\text{máx}_{\text{S/E Tena}}}$  = Demanda máxima de la subestación Tena [kW]
- \*  $N^{\circ}$  acometidas = Número total de acometidas

El siguiente paso a calcular es la máxima corriente que circula por el conductor de fase, esto se obtiene con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{D_{\text{máx}_{\text{unit}}}}{V_{\text{fn}} * f_p * n} \quad [\text{A}]$$

*Ecuación 2.8*

Dónde:

- \*  $I$  = Corriente máxima que circula por la acometida [A]
- \*  $D_{\text{máx}_{\text{unit}}}$  = Demanda máxima unitaria por acometida [kW]
- \*  $V_{\text{fn}}$  = Voltaje fase neutro de servicio [V]
- \*  $f_p$  = Factor de potencia (0,95)
- \*  $n$  = Número de fases

Seguido a esto se procede a calcular la resistencia del conductor de la acometida, para esto es necesario clasificar los tipos de acometidas y sus longitudes más comunes, los valores considerados son los siguientes:

- L1 = 15 m
- L2 = 25 m
- L3 = 40 m
- L4 = 50 m

Con las longitudes más frecuentes halladas en las acometidas del alimentador, se procede aplicar la *ecuación 2.9*, para el cálculo de la resistencia del conductor.

$$R = \frac{L * R1}{1000} \quad [\Omega]$$

*Ecuación 2.9*

Dónde:

- \* R = Resistencia del conductor de la acometida [ $\Omega$ ]
- \* L = Longitud de la acometida acometida [m]
- \* R1 = resistividad del conductor de la acometida [ $\Omega$ /Km]

**Tabla 2.13;** TIPOS DE ACOMETIDAS Y RESISTENCIA DEL CONDUCTOR [ $\Omega$ /KM].

<b>Tipo Acometida</b>	<b>Resistencia del Conductor (R1) [<math>\Omega</math>/km]</b>
Aérea Duplex 2*2	0,86
Aérea Duplex 2*4	1,36
Aérea Duplex 2*6	2,17
Aérea Triplex 3*2	0,86
Aérea Triplex 3*4	1,36
Aérea Triplex 3*6	2,17
Aérea Cuádruplex 4*4	1,36
Aérea Cuádruplex 4*6	2,17

**Fuente:** CABLEC PHELPS DODGE DEL ECUADOR. *Catalogo Conductores Eléctricos y Telefónicos.*

Un valor determinante es la constante N, cuyo valor depende del sistema al que se encuentre instalado, número de fases y número de hilos respectivamente.

**Tabla 2.14;** CONSTANTE N DEPENDIENTE DEL SISTEMA, NÚMERO DE FASES, Y NÚMERO DE HILOS.

sistema	# de fases de acometida	Nº de hilos	constante N
trifásico	tres fases	4	3
	dos fases	3	3
	monofásica	2	2
monofásico	monofásica	2	2
	monofásica	3	2

**Fuente:** AILLÓN SÁNCHEZ Claudia Patricia, 2011.

Las pérdidas de potencia en la acometida, son identificadas con la *ecuación 2.10* como se demuestra a continuación:

$$\text{Perdpot}_{\text{Acometida\_Dmax}} = \frac{I^2 * R * N}{1000} \quad \text{kW}$$

*Ecuación 2.10*

Dónde:

\*  $\text{Perdpot}_{\text{Acometida\_Dmax}}$  = Pérdidas resistivas de potencia en las acometidas a demanda máxima [kW]

\* I = Corriente máxima que circula por la acometida [A]

\* R = Resistencia del conductor de la acometida [ $\Omega$ ]

\* N = Constante dependiente del sistema, número de fases, y número de hilos

El factor de coincidencia entre acometidas se lo calcula con la *ecuación 2.11*.

$$\mathbf{Fact\_coinc_{Acometidas}} = \frac{\mathbf{Fact\_coinc_{redprimaria}}}{\mathbf{Fact\_coinc_{acometida\_unitaria}}}$$

*Ecuación 2.11*

Dónde:

\*  $\mathbf{Fact\_coinc_{Acometidas}}$  = Factor de coincidencia entre acometidas

\*  $\mathbf{Fact\_coinc_{redprimaria}}$  = Factor de coincidencia para el número total de usuarios del alimentador

\*  $\mathbf{Fact\_coinc_{acometida\_unitaria}}$  = factor de coincidencia para el número promedio de usuarios a las que se asigna una acometida, cabe señalar que para el estudio se considera igual a uno, ya que se estima que el promedio de usuarios por tablero es igual a uno.

$$\mathbf{Fact\_coinc_{T/D}} = \frac{0,28}{1}$$

$$\mathbf{Fact\_coinc_{T/D}} = 0,28$$

Finalmente las pérdidas de potencia en las acometidas del alimentador, son definidas con la *ecuación 1.24*.

$$\mathbf{PerdT_{Potencia\_Acometidas\_Dm\acute{a}x}} = 0,28 * 77,72 \text{ kW}$$

$$\mathbf{PerdT_{Potencia\_Acometidas\_Dm\acute{a}x}} = \mathbf{21,56 \text{ kW}}$$

### **2.6.9 Pérdidas de energía en acometidas**

Para lo siguiente se utilizó los valores de factores de pérdidas para un tipo de cliente residencial, que fueron tomados de la *tabla 2.15* que se muestra continuación:

**Tabla 2.15;** FACTOR DE PÉRDIDAS PARA ACOMETIDA RESIDENCIAL

<b>Nivel de Consumo</b>	<b>Factor de Pérdidas</b>
0-100 kWh	0,007
100-150 kWh	0,0086
150-250 kWh	0,0439

**Fuente:** AILLÓN SÁNCHEZ, Claudia Patricia. 2011.

Las pérdidas de energía en las acometidas, son identificadas con la *ecuación 1.25*.

Y el total de pérdidas de energía de todas las acometidas, son determinadas aplicando la *ecuación 1.26*.

$$\mathbf{PerdT_{energía\_acometida\_anual} = 5.855,30 \text{ kWh}}$$

Los resultados de las pérdidas de potencia y energía en las acometidas del alimentador Archidona se muestran en la *tabla 2.16*.

**Tabla 2.16; PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE TODAS LA ACOMETIDAS DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA**

PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN ACOMETIDAS EN EL ALIMENTADOR ARCHIDONA											
Tipo Acometida	Demanda Máxima Unitaria (kW)	Corriente Máxima [A]	Longitud (m)	Resistencia de la Acometida ( $\Omega$ )	Constante del Tipo de Acometida	Perdidas Potencia Dmáx (kW)	Nº Acometida	Factor de Coincidencia Entre Acometidas	Pérdidas Potencia del Grupo Dmax (kW)	Factor Pérdidas	Perdidas Energía del Grupo (kWh)
Aérea Duplex 2*2	2,25	19,77	15	0,01	2	0,01	16	0,28	0,16	0,0086	12,12
			25	0,02		0,02	8		0,13		10,10
			40	0,03		0,03	5		0,13		10,10
			50	0,04		0,03	2		0,07		5,05
Aérea Triplex 3*2	9,89	15	15	0,01		0,00	392		0,99		74,22
			25	0,02		0,00	214		0,90		67,53
			40	0,03		0,01	44		0,29		22,22
			50	0,04		0,01	27		0,23		17,04
Aérea Duplex 2*6	19,77	15	15	0,03		0,03	113		2,88		216,70
			25	0,05		0,04	58		2,46		185,38
			40	0,09		0,07	12		0,81		61,37
			50	0,11		0,08	10		0,85		63,92
Aérea Triplex 3*6	9,89	15	15	0,03		0,01	9		0,06		4,31
			25	0,05		0,01	6		0,06		4,79
			40	0,09		0,02	1		0,02		1,28
			50	0,11		0,02	1		0,02		1,60
Aérea Duplex 2*4	19,77	15	15	0,02	0,02	2125	34,00	2561,53			
			25	0,03	0,03	786	20,96	1579,11			
			40	0,05	0,04	184	7,85	591,46			
			50	0,07	0,05	85	4,53	341,54			
Aérea Triplex 3*4	9,89	15	15	0,02	0,00	14	0,06	4,22			
			25	0,03	0,01	10	0,07	5,02			
			40	0,05	0,01	1	0,01	0,80			
			50	0,07	0,01	2	0,03	2,01			
Aérea cuádruple x 4*4	6,23	15	15	0,02	0,00	10	0,02	1,79			
			25	0,03	0,00	10	0,04	2,99			
			40	0,05	0,01	5	0,03	2,39			
			50	0,07	0,01	1	0,01	0,60			
Aérea cuádruple x 4*6	6,23	15	15	0,03	0,00	10	0,04	2,85			
			25	0,05	0,01	1	0,01	0,48			
			40	0,09	0,01	1	0,01	0,76			
			50	0,11	0,01		0,00	0,00			
<b>TOTAL</b>								21,56		5855,30	

Realizado por: Los postulantes

### 2.6.10 Pérdidas de potencia y energía en contadores de energía

Aplicando la *ecuación 1.27* hallamos las pérdidas totales de potencia en los contadores de energía del alimentador Archidona, obteniendo lo siguiente:

$$\text{PerdT}_{\text{potencia\_medidores}} = 7,09 \text{ kW}$$

Y con la *ecuación 1.28* hallamos las pérdidas totales anuales de energía de los contadores de energía del alimentador Archidona, obteniendo lo siguiente:

$$\text{PerdT}_{\text{Energia\_medidores\_anual}} = 62.145,19 \text{ kWh}$$

La siguiente tabla, muestra los resultados obtenidos del cálculo de esta etapa funcional:

**Tabla 2.17; PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE TODOS LOS MEDIDORES DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN CONTADORES DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA					
Tipo de Medidor	Clase de Medidor	Pérdidas en la bobina de voltaje (W)	Nº Medidores	Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdidas de Energía (kWh)
Monofásico	Electromecánicos	1.00	3915	3.92	34295.40
	Electrónicos	0.80	2754	2.20	19300.03
Bifásico	Electromecánicos	2.00	340	0.68	5956.80
	Electrónicos	1.00	185	0.19	1620.60
Trifásico	Electromecánicos	3.00	30	0.09	788.40
	Electrónicos	1.50	14	0.02	183.96
<b>TOTAL</b>			7238	7.09	62145.19

Realizado por: Los postulantes

### 2.6.11 Pérdidas de potencia y energía en alumbrado público

Las pérdidas de potencia totales de las luminarias del alimentador Archidona se obtienen con la *ecuación 1.29*, obteniendo lo siguiente:

$$\text{PerdT}_{\text{potencia\_luminarias}} = 44,62 \text{ kW}$$

Y las pérdidas de energía anuales de las luminarias del alimentador Archidona se obtienen con la *ecuación 1.30*, obteniendo lo siguiente:

$$\text{PerdT}_{\text{Energia\_luminarias\_anual}} = 195.444,36 \text{ kWh}$$

La siguiente tabla, muestra los resultados obtenidos del cálculo de esta etapa funcional:

**Tabla 2.18; PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE TODAS LAS LUMINARIAS DEL ALUMBRADO PÚBLICO DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA**

PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN LUMINARIAS DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA					
Tipo de Luminaria	Potencia Nominal (W)	Nº Luminarias	Perdidas Balasto (W)	Perdidas de Potencia (kW)	Perdidas de Energia (kWh)
Hg-100W-Abierta	100	2	12	0,02	105,12
Hg-125W-Abierta	125	68	14	0,95	4169,76
Hg-150W-Abierta	150	13	16	0,21	911,04
Hg-175W-Abierta	175	67	17	1,14	4988,82
Hg-125W-Cerrada	125	24	15	0,36	1576,80
Hg-250W-Cerrada	250	1	25	0,03	109,50
Hg-500W-Cerrada	500	1	40	0,04	175,20
Na-70W-Abierta	70	370	11	4,07	17826,60
Na-100W-Abierta	100	966	14	13,52	59235,12
Na-150W-Abierta	150	1	16	0,02	70,08
Na-70W-Cerrada	70	3	11	0,03	144,54
Na-75W-Cerrada	75	4	12	0,05	210,24
Na-100W-Cerrada	100	241	15	3,62	15833,70
Na-150W-Cerrada	150	222	16	3,55	15557,76
Na-250W-Cerrada	250	709	24	17,02	74530,08
<b>TOTAL</b>				<b>44,62</b>	<b>195444,36</b>

Realizado por: Los postulantes

## ***2.7 Pérdidas técnicas en cada etapa funcional de los alimentadores asociados a la S/E Tena***

La metodología aplicada al alimentador Archidona para determinar las pérdidas técnicas en potencia y energía, se aplicó para los 4 alimentadores restantes, y los resultados obtenidos se muestran en las tablas 4, 5, 6,7 y 8 y los gráficos 1, 2, 3,4 y 5 del *anexo 3*, en los que se detalla los porcentajes de pérdidas en potencia y energía de cada subsistema tomando como relación la Energía Suministrada al Alimentador Amazonas al año 2014 (MWh).

## ***2.8 Pérdidas técnicas totales de energía del sistema de distribución de la S/E Tena***

La *tabla 2.19*, detalla los porcentajes de pérdidas técnicas totales de energía de cada etapa funcional de la S/E Tena, tomando como relación la energía suministrada a la S/E Tena al año 2014 y cuyos resultados se aprecian en el *gráfico 2.3*.

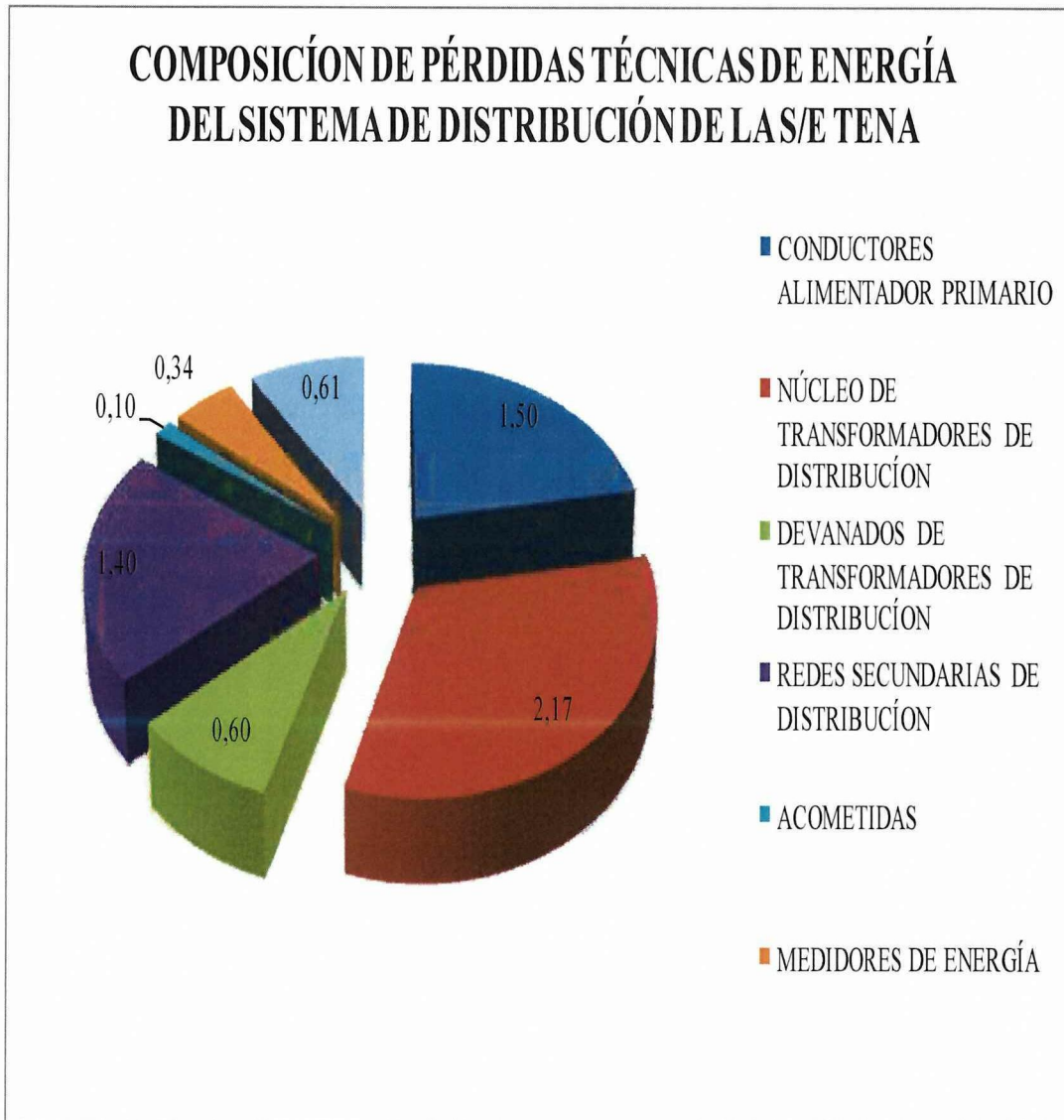


**Tabla 2.19;** COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE LAS DIFERENTES ETAPAS FUNCIONALES PERTENECIENTES A LA S/E TENA.

<b>COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E TENA</b>		
Energía Suministrada a la S/E Tena al año 2014*		55.810,44
Capacidad Instalada en la S/E Tena (MVA)		10
MVA Instalados en Transformadores de Distribución		26,46
<b>SUBSISTEMAS</b>	<b>Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)</b>	<b>% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada a la subestacion Tena</b>
CONDUCTORES ALIMENTADORES PRIMARIOS	838.523,62	1,50
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	1.213.338,84
	DEVANADOS	336.456,89
REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN	780.858,51	1,40
ACOMETIDAS	54.910,59	0,10
MEDIDORES DE ENERGÍA	188.175,31	0,34
ALUMBRADO PÚBLICO	341.934,33	0,61
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA</b>	<b>3.754.198,09</b>	<b>6,73</b>

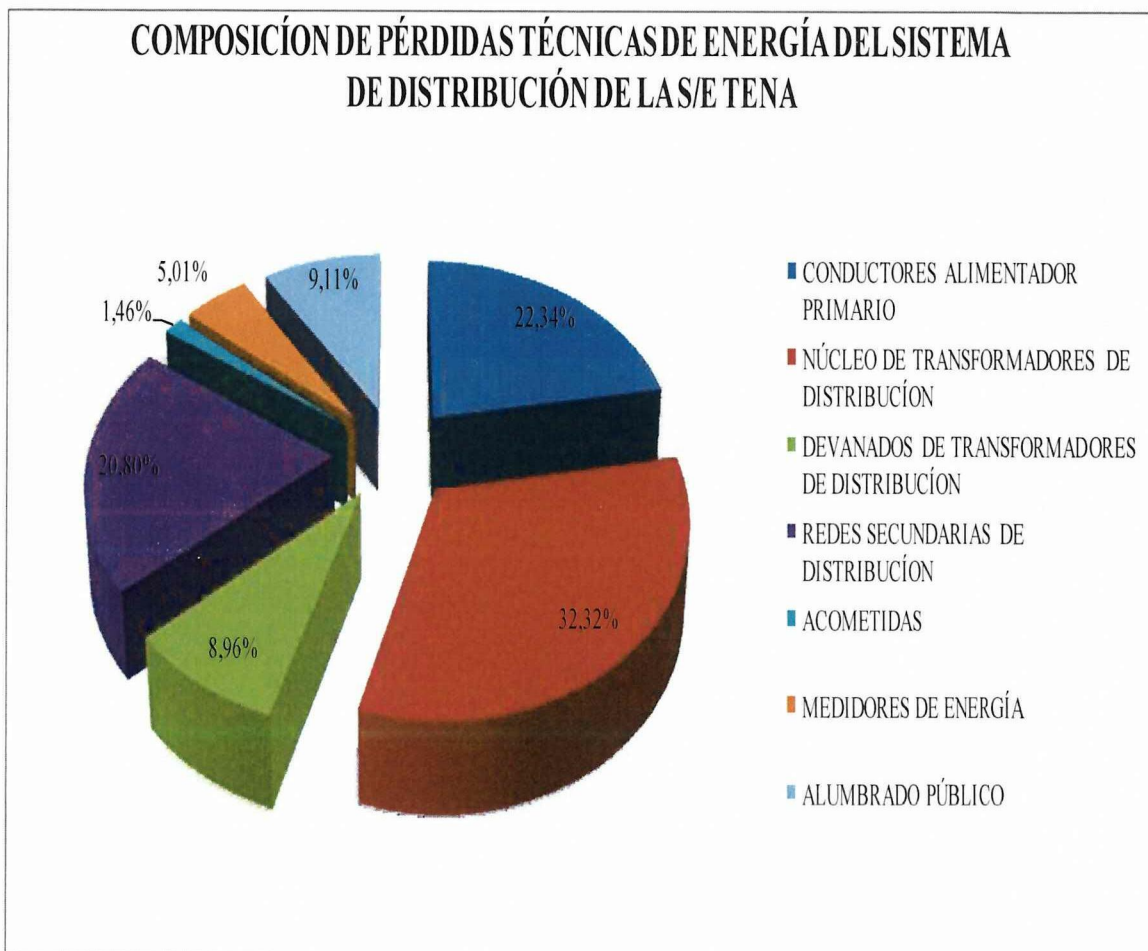
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 2.3; PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN CADA COMPONENTE, CON RELACIÓN A LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LA S/E TENA**



**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 2.4;** PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICA DE ENERGÍA EN CADA ETAPA FUNCIONAL, RESPECTO AL TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA OBTENIDAS.



**Realizado por:** Los postulantes

La *tabla 2.20*, muestra el porcentaje de pérdidas técnicas de energía de cada alimentador del sistema de distribución.

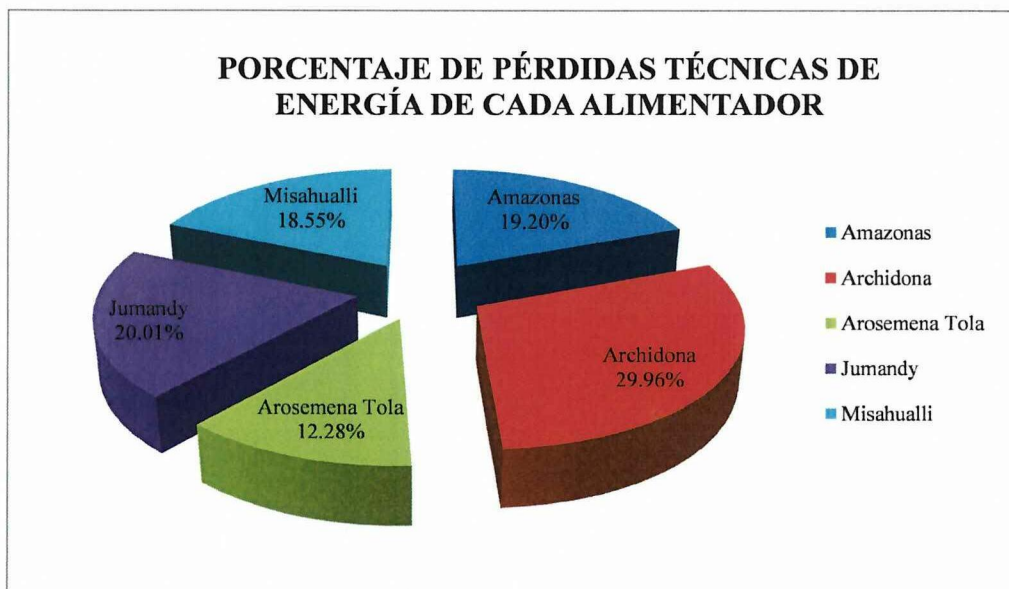
**Tabla 2.20;** PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE CADA ALIMENTADOR ASOCIADO A LA S/E TENA.

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CADA ALIMENTADOR PRIMARIO		
ALIMENTADOR	PERDIDAS DE ENERGIA ANUAL (kWh/año)	PORCENTAJES %
Amazonas	720905.93	19.20
Archidona	1124800.31	29.96
Arosemena Tola	460846.92	12.28
Jumandy	751315.40	20.01
Misahualli	696329.53	18.55
<b>TOTAL</b>	<b>3754198.09</b>	<b>100</b>

Realizado por: Los postulantes

El *gráfico 2.5*, representa la distribución de los porcentajes de pérdidas técnicas de energía de cada uno de los alimentadores.

**Gráfico 2.5;** PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DE CADA ALIMENTADOR



Realizado por: Los postulantes

## ***2.9 Balance global de energía del sistema de distribución de la S/E***

### ***Tena***

El balance global de energía considera la energía suministrada, la energía registrada, y las pérdidas técnicas de energía dentro de un periodo determinado para el caso de estudio, están definidas en un tiempo de un año a partir del mes de enero del 2014 a enero del 2015.

#### ***2.9.1 Energía suministrada***

Este tipo de energía es medida con los registros digitales de carga instalados en la cabecera de cada alimentador, donde los valores son registrados en un intervalo de 15 minutos, los datos proporcionados dentro del estudio, corresponden a un periodo a partir del 1 de enero del 2014 al 31 de marzo de 2014, y estos datos son extrapolados a un año.

#### ***2.9.2 Energía registrada***

Los datos obtenidos de la energía registrada, fueron tomados y extrapolados del informe estadístico anual del año 2013, en la que tomamos los valores de venta de energía del año 2013, de los cuales corresponde los clientes regulados como son: residencial, comercial, industrial, oficial, asistencia social, beneficencia, bombeo así como clientes no regulados que corresponde al alumbrado público, energía no facturada (ley del transporte) y otros.

#### ***2.9.3 Energía de pérdidas***

Las pérdidas de energía son las comprenden a las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas, y son determinadas por la diferencia entre la energía suministrada y la energía registrada, y se las representa con la siguiente expresión:

$$E_{TL} = E_S - E_R$$

*Ecuación 2.12*

$E_S$  = Energía Suministrada (kWh)

$E_R$  = Energía Registrada (kWh)

$E_{TP}$  = Energía Total de Pérdidas (kWh)

#### **2.9.4 Pérdidas técnicas**

Para totalizar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución se las representa mediante la siguiente expresión.

$$E_{PTt} = E_{Prp} + E_{Pnt} + E_{Pdt} + E_{Prs} + E_{Pa} + E_{Pap} + E_{Pm}$$

*Ecuación 2.13*

Dónde:

$E_{PTt}$  = Energía de pérdidas técnicas totales (kWh)

$E_{Prp}$  = Energía de pérdidas en redes primarias (kWh)

$E_{Pnt}$  = Energía de pérdidas en núcleos de T/D (kWh)

$E_{Pdt}$  = Energía de pérdidas en devanados de T/D (kWh)

$E_{Prs}$  = Energía de pérdidas en redes secundarias (kWh)

$E_{Pa}$  = Energía de pérdidas en acometidas (kWh)

$E_{Pap}$  = Energía de pérdidas en alumbrado público (kWh)

$E_{Pm}$  = Energía de pérdidas en medidores (kWh)

#### **2.9.5 Pérdidas no técnicas**

La energía perteneciente a las pérdidas no técnicas, son calculadas después de haber obtenido las pérdidas técnicas como se detalla en la siguiente expresión.

$$E_{PNTt} = E_S - E_R - E_{PTt}$$

*Ecuación 2.14*

Dónde:

$E_{TP}$  = Energía de Pérdidas No Técnicas Totales (kWh)

$E_{PTt}$  = Energía de Pérdidas Técnicas Totales (kWh)

$E_S$  = Energía Suministrada (kWh)

$E_R$  = Energía Registrada (kWh)

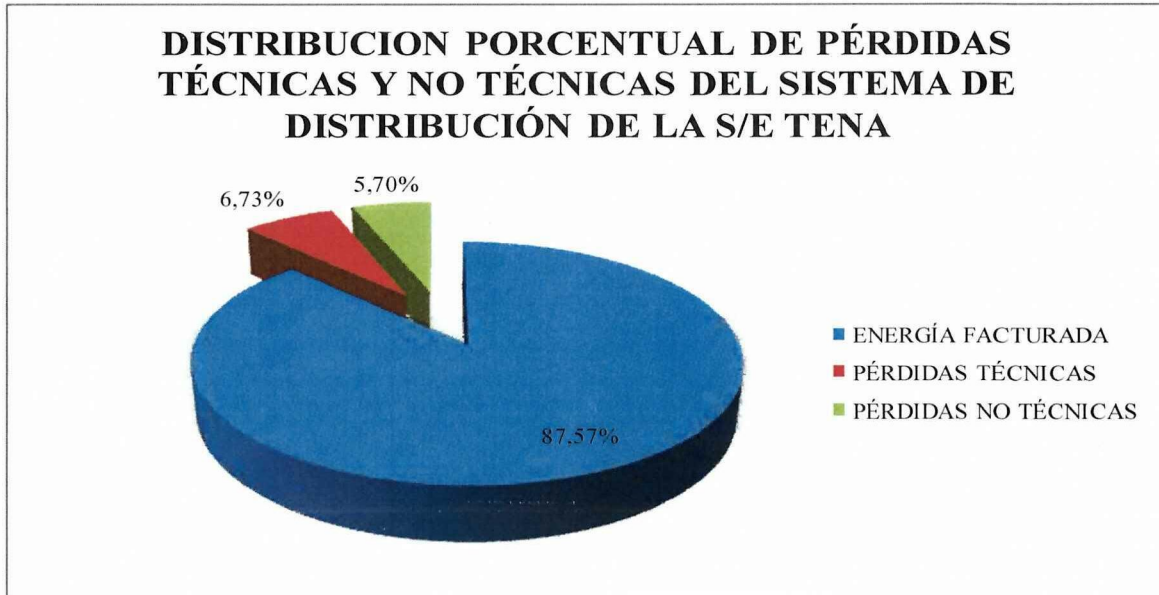
A continuación se presenta los resultados que han sido obtenidos del balance global de energía, así como también la distribución porcentual de pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución de la S/E Tena.

**Tabla 2.21; BALANCE GLOBAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E TENA.**

<b>BALANCE GLOBAL DE ENERGÍA DE LA S/E TENA</b>		
	<b>ENERGÍA [kWh/Año]</b>	<b>PORCENTAJE (%)</b>
<b>ENERGÍA SUMINISTRADA</b>	55,810,440.80	100%
<b>ENERGÍA FACTURADA</b>	48,872,813.75	87.57%
<b>ENERGÍA TOTAL DE PÉRDIDAS</b>	6,937,627.05	12.43%
<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS</b>	3,754,198.09	6.73%
<b>PÉRDIDAS NO TÉCNICAS</b>	3,183,428.96	5.70%

**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 2.6;** DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS, OBTENIDAS DEL BALANCE GLOBAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E TENA.



**Realizado por:** Los postulantes

## **CAPÍTULO III**

### **PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CONTROL Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR ARCHIDONA**

#### ***3.1 Presentación***

Una vez determinadas las pérdidas técnicas de energía eléctrica, en cada una de las etapas funcionales de los alimentadores de la S/E Tena, se establece que estas pérdidas son el resultado de una serie de causas. Es decir estas condiciones reflejan otros problemas relacionados y que debidamente analizados, llevan a las raíces del problema y por consiguiente a las verdaderas soluciones.

Se debe destacar que a medida que se logre la más detallada desagregación de las pérdidas de sus componentes, resulta más útil el control y reducción de pérdidas. Una vez detectado estos índices es conveniente llevar a cabo un balance global de energía, que clasifica el total de pérdidas técnicas, mostrando, que las pérdidas con mayor índice son generadas en el Alimentador Archidona.

Por tal motivo es necesario enfatizar que las alternativas que se proponen permitirán a más de proporcionar un control y reducción de pérdidas técnicas, servirá de sustento para el diseño, planificación, operación de la red y estudios posteriores.

En consecuencia la localización sectorizada de los índices de pérdidas generará una mejora sustancial del sistema de distribución, contribuyendo a mejorar calidad del servicio eléctrico.

## **3.2 Objetivos**

### **3.2.1 Objetivo General**

Reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica del alimentador Archidona, mediante el empleo de las alternativas planteadas, para lograr mejorar los índices de energía y en base a esto recuperar económicamente la energía útil que está siendo desperdiciada.

### **3.2.2 Objetivos Específicos**

- Aplicar las propuestas establecidas al alimentador Archidona para mejorar las condiciones operativas en las redes y controlar las pérdidas técnicas de energía eléctrica.
- Establecer criterios técnicos para el planteamiento de las alternativas de solución, tomando en cuenta los análisis económicos ante los problemas presentados.
- Ejecutar la metodología de cálculo empleada, para realizar evaluaciones y discriminaciones de potencia y energía de cada subsistema del sistema de distribución.

## **3.3 Alternativas para reducir el índice de pérdidas técnicas del alimentador Archidona**

Analizando los porcentajes de pérdidas obtenidas de todos los alimentadores pertenecientes a la subestación Tena, se pudo determinar que el alimentador Archidona es el que mayor índice de pérdidas presenta con respecto a los demás, por tal razón se propone alternativas que permitan dar un mejor tratamiento que garantice



la disminución del porcentaje de pérdidas que va de la mano junto a la calidad del servicio eléctrico y situación financiera de la empresa.

### 3.4 Propuestas

#### 3.4.1 Balance de carga

Para realizar el balance de carga del alimentador Archidona, se optó por la utilización del módulo de balance de carga que dispone el Cymdist; en el cual, se fijó la reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Los resultados se representan a continuación en la *tabla 3.1*.

**Tabla 3.1; RESULTADOS DEL BALANCE DE CARGA.**


Reporte del balance de carga												
1. Red(es) involucrada(s): ARCHIDONA												
Ubicación 1: Fuente 43091 (ARCHIDONA)												
Resumen de la ubicación												
	Fase A (kVA)	Fase B (kVA)	Fase C (kVA)	Ineutro (A)	Pérdidas totales (kW)	Promedio kVA deseq.	Corriente Factor de deseq.	Tensión Factor de deseq.				
Antes	1117,99	1030,94	1146,57	14,61	98,51	6,15%	6,15%	0,00%				
Después	1128,82	1173,34	988,2	20,11	95,47	9,90%	9,90%	0,00%				
Cambio de fase recomendado para Ubicación : Fuente 43091 (ARCHIDONA) (* significa aplicado por el usuario)												
Nombre del tramo	Cambio de fase (kVA)				Fase A (kVA)	Fase B (kVA)	Fase C (kVA)	Ineutro (A)	Pérdidas totales (kW)	Promedio kVA deseq.	Corriente Factor de deseq.	Tensión Factor de deseq.
	A	B	C									
46550			a B	Antes	1117,99	1030,94	1146,57	14,61	98,51	6,15%	6,15%	0,00%
				Después	1128,82	1173,34	988,2	20,11	95,47	9,90%	9,90%	0,00%

**Fuente:** Software Cymdist

**Realizado por:** Los postulantes

Para esto se realizó un análisis de precios por concepto balancear las fases, todo esto en base a una partida presupuestaria que se la muestra a continuación:

**Tabla 3.2; PARTIDA PRESUPUESTARIA PARA EL BALANCE DE CARGA**

 <b>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.</b> <b>DEPARTAMENTO ZONA ORIENTAL-NAPO</b>			PRESUPUESTO
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.			#
FECHA:	2014	COSTO DIRECTO	1-BC-2014
DEPARTAMENTO:	DZO-NAPO	MATERIALES TOTAL:	-
SECCIÓN:	TÉCNICA	Materiales Redes Nuevas:	0.00
CANTÓN:	Tena	Materiales Redes Recuperadas:	-
SECTOR:		Materiales Redes Viejas:	-
UBICACIÓN:		Materiales A.P. Nuevas:	-
PROGRAMA	DISTRIBUCIÓN	Materiales A.P. Recuperadas:	-
SUBPROGRAMA		Materiales A.P. Viejas:	-
PROYECTO:	balance de carga en el tramo 46550 del alimentador archidona	MANO OBRA TOTAL:	97.73
PARTIDA PRESUPUEST. N° PARTIDA PRESUP. DIST. AL SITIO DE CONSTRUCCIÓN (Km):	mejoramientos menores napo 1.2.2.5.01.007.40.701 17.0	M.O.Construccion Redes:	97.73
NÚMERO DE LOTES:		M.O. Reutilizados Redes:	-
ÁREA UTIL TOTAL DE LA LOTIZACIÓN (m²):		M.O.Desmantelamiento Redes:	-
		M.O.Const. A.P.:	-
		M.O. Reutilizados A.P.:	-
		M.O.Desmantelamiento A.P.:	-
PLAZO TOTAL:		Movilización:	-
FACTOR DE DISTANCIA: 1.1417		<b>COSTO INDIRECTO</b>	<b>9.77</b>
		Diseño	-
		Administración (5% MAT.)	-
		Dirección Técnica (10% M.O.)	9.77
		<b>PRESUPUESTO TOTAL (No incluye IVA)</b>	<b>107.50</b>

Realizado por: Los postulantes

En base a los resultados obtenidos se aprecia que el cambio de fase en el tramo 43091 considerado de la red, presentan una reducción en las pérdidas de potencia resistivas de 98,51 kW a 95,47 kW, con una reducción anual de 262181,56 kWh a 250204,65 kWh, es decir un ahorro en las pérdidas de energía eléctrica de 11976,91 kWh.

La valoración económica para la propuesta del balance de carga teniendo en cuenta la tarifa de la energía eléctrica con un valor de 0,07 USD/kWh, demuestra que se obtuvo un beneficio económico por el ahorro de energía de 838,38 Dólares en el primer año, lo que significa una recuperación de 69,86 dólares al mes, por lo mencionado anteriormente la inversión de esta propuesta sería recuperada en 1,54 meses.

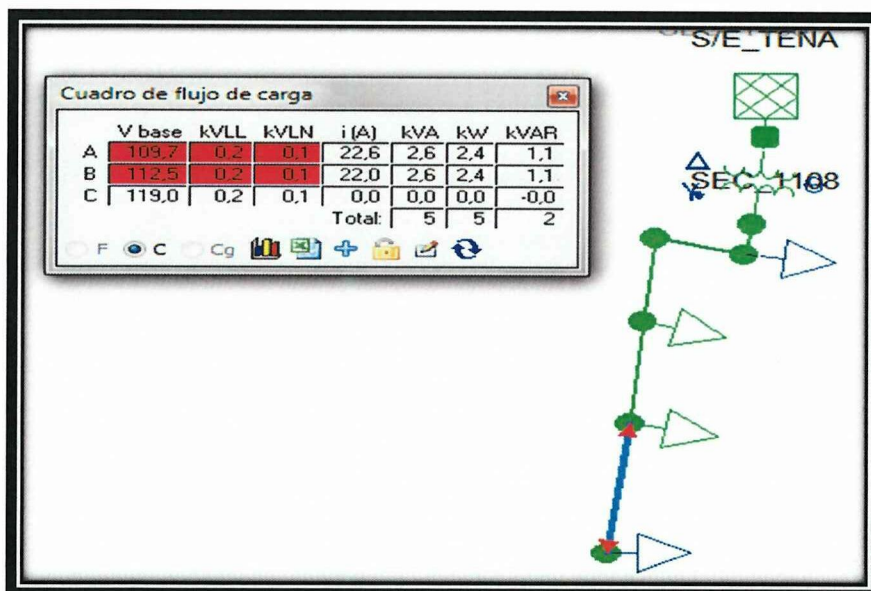
#### ***1.1.1 Reubicación del transformador N° 1108 al centro de carga.***

Se hizo un análisis de un circuito secundario con las siguientes alternativas propuestas, para apreciar la reducción de las pérdidas de energía eléctrica y el beneficio logrado.

Muchas veces debido a la expansión de las redes secundarias con nuevos usuarios ha originado que los centros de transformación queden desplazados de su ubicación central, por lo que es necesario hacer una reubicación del centro de transformador.

A continuación, se muestra en el *gráfico 3.1* la simulación del transformador N° 1108 de la red secundaria en condición actual de operación.

**Gráfico 3.1;** SIMULACIÓN DE LA RED SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR N° 1108, EN CONDICIONES INICIALES



**Fuente:** Software Cymdist  
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 3.3;** RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CONDUCTORES DE LA RED SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR N° 1108, EN CONDICIONES INICIALES.

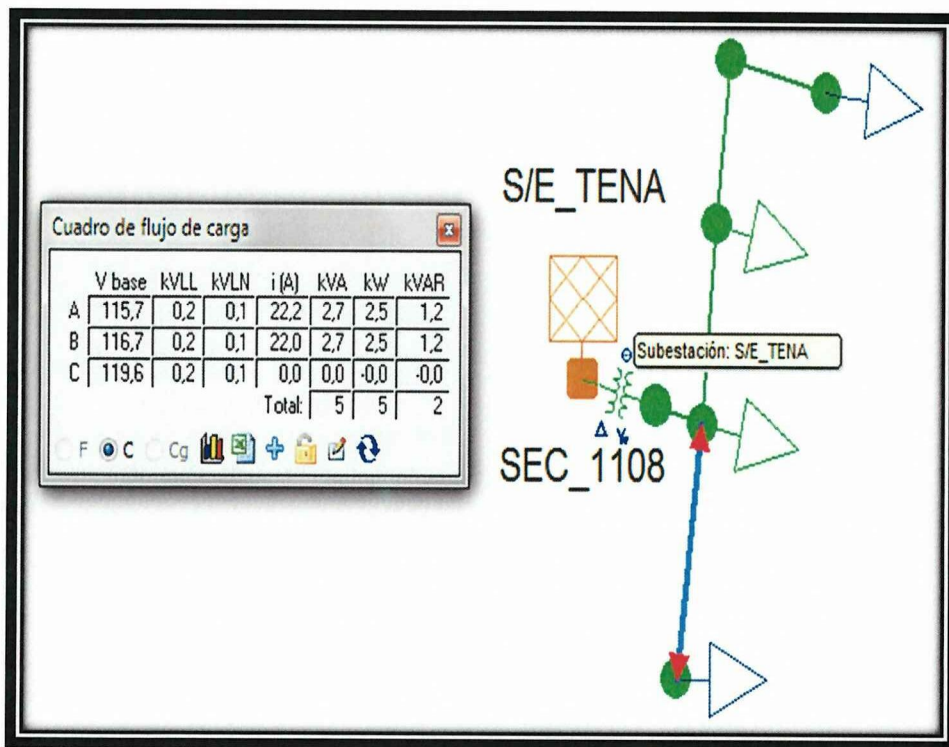
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	1,59	13,93	0,42
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas en los transformadores	0,16	1,4	0,04
Pérdidas totales	1,75	15,33	0,46

**Fuente:** Software Cymdist.  
**Realizado por:** Los postulantes

Al simular esta condición de la red seleccionada, se determina las pérdidas en las líneas y se localiza que al final del circuito, el voltaje cae por debajo del valor del umbral.

Se realiza la simulación nuevamente del circuito considerando la reubicación del transformador al centro de carga, tomando los siguientes resultados.

**Gráfico 3.2:** SIMULACIÓN DE LA RED SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR N° 1108 CONSIDERANDO LA REUBICACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN



**Fuente:** Software Cymdist

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 3.4:** RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CONDUCTORES DE LA RED SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR N° 1108, CONSIDERANDO LA REUBICACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	0,29	2,57	0,08
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas en los transformadores	0,16	1,38	0,04
Pérdidas totales	0,45	3,95	0,12

**Fuente:** Software Cymdist.

**Realizado por:** Los postulantes

Se realizó un análisis de precios por concepto de desmantelamiento, reubicación y montaje del transformador, todo esto en base a una partida presupuestaria que se la muestra continuación en la *tabla 3.6*.

**Tabla 3.5; PRESUPUESTO TOTAL PARA LA REUBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR N°1108**

		<b>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.</b> <b>DEPARTAMENTO ZONA ORIENTAL-NAPO</b>	
<b>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.</b>			<b>PRESUPUESTO #</b> <b>1-RT-2014</b>
FECHA:	2014	COSTO DIRECTO	278,99
DEPARTAMENTO:	DZO-NAPO	MATERIALES TOTAL:	-
SECCIÓN:	TÉCNICA	Materiales Redes Nuevas:	0,00
CANTÓN:	Tena	Materiales Redes Recuperadas:	-
SECTOR:	AMADEN	Materiales Redes Viejas:	-
UBICACIÓN:	VIA TENA-QUITO	Materiales A.P. Nuevas:	-
PROGRAMA	DISTRIBUCIÓN	Materiales A.P. Recuperadas:	-
SUBPROGRAMA	ATENCIÓN CLIENTE	Materiales A.P. Viejas:	-
PROYECTO:	Reubicacion de transformacion	MANO OBRA TOTAL:	278,99
		M.O.Construccion Redes:	146,83
		M.O. Reutilizados Redes:	-
PARTIDA PRESUPUEST.	mejoramientos menores napo	M.O.Desmantelamiento Redes:	132,16
N° PARTIDA PRESUP.	1.2.2.5.01.007.40.701	M.O.Const. A.P.:	-
DIST. AL SITIO DE CONSTRUCCIÓN (Km):	39,0	M.O. Reutilizados A.P.:	-
		M.O.Desmantelamiento A.P.:	-
NÚMERO DE LOTES:		Movilización:	-
ÁREA UTIL TOTAL DE LA LOTIZACIÓN (m²):		<b>COSTO INDIRECTO</b>	<b>27,90</b>
		Diseño	-
		Administración (5% MAT.)	-
PLAZO TOTAL:		Dirección Técnica (10% M.O.)	27,90
FACTOR DE DISTANCIA:	1,3250		
		<b>PRESUPUESTO TOTAL (No incluye IVA)</b>	<b>306,89</b>

**Realizado por:** Los postulantes

Con lo realizado anteriormente se logró una reducción de pérdidas de potencia resistivas a demanda máxima en las líneas de 1,59 kW a 0,29 kW, con una reducción anual de pérdidas de energía de 4552,20 kWh a 830,27 kWh; es decir, un ahorro de 3721,92 kWh.

La valoración económica para la propuesta de la reubicación del transformador N° 1108 al centro de carga teniendo en cuenta la tarifa de la energía eléctrica con un valor de 0,07 USD/kWh, demuestra que se obtuvo un beneficio económico por el ahorro de energía de 260,54 Dólares en el primer año, lo que significa una recuperación de 21,71 Dólares al mes, por lo mencionado anteriormente la inversión de esta propuesta sería recuperada en 1,17 años.

#### *1.1.2 Cambio del conductor de 2 a 1/0 AWG de la red secundaria del transformador N° 1108*

Partiendo con el transformador N° 1108 que posee red secundaria con un calibre # 2 AWG, se propone el reemplazo de la red por una de mayor calibre # 1/0 AWG, tomando los siguientes valores que se indican en la tabla.

**Tabla 3.6; RESULTADOS DE PÉRDIDAS POTENCIA EN LAS LÍNEAS DE LA RED SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR N° 1108, CON EL CAMBIO DEL CALIBRE DE 2 A 1/0 AWG.**

<b>Costo anual de las pérdidas del sistema</b>	<b>kW</b>	<b>MW-h/año</b>	<b>k\$/año</b>
Pérdidas en las líneas	0,96	8,38	0,25
Pérdidas en los cables	0	0	0,00
Pérdidas en los transformadores	0,16	1,39	0,04
<b>Pérdidas totales</b>	<b>1,12</b>	<b>9,77</b>	<b>0,29</b>

**Fuente:** Software Cymdist

**Realizado por:** Los postulantes

Para obtener los costos de inversión que incurren para el cambio de conductor, se hizo un análisis de costos donde se detallan los costos de construcción y desmantelamiento. Como se detalla a continuación en la *tabla 3-9*.

**Tabla 3.7;** PRESUPUESTO TOTAL PARA CAMBIO DE CONDUCTOR.

		<b>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A. DEPARTAMENTO ZONA ORIENTAL-NAPO</b>	
<b>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.</b>			PRESUPUESTO # 1-CC-2014
FECHA:	2014	<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>2,041.29</b>
DEPARTAMENTO:	DZO-NAPO	MATERIALES TOTAL:	<b>1,740.00</b>
SECCIÓN:	TÉCNICA	Materiales Redes Nuevas:	1740.00
CANTÓN:	Tena	Materiales Redes Recuperadas:	-
SECTOR:	AMADEN	Materiales Redes Viejas:	-
UBICACIÓN:	VIA TENA-QUITO	Materiales A.P. Nuevas:	-
PROGRAMA	DISTRIBUCIÓN	Materiales A.P. Recuperadas:	-
SUBPROGRAMA	ATENCIÓN CLIENTE	Materiales A.P. Viejas:	-
PROYECTO:	Cambio de calibre # 2 a 1/0 AWG	MANO OBRA TOTAL:	301.29
PARTIDA PRESUPUEST. Nº PARTIDA PRESUP. DIST. AL SITIO DE CONSTRUCCIÓN (Km): NÚMERO DE LOTES: ÁREA UTIL TOTAL DE LA LOTIZACIÓN (m²):	<b>mejoramientos menores n</b> 1.2.2.5.01.007.40.701  <b>39.0</b>	M.O.Construcción Redes:	208.81
		M.O. Reutilizados Redes:	-
		M.O.Desmantelamiento Redes:	92.48
		M.O.Const. A.P.:	-
		M.O. Reutilizados A.P.:	-
		M.O.Desmantelamiento A.P.:	-
		Movilización:	-
		<b>COSTO INDIRECTO</b>	<b>117.13</b>
		Diseño	
		Administración (5% MAT.)	87.00
		Dirección Técnica (10% M.O.)	30.13
PLAZO TOTAL:			
FACTOR DE DISTANCIA:	1.3250		
OBSERVACIONES:		<b>PRESUPUESTO TOTAL (No incluye IVA)</b>	<b>2,158.42</b>

Realizado por: Los postulantes

En base a los resultados obtenidos, se aprecia que el cambio del conductor de 2 a 1/0 AWG en la redes, presentan condiciones favorables ya que reduce las pérdidas de energía eléctrica en las líneas, logrando una reducción en las pérdidas de potencia resistivas de 1,59 kW a 0,96 kW, con una reducción anual de pérdidas de energía eléctrica de 4552,20 kWh a 2748,498 kWh; es decir, un ahorro de energía eléctrica de 1803,70 kWh.

La valoración económica para la propuesta del cambio del conductor de 2 a 1/0 AWG de la red secundaria N° 1108 teniendo en cuenta la tarifa de la energía eléctrica con un valor de 0,07 USD/kWh, demuestra que se obtuvo un beneficio económico por el ahorro de energía de 126,26 Dólares en el primer año, lo que significa una recuperación de 10,52 Dólares al mes, por lo mencionado anteriormente la inversión de esta propuesta sería recuperada en 17,08 años.

En base a las propuestas presentadas y a sus respectivos análisis técnicos y económicos se puede evidenciar que el balance de carga es la opción más viable.



**1.2 Demostración de la reducción de pérdidas técnicas del alimentador Archidona aplicando la propuesta del balance de carga**

**Tabla 3.8; ÍNDICES DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN CONDICIONES ACTUALES DE LA RED.**

Energía Suministrada a la S/E Tena al año 2014 (MWh/Año)		55,810.44									
		Amazonas		Archidona		Arosemena Tola		Jumandí		Misahuallí	
SUBSISTEMAS		Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía
CONDUCTORES ALIMENTADORES PRIMARIOS		95,723.44	0.17	262,181.56	0.47	39,121.96	0.07	152,212.49	0.27	289,284.17	0.52
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	218,824.80	0.39	384,599.04	0.69	188,611.56	0.34	197,730.72	0.35	223,572.72	0.40
	DEVANADOS	93,371.37	0.17	61,653.86	0.11	21,631.95	0.04	138,198.24	0.25	21,601.47	0.04
REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN		207,480.25	0.37	213,834.53	0.38	129,309.16	0.23	164,959.16	0.30	65,275.41	0.12
ACOMETIDAS		4,241.35	0.01	5,855.30	0.01	21,898.24	0.04	10,500.91	0.02	12,414.79	0.02
MEDIDORES DE ENERGÍA		42,781.21	0.08	62,145.19	0.11	16,610.71	0.03	37,857.22	0.07	28,780.98	0.05
ALUMBRADO PÚBLICO		58,483.51	0.10	134,530.82	0.24	43,663.34	0.08	49,856.66	0.09	55,399.99	0.10
		720,905.93	1.29	1,124,800.31	2.02	460,846.92	0.83	751,315.40	1.35	696,329.53	1.25
TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA S/E TENA											
		3,754,198.09	6.73								

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 3.9; ÍNDICES DE PÉRDIDAS TÉCNICAS CONSIDERANDO LAS PROPUESTAS PLANTEADAS AL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

Energía Suministrada a la S/E Tena al año 2014 (MWh/Año)		55,810.44									
		Amazonas		Archidona		Arosemena Tola		Jumandi		Misahualli	
SUBSISTEMAS		Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía	Pérdidas de Energía (kWh/año)	(%) de Pérdidas de Energía
CONDUCTORES ALIMENTADORES PRIMARIOS		95,723.44	0.17	250,204.65	0.45	39,121.96	0.07	152,212.49	0.27	289,284.17	0.52
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	218,824.80	0.39	384,599.04	0.69	188,611.56	0.34	197,730.72	0.35	223,572.72	0.40
	DEVANADOS	93,371.37	0.17	61,653.86	0.11	21,631.95	0.04	138,198.24	0.25	21,601.47	0.04
REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN		207,480.25	0.37	213,834.53	0.38	129,309.16	0.23	164,959.16	0.30	65,275.41	0.12
ACOMETIDAS		4,241.35	0.01	5,855.30	0.01	21,898.24	0.04	10,500.91	0.02	12,414.79	0.02
MEDIDORES DE ENERGÍA		42,781.21	0.08	62,145.19	0.11	16,610.71	0.03	37,857.22	0.07	28,780.98	0.05
ALUMBRADO PÚBLICO		58,483.51	0.10	134,530.82	0.24	43,663.34	0.08	49,856.66	0.09	55,399.99	0.10
		720,905.93	1.29	1,112,823.40	1.99	460,846.92	0.83	751,315.40	1.35	696,329.53	1.25
		TOTAL PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELECTRICA DE LA S/E TENA									
		3,742,221.18	6.71								

**Realizado por:** Los postulantes

En base a los resultados obtenidos se aprecia que, considerando las propuestas planteadas de reducción de pérdidas de energía para el alimentador Archidona, se produce una reducción en las pérdidas de energía de 262181,56 kWh/año a 250204,65 kWh/año, es decir un ahorro de energía eléctrica de 11976,91 kWh/año.

### ***1.3 Conclusiones***

- A través de la metodología aplicada y el uso de las herramientas computacionales, se determinó que las pérdidas técnicas de energía eléctrica representan el 6,73 % del total de la energía suministrada, distribuida de la siguiente manera: 1,50% correspondiente a las pérdidas resistivas en redes primarias, 2,17% en los núcleos de los transformadores de distribución, 0,60% en devanados de los transformadores de distribución, 1,40% en redes secundarias, 0,10% en acometidas, 0,34% en medidores de energía y 0,61% en alumbrado público. Reflejando un equivalente de pérdidas en energía eléctrica de 3754198,08 kWh/Año.
- Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica, fueron determinadas mediante un balance global de energía eléctrica, representando el 5,70% del total de la energía eléctrica suministrada, equivalente a una cantidad de 3183428,96 kWh/Año. Es decir que las pérdidas totales de energía eléctrica originadas en el sistema de distribución de la S/E Tena, comprendidas entre pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica, representan el 12,43 % de la energía eléctrica total suministrada.
- En base a la desagregación de las pérdidas técnicas de energía eléctrica de las etapas funcionales del sistema de distribución; ha demostrado, que los mayores índices se presentan en los núcleos de los transformadores de distribución con una participación del 2,17 % de las pérdidas técnicas de energía eléctrica; por lo cual, es necesario mantener un seguimiento de la carga de los transformadores que se encuentran instalados, con el propósito de aprovechar de buena manera su capacidad.
- Se determinó que los factores de utilización (F.U) de los transformadores de distribución de los alimentadores Archidona, Arosemena Tola y Misahualli presenta un porcentaje por debajo del 40%, por lo que demuestra que la capacidades de los transformadores pueden aun admitir un incremento de la demanda, y en el caso de los alimentadores Amazonas y Jumandy, están por

encima del 80%, es decir que es necesario realizar un seguimiento de la carga y optar por medidas donde las condiciones de operación de los transformadores no se vean afectados.

- Luego de realizar los cálculos y simulaciones, se determinó que el alimentador Archidona presenta un índice de pérdidas técnicas del 2,02 %, reflejándolo como el alimentador con mayor índice de pérdidas ante los demás. De tal manera se verifica que la propuesta del balance de fases del alimentador Archidona, genera un ahorro de energía de 11976,91 kWh/año, reduciendo las pérdidas técnicas totales de 6,73 % a 6,71 %, lo que representaría una recuperación de 838,38 dólares mejorando las condiciones operativas de la red, con lo anteriormente mencionado se puede decir que la hipótesis planteada, esta validada satisfactoriamente.
- En base a la metodología aplicada para la determinación de pérdidas técnicas de energía eléctrica, mostro que el 29,96 % de pérdidas técnicas de energía eléctrica, corresponde al alimentador Archidona; es decir, que genera un pérdida anual de energía de 1124800,31 (kWh/año), representando como el alimentador con mayor índice de pérdidas técnicas de energía eléctrica; aun conociendo esto, no se considera que se encuentre en condiciones desfavorables de operación.
- La simulación obtenida de los alimentadores indica que los conductores primarios no se encuentran sobrecargados, destacando que los tramos donde se ve afectado su límite térmico es en adelante del 85% de su recorrido, presentando un 65% de su límite térmico para los alimentadores Archidona y Misahualli, y para el resto de los alimentadores comprendidos entre el 25% y 45% de su capacidad de carga.

#### ***1.4 Recomendaciones***

- Se recomienda mantener actualizada la base de datos de red, topología, equipos y características de la carga en las diferentes partes de la configuración de la red para la realización de este y otros tipos de estudio.
- Considerar las propuestas que fueron planteadas al alimentador Archidona hacia los demás alimentadores restantes que conforman el sistema de distribución de la S/E Tena, ya que se verificó que ayudan en la reducción de las pérdidas técnicas.
- Tomar en consideración la metodología que fue utilizada en este proyecto, como base de cálculo para determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica del resto de alimentadores de la Empresa Eléctrica Ambato S.A, ya que logra la más detallada desagregación de pérdidas técnicas de energía eléctrica en cada etapa funcional del sistema de distribución, es decir que presenta una estimación más real de la situación actual de los componentes.
- Realizar anualmente el estudio de pérdidas de energía, con el propósito de poder evaluar las metas establecidas ante el plan de mejoramiento de reducción y control de pérdidas de energía, y con ello establecer nuevas alternativas en caso de que el plan de mejoramiento y reducción de pérdidas de energía necesite ser reajustado ante posibles cambios con respecto al crecimiento de la carga.
- Focalizar los sectores donde las posibilidades de robos se han más elevadas, aunque la mayor concentración de hurtos se originan en los sectores rurales como es el caso de Pano, Talag, Chonta Punta; por tal razón, el implemento del conductor preensamblado por la red desnuda, llevaría a disminuir estas acciones negativas por parte de los usuarios.
- Instalar Medidores de energía a los usuarios que mantengan contratos de consumo de energía eventuales, con el fin de precisar de mejor manera su consumo de energía y evitar estimaciones erróneas.

- Seleccionar un equipo que se dedique especialmente al control y seguimiento de los clientes que presenten robos de energía eléctrica, debido a que estos tipos de clientes no poseen cultura de pago.
- Actualizar y mejorar las zonas, sectores y rutas del grupo de lectores, con el propósito de que puedan abarcar en lo posible con todas las tomas de lecturas, con el fin de evitar estimaciones de consumo de energía por falta de tomas de lecturas en medidores, que a la postre perjudican a la empresa y a los usuarios generando reclamos en caso de mala estimación.

## 1.5 Bibliografía

### CITADA:

- **AVELINO PÉREZ, Pedro.** *Transformadores de Distribución.* México : Reverté ,S.A, 2001. pág. 08. 968-6708-48-0.
- **RAMIREZ CASTAÑO, Samuel.** *Redes de Distribución de Energía.* Tercera edición. Manizales : s.n., 2004. 958-9322-86-7.
- **SCHEAFFER, R, MENDENHAL, W y OTT, L.** *Elementos de Muestreo.* s.l. : Editorial Iberoamérica, 1987.
- **SHORT, Tom.** *Electric Power Distribution Handbook.* Segunda edición. Washintong,D.C. : CRC PRESS, 2004. 0-8493-1791-6.
- **WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.** “*Distribution systems*” *Electric Utility Engineering Reference Book.* Primera. East Pittsburgh Pennsylvania : s.n., 1965. Vol. III.

### CONSULTADA:

- **AILLÓN SÁNCHEZ, Claudia Patricia.** Biblioteca Digital EPN. *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.* [En línea] 26 de Marzo de 2011. [Citado el: 09 de Marzo de 2014.] <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2069/1/CD-2868.pdf>.
- **BARBOSA CALDERÓN, Nelly Catherine.** SCRIBD. *Subestaciones de Distribución.* [En línea] 06 de Junio de 2012. [Citado el: 05 de Marzo de 2014.] <http://es.scribd.com/doc/96206760/Subestaciones-de-Distribucion>.
- **CABLEC PHELPS DODGE DEL ECUADOR.** *Catalogo Conductores Eléctricos y Telefónicos.*
- **CEVALLOS BOADA, Santiago Raúl y AGUAISA SÁNCHEZ, Jonathan Juan Carlos.** Biblioteca Digital EPN. *Determinación de la composición de pérdidas de la subestación puyo de la empresa eléctrica regional centro norte*

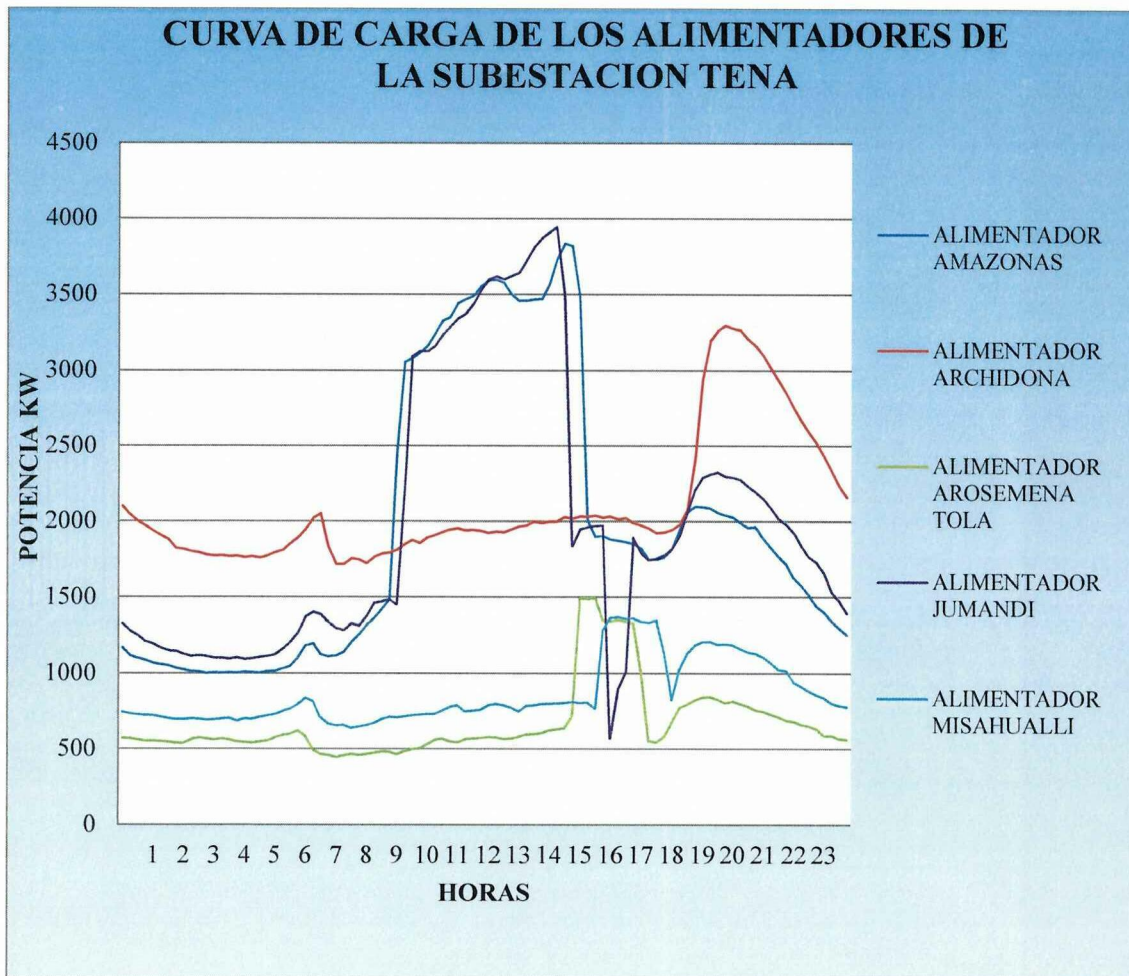
- s.a. [En línea] 15 de Agosto de 2012. [Citado el: 09 de Marzo de 2014.]  
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4822/1/CD-4411.pdf>.
- **CONELEC.** *Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito : s.n., 2011.
  - **CONELEC.** *Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022*. Quito : s.n., 2013.
  - **CONELEC.** *Codificación del reglamento de Tarifas Eléctricas Decreto ejecutivo N° 2713, R.O N° 598 de 17 de junio de 2002* .
  - **COOPER Power Systems.** COOPER Power Systems. *COOPER Power Systems*. [En línea] [Citado el: 09 de Marzo de 2014.]  
<http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>.
  - **EEASA.** *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON)*. Tena : s.n.
  - **EEASA.** “*Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias*”. Ambato : s.n., 2011.
  - **LANDYS + Gyr.** Catálogo Landys+Gyr. [En línea] [Citado el: 10 de Marzo de,2014.]  
[http://www.landisgyr.com/es/apps/products/data/pdf1/H1\\_0200\\_7320b\\_-\\_ZxD120AS\\_-\\_Manual\\_Datos\\_Tecnicos1.pdf](http://www.landisgyr.com/es/apps/products/data/pdf1/H1_0200_7320b_-_ZxD120AS_-_Manual_Datos_Tecnicos1.pdf).
  - **MAYORGA BARRIGA, Klever.** Apuntes Tomados En Clase De Distribución. Latacunga : s.n., 2012.
  - **MUYULEMA MASAQUIZA, Jimmy Paúl.** Biblioteca Digital EPN. *Estudio de la composición de las pérdidas de energía en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte s. A.* [En línea] 08 de Octubre de 2011. [Citado el: 06 de Marzo de 2014.]  
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4208/1/CD-1337.pdf>.
  - **OLADE,** “*Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de Pérdidas Eléctricas*, Vol 1, Diciembre 1993.

- **PHILIPS.** Guía de productos Philips. [En línea] [Citado el: 11 de Marzo de 2014.]  
[http://www.luz.philips.com/latam/archives/es\\_guia\\_de\\_productos\\_reat\\_06.pdf](http://www.luz.philips.com/latam/archives/es_guia_de_productos_reat_06.pdf).
- **PHILIPS LIGHTING.** Luminarias de Exterior .
- **POVEDA, Mentor.** *Nuevo Método Para Calcular las Pérdidas en Sistemas de Distribución Eléctrica con Altas Pérdidas No Técnicas.* New Orleans : s.n., 1999.
- **POVEDA, Mentor.** *Estudios realizados en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.*
- **SHENZHEN** ,“Shenzhen Star Instrument Co. Ltd”.

## ANEXOS

### ANEXO 1: INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN TENA

**Gráfico 1;** CURVA DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES  
PERTENECIENTES A LA S/E TENA



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes



**Tabla 1; LONGITUD DEL ALIMENTADOR AMAZONAS**

<b>LONGITUD DEL ALIMENTADOR AMAZONAS</b>				
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>TOTAL</b>
<b>TRIFASICO (km)</b>	23,44	23,44	23,44	23,44
<b>BIFASICO (km)</b>	0	0	0	0
<b>MONOFASICO (km)</b>	3,39	11,18	37,64	52,21
<b>TOTAL (km)</b>	26,83	34,62	61,08	75,65

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 2; CARGA INSTALADA EN EL ALIMENTADOR AMAZONAS**

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADOR AMAZONAS</b>		
<b>Fases</b>	<b>No. Transformadores</b>	<b>Potencia Total (kVA)</b>
<b>1Ø</b>	115	1844
<b>3Ø</b>	75	3290
<b>Total</b>	190	5134

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

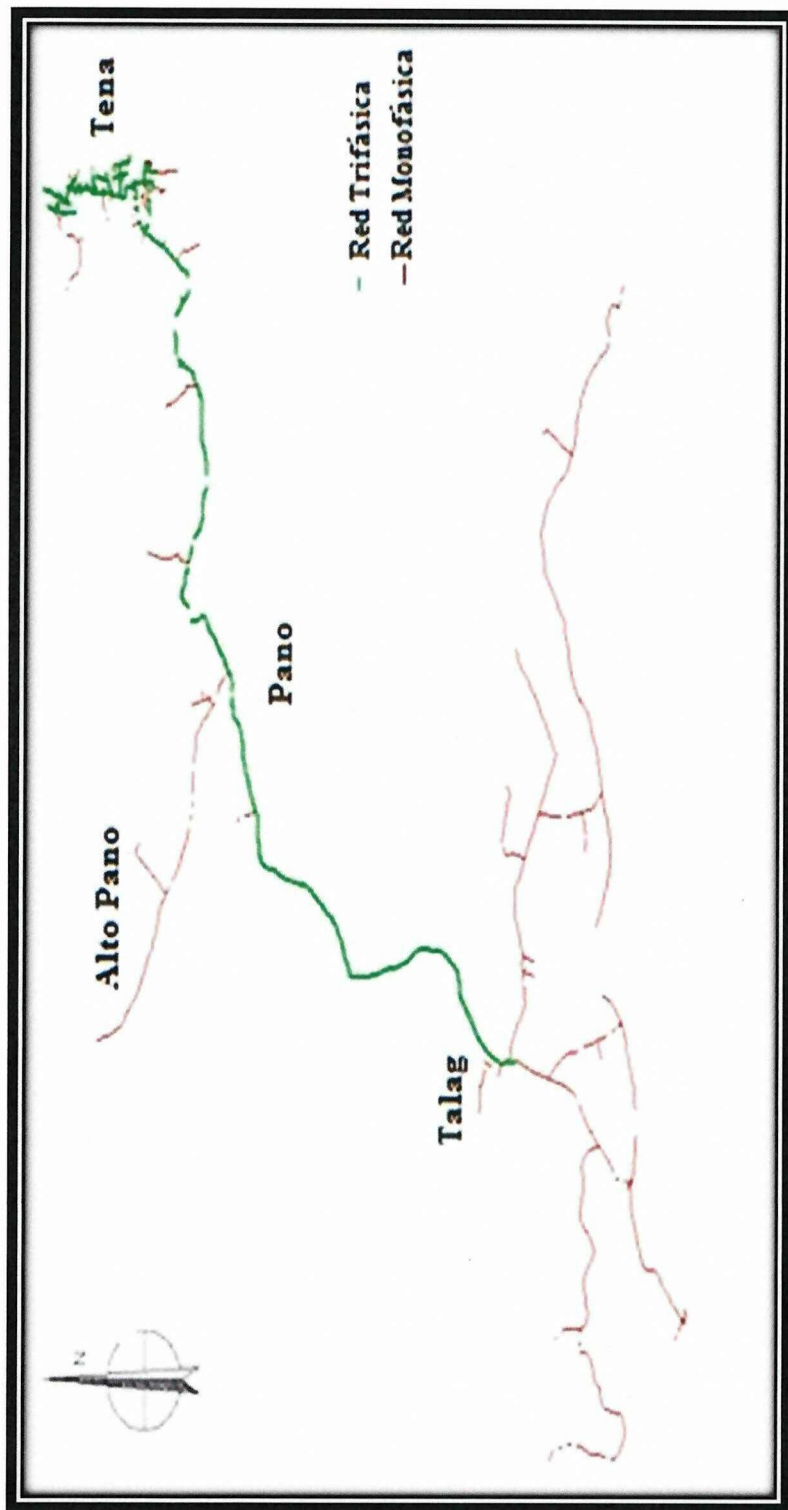
**Tabla 3; POTENCIA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA DEL ALIMENTADOR  
AMAZONAS**

	Potencia Nominal (kVA)	No Transformadores	Potencia Total Instalada(kVA)
transformadores monofásicos	3	3	9
	5	37	185
	10	33	330
	15	3	45
	25	21	525
	37,5	14	525
	50	3	150
	75	1	75
transformadores trifásicos	15	35	525
	30	4	120
	45	1	45
	50	16	800
	75	6	450
	100	11	1100
	125	2	250
<b>Total</b>	190	5134	

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

Gráfico 2; TOPOLOGÍA DEL RECORRIDO DE RED TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DEL ALIMENTADOR AMAZONAS



Fuente: EEASA. Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena  
Realizado por: Los postulantes



**Gráfico 3;** CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR AMAZONAS



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 4;** LONGITUD DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA

<b>LONGITUD DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA</b>				
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>TOTAL</b>
<b>TRIFASICO (km)</b>	105,38	105,38	105,38	105,38
<b>BIFASICO (km)</b>	0	0	0	0
<b>MONOFASICO (km)</b>	30,05	44,82	85,4	160,27
<b>TOTAL (km)</b>	135,43	150,2	190,78	265,65

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 5;** CARGA INSTALADA EN EL ALIMENTADOR ARCHIDONA

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADOR ARCHIDONA</b>		
<b>Fases</b>	<b>No Transformadores</b>	<b>Potencia Total (kVA)</b>
<b>1Ø</b>	426	4748
<b>3Ø</b>	102	3215
<b>Total</b>	528	7963

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

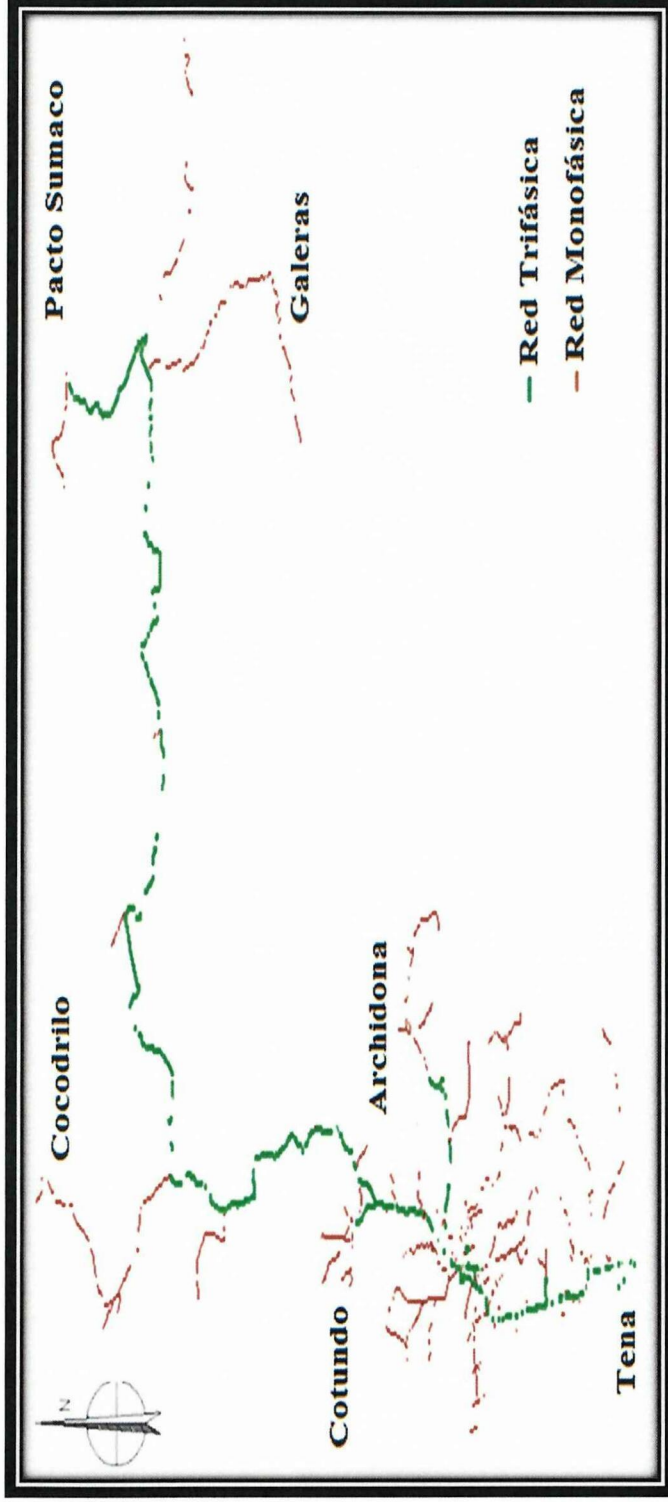
**Tabla 6; POTENCIA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA**

	Potencia Nominal (kVA)	No Transformadores	Potencia Total Instalada(kVA)
transformadores monofásicos	3	35	105
	5	161	805
	10	150	1500
	15	5	75
	25	55	1375
	37,5	13	487,5
	50	5	250
	75	2	150
transformadores trifásicos	15	63	945
	30	14	420
	50	11	550
	75	9	675
	100	3	300
	125	1	125
	200	1	200
	<b>Total</b>	528	7963

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

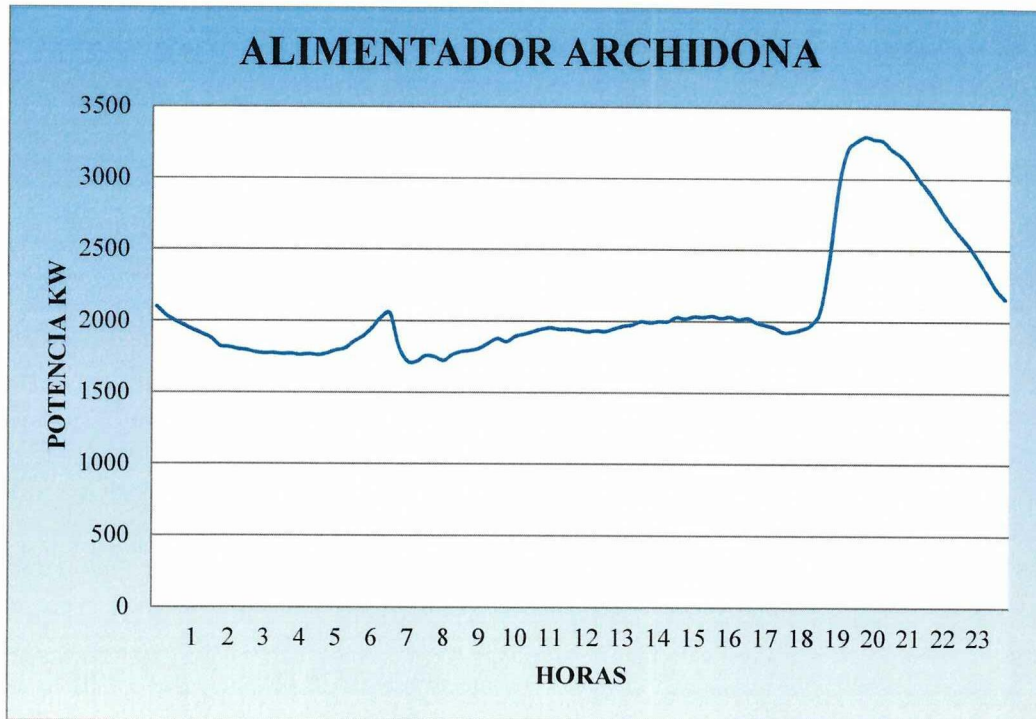
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 4; TOPOLOGÍA DEL RECORRIDO DE RED TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA**



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena  
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 5;** CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 7; LONGITUD DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA**

<b>LONGITUD DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA</b>				
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>TOTAL</b>
<b>TRIFASICO (km)</b>	64,49	64,49	64,49	64,49
<b>BIFASICO (km)</b>	0	0	0	0
<b>MONOFASICO (km)</b>	6,99	49,34	34,86	91,19
<b>TOTAL (km)</b>	71,48	113,83	99,35	155,68

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 8; CARGA INSTALADA EN EL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA**

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA</b>		
<b>Fases</b>	<b>No transformadores</b>	<b>Potencia Total (kVA)</b>
<b>1Ø</b>	237	2299
<b>3Ø</b>	13	2640
<b>Total</b>	250	4939

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

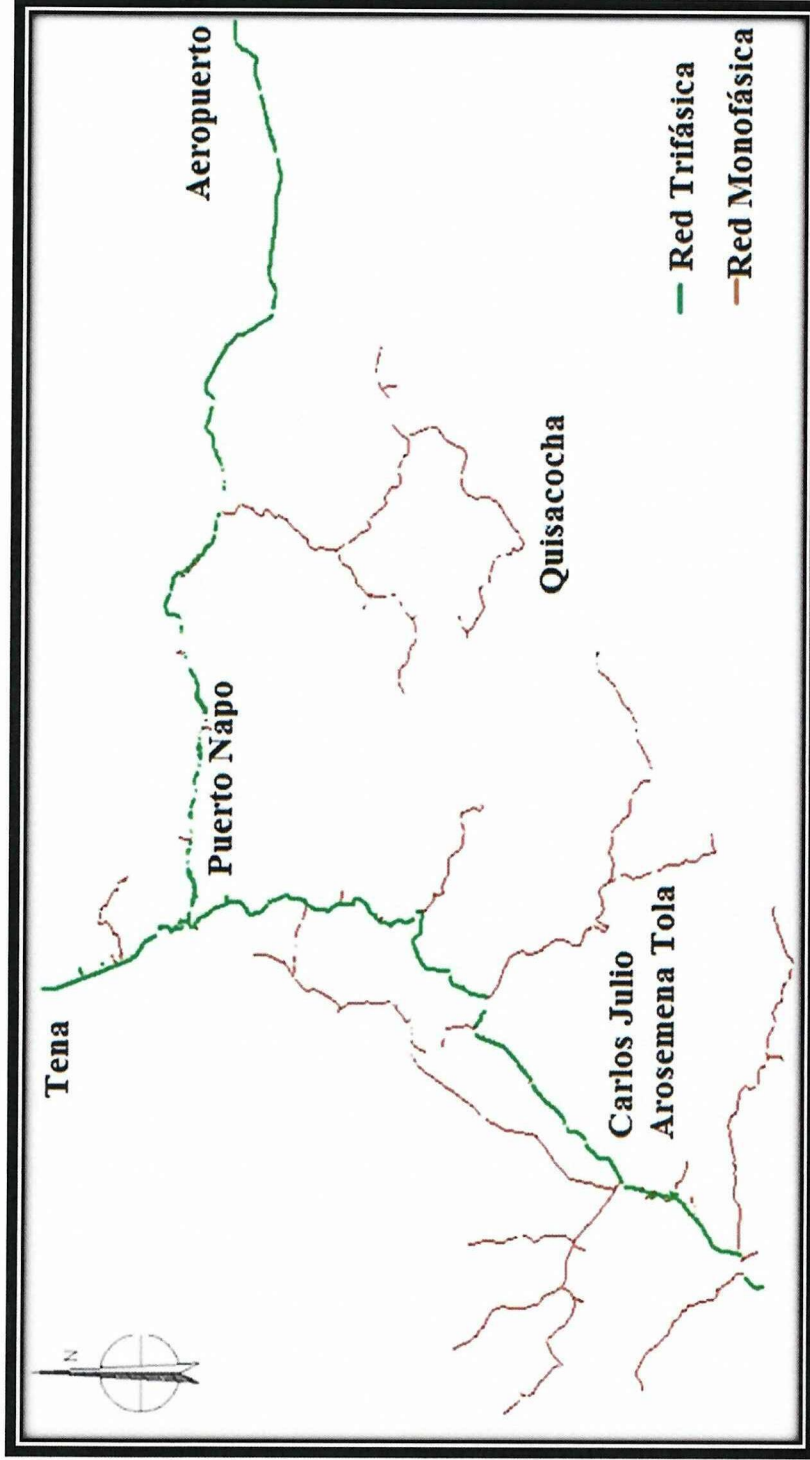
**Tabla 9; POTENCIA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA**

	Potencia Nominal (kVA)	No Transformadores	Potencia Total Instalada(kVA)
transformadores mono fásicos	3	18	54
	5	113	565
	10	60	600
	15	27	405
	25	12	300
	37,5	2	75
	50	3	150
	75	2	150
transformado res trifásicos	30	3	90
	50	3	150
	100	2	200
	200	1	200
	500	4	2000
	total	250	4939

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena*

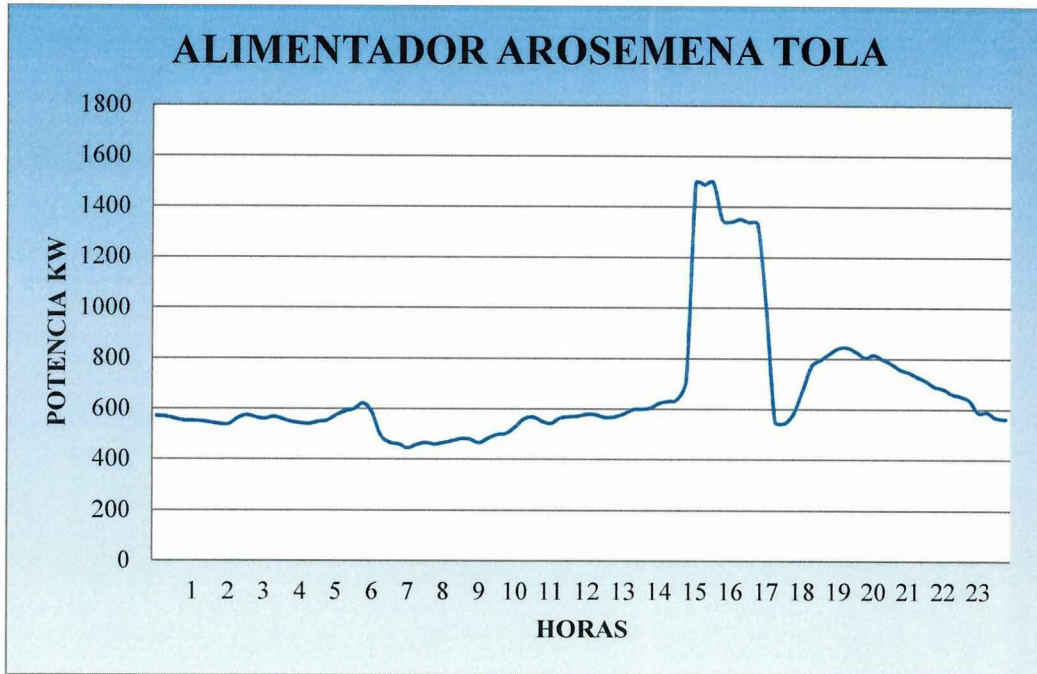
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 6; TOPOLOGÍA DEL RECORRIDO DE RED TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA**



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena*  
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 7;** CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena  
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 10;** LONGITUD DEL ALIMENTADOR JUMANDY

<b>LONGITUD DEL ALIMENTADOR JUMANDY</b>				
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>TOTAL</b>
<b>TRIFASICO (km)</b>	16.68	16.68	16.68	16.68
<b>BIFASICO (km)</b>	0.11	0.09	0.14	0.17
<b>MONOFASICO (km)</b>	15.53	10.57	17.7	43.8
<b>TOTAL (km)</b>	32.32	27.34	34.52	60.65

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 11;** CARGA INSTALADA EN EL ALIMENTADOR JUMANDY

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADOR JUMANDY</b>		
<b>Fases</b>	<b>No transformadores</b>	<b>Potencia Total (kVA)</b>
<b>1Ø</b>	138	2566
<b>3Ø</b>	46	1320
<b>Total</b>	184	3886

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

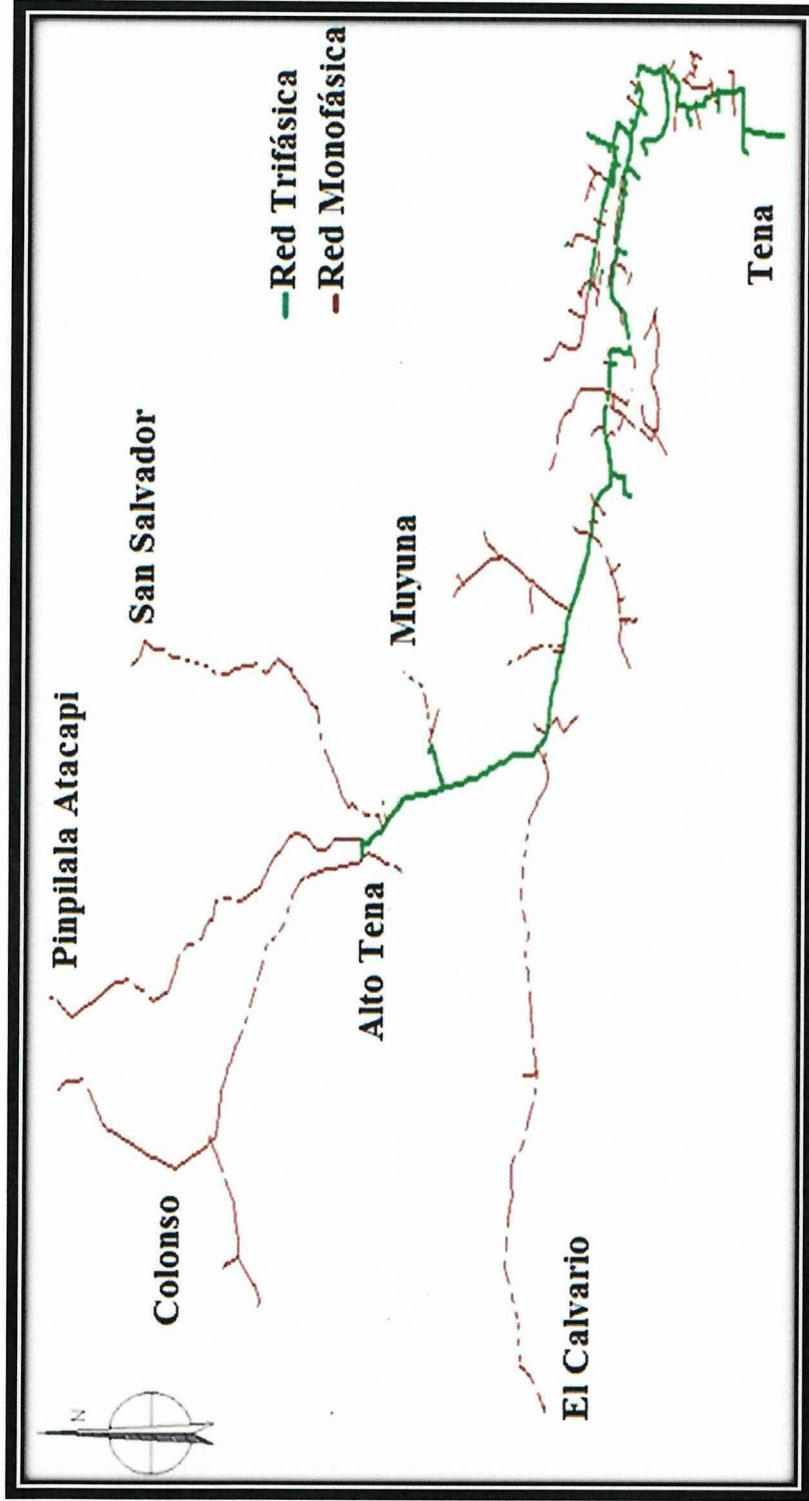
**Tabla 12;** POTENCIA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA DEL ALIMENTADOR JUMANDY

	Potencia Nominal (kVA)	No Transformadores	Potencia Total Instalada(kVA)
transformadores monofásicos	3	2	6
	5	34	170
	10	37	370
	15	3	45
	25	36	900
	37,5	22	825
	50	3	150
	100	1	100
transformadores trifásicos	15	27	405
	30	6	180
	45	3	135
	50	6	300
	75	4	300
	Total	184	3886

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

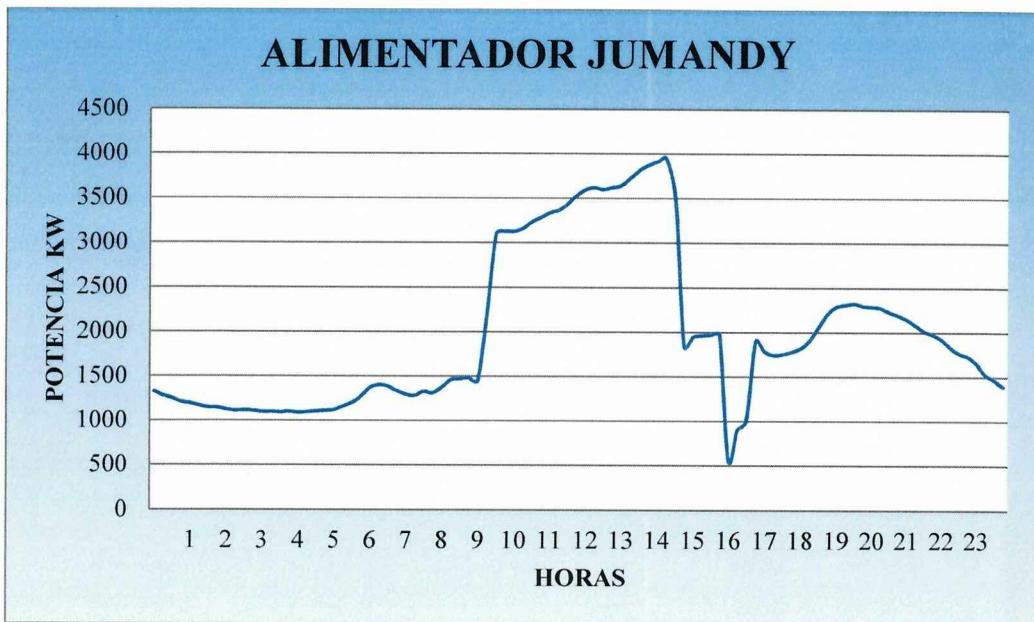
Gráfico 8: TOPOLOGÍA DEL RECORRIDO DE RED TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DEL ALIMENTADOR JUMANDY



Fuente: EEASA. Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena  
Realizado por: Los postulantes



**Gráfico 9;** CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR JUMANDY



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena  
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 13; LONGITUD DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI**

<b>LONGITUD DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI</b>				
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>TOTAL</b>
<b>TRIFASICO (km)</b>	60,42	60,42	60,42	60,42
<b>BIFASICO (km)</b>	0	0	0	0
<b>MONOFASICO (km)</b>	10,65	136	62,81	209,46
<b>TOTAL (km)</b>	71,07	196,42	123,23	269,88

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 14; CARGA INSTALADA EN EL ALIMENTADOR MISAHUALLI**

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADOR MISAHUALLI</b>		
<b>Fases</b>	<b>No transformadores</b>	<b>Potencia Total (kVA)</b>
<b>1Ø</b>	292	2812
<b>3Ø</b>	80	1725
<b>Total</b>	372	4537

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

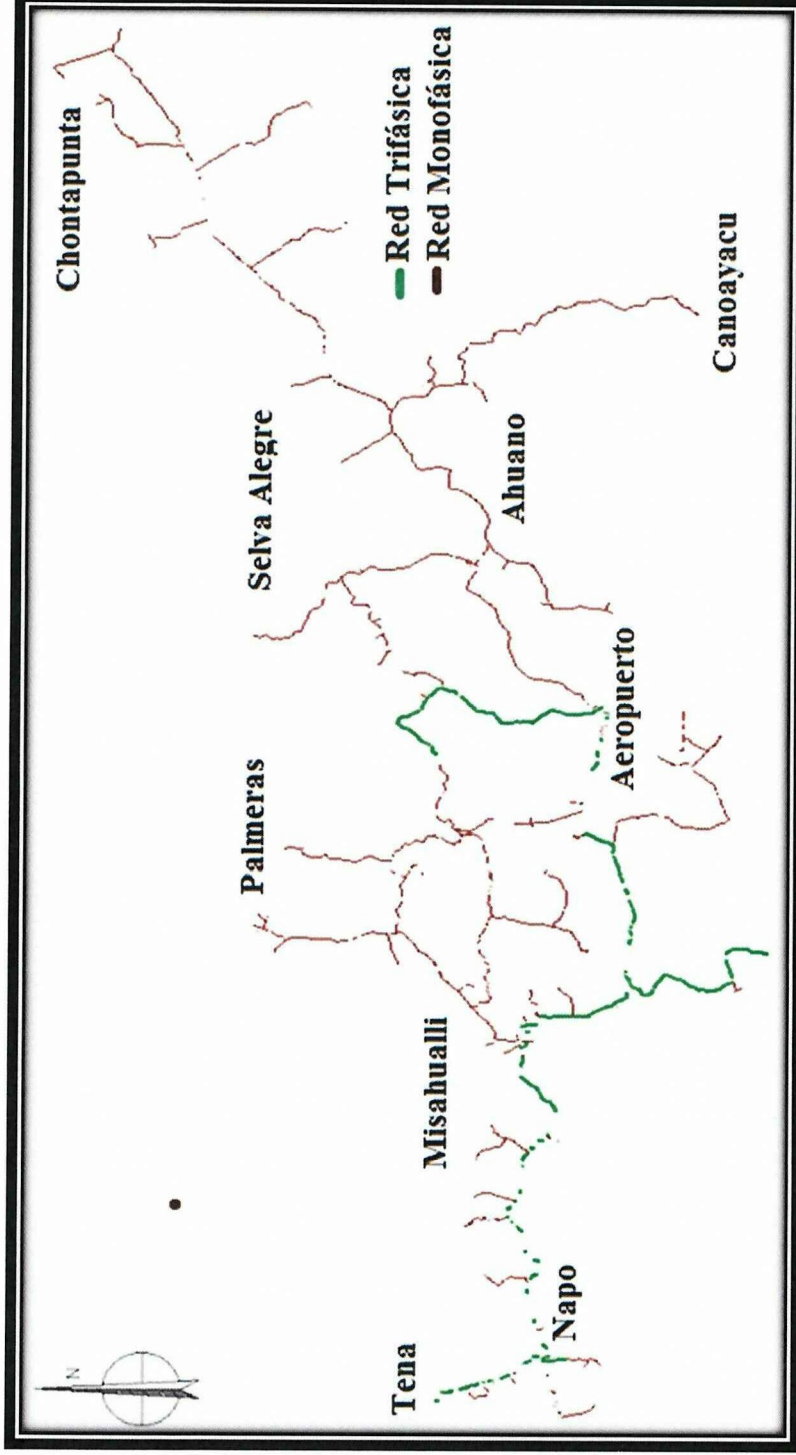
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 15; POTENCIA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI**

	Potencia Nominal (kVA)	No Transformadores	Potencia Total Instalada(kVA)
transformadores monofásicos	3	23	69
	5	141	705
	10	92	920
	15	2	30
	25	22	550
	37,5	9	337,5
	50	1	50
	75	2	150
transformadores trifásicos	15	68	1020
	30	3	90
	45	2	90
	50	2	100
	75	4	300
	125	1	125
	Total	372	4537

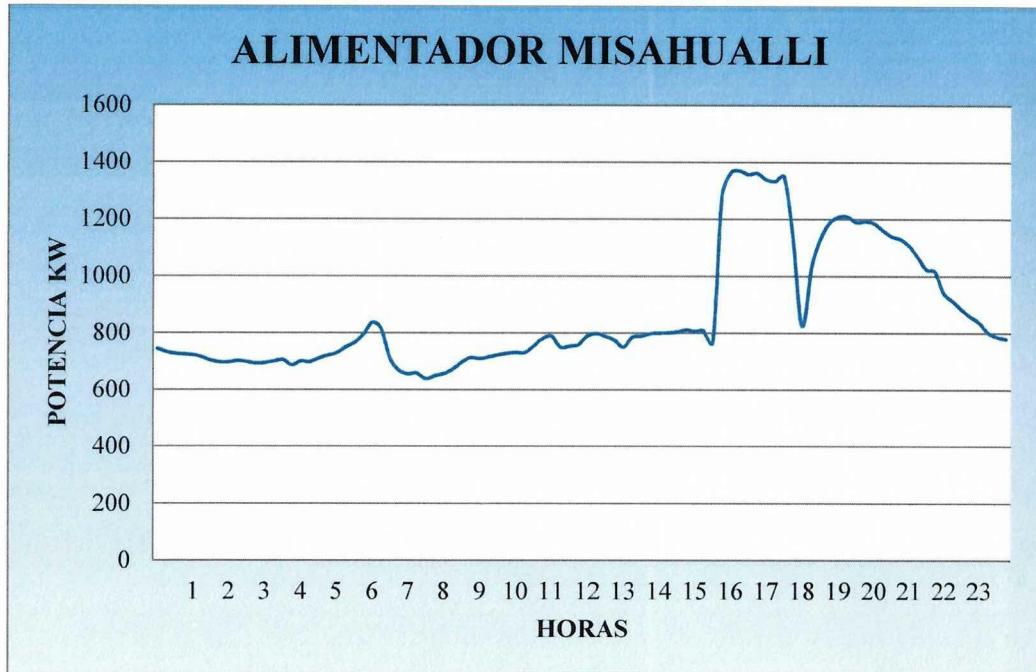
**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena  
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 10; TOPOLOGÍA DEL RECORRIDO DE RED TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI**



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON). Tena*  
**Realizado por:** Los postulantes

**Gráfico 11; CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI**



**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena  
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 16; CARGA INSTALADA DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES**

<b>CARGA INSTALADA ALIMENTADORES S/E TENA</b>	
<b>ALIMENTADORES</b>	<b>POTENCIA (kVA)</b>
AMAZONAS	5134
ARCHIDONA	7962.5
AROSEMENA TOLA	4939
JUMANDY	3886
MISAHUALLI	4536.5
<b>TOTAL</b>	<b>26458</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 17; NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES**

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS</b>	<b>TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS</b>	<b>TOTAL</b>
AMAZONAS	115	75	190
ARCHIDONA	426	102	528
AROSEMENA TOLA	237	13	250
JUMANDY	138	46	184
MISAHUALLI	292	80	372
<b>TOTAL</b>	<b>1208</b>	<b>316</b>	<b>1524</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes



**Tabla 18; POTENCIA INSTALADA EN LOS ALIMENTADORES ASOCIADOS A LA S/E TENA**

ALIMENTADOR	CARGA INSTALADA EN TRAFOS 1Ø (kVA)	CARGA INSTALADA EN TRAFOS 3Ø (kVA)	TOTAL (kVA)
AMAZONAS	1844	3290	5134
ARCHIDONA	4747.5	3215	7962.5
AROSEMENA TOLA	2299	2640	4939
JUMANDY	2566	1320	3886
MISAHUALLI	2811.5	1725	4536.5
<b>TOTAL</b>	14268	12190	26458

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 19; TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ESTANDARIZADOS**

VOLTAJE NOMINAL		NUMERO DE FASES	POTENCIA NOMINAL (KVA)
M.V (KV)	B.V (V)		
13,8	220/127	3	15,30,45,50,60,75,90,100,112.5
	210/121		
	208/120		
7,9	240/120	1	3,5,10,15,25,37.5

**Fuente:** Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 20; CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

TRANSFORMADORES MONOFASICOS		
POTENCIA NOMINAL (kVA)	No. TRANSFORMADORES	POTENCIA POR AGRUPACION (kVA)
3	81	243
5	486	2430
10	372	3720
15	40	600
25	146	3650
37,5	60	2250
50	15	750
75	7	525
100	1	100
<b>TOTAL</b>	<b>1208</b>	<b>14268</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 21; CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

TRANSFORMADORES TRIFASICOS		
POTENCIA NOMINAL (kVA)	No. TRANSFORMADORES	POTENCIA POR AGRUPACION (kVA)
15	193	2895
30	30	900
45	6	270
50	38	1900
75	23	1725
100	16	1600
125	4	500
200	2	400
500	4	2000
<b>TOTAL</b>	<b>316</b>	<b>12190</b>

**Fuente:** EEASA. *Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A (DZON).* Tena

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 22;** TIPO Y CALIBRE DEL CONDUCTOR DE REDES SECUNDARIAS

RED	TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE	
		(AWG O MCM)	
		Min	Max
SECUNDARIA	ACSR	2	2/0
	PREENSAMBLADO	3*2+1/0	3*2/0+1/0
		2*2+1/0	2*2/0+1/0

**Fuente:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. “*Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias*”. Ambato, 2011.

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 23;** CONFIGURACIÓN DE LA RED SECUNDARIA

CATEGORÍA	CONFIGURACIÓN DE LA RED SECUNDARIA	
	TRIFÁSICA	MONOFÁSICA
A	X	
B	X	X
C	X	X
D		X

**Fuente:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. “*Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias*”. Ambato, 2011.

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 24; TIPOS DE ACOMETIDAS**

<b>Tipos de acometidas</b>
<b>Monofásicas</b>
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC duplex 2x6awg
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC dúplex 2x4awg
Cable. Anti hurto dúplex fase Al. #4 pantalla al. #6
<b>Bifásicas</b>
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC triplex 3x6awg
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC triplex 3x4awg
Cable. Anti hurto triplex fase Al. #4 pantalla al. #6
<b>Trifásicas</b>
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC cuádruplex 4x6awg
Cable multiplex de Al. Aislado 600 v tipo ASC cuádruplex 4x4awg
Cable. Anti hurto cuádruplex fase Al. #4 pantalla al. #6

**Fuente:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. “*Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias*”. Ambato, 2011.  
**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 25; CLASES DE MEDICIÓN EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA**

CLASE DE MEDICION	NIVEL DE VOLTAJE	TIPO DE MEDIDOR	DEMANDA (kW)	OBSERVACIONES
DIRECTA	B.V.	Electrónico 1Ø-2H-120V-10/100A	< 5kW	Con cable # 8 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 1Ø-2H-120V-10/100A	5 < kW < 7	Con cable # 6 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 1Ø-3H-120/240V-10/100A	< 7kW	Con cable # 8 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 2Ø-3H-2x127/220V 10/100A	< 14kW	Con cable # 6 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 2Ø-3H-2x127/220V 10/100A	14 < kW < 17	Con cable # 4 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 3Ø-4H-3x127/220V 10/100A	< 16kW	Con cable # 8 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 3Ø-4H-3x127/220V 10/100A	< 16 kW < 22	Con cable # 6 TW
DIRECTA	B.V.	Electrónico 3Ø-4H-3x127/220V 10/100A	22 < kW < 27	Con cable # 4 TW

**Fuente:** Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 26; CLASE DE MEDICIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA**

CLASE DE MEDICION	NIVEL DE VOLTAJE	TIPO DE MEDIDOR	POTENCIA (kVA)	OBSERVACIONES
DIRECTA	B.V.	Electrónico 2Ø-3H-120/240V-Clase 200A Multitarifario	25 ≤ kVA < 50kVA	
DIRECTA	B.V.	Electrónico 3Ø-4H-120/480V-Clase 200A Multitarifario	< 50 kVA	
INDIRECTA	B.V.	Electrónico 3Ø-4H-3x127/220V-5/6 A Electrónico 3Ø-4H-120/480V-Clase 20A Multitarifario	50 ≤ kVA < 200	Con T.C. Clase 0.5, Mínimo 5 VA
INDIRECTA	M.V.	Electrónico 3Ø-4H-120/480V-Clase 20A-Multitarifario	≥ 200 kVA	Con (3-T.C. y 3T.P.)

**Fuente:** Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias

**Realizado por:** Los postulantes

**Tabla 27; LUMINARIAS ESTANDARIZADAS**

<b>CODIGO ESTRUCTURA</b>	<b>DESCRIPCION</b>
L70NA	Luminaria 70 W sodio
L100NA	Luminaria 100 W sodio
L150NA	Luminaria 150 W sodio
L250NA	Luminaria 250 W sodio
L400NA	Luminaria 400 W sodio
L125HG	Luminaria 125 W mercurio
L175HG	Luminaria 175 W mercurio
L250HG	Luminaria 250 W mercurio
L400HG	Luminaria 400 W mercurio

**Fuente:** Guías de Diseño de la EEASA, Parte III redes aéreas y IV redes secundarias  
**Realizado por:** Los postulantes

## ANEXO 2: NORMA TÉCNICA ECUATORIANA, INEN 2114 Y 2115:2004

**Tabla 1;** TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 3 A 167 kVA CLASE MEDIO VOLTAJE  $\leq 25$  kV CLASE BAJO VOLTAJE  $\leq 1,2$  kV REFERIDOS A  $85^{\circ}$  C.

Transformadores monofásicos de 3 a 167 kVA Clase medio voltaje $\leq 25$ kV Clase bajo voltaje $\leq 1,2$ kV referidos a $85^{\circ}$ C					
POTENCIA NOMINAL (kVA)	Io (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt(W)	Uzn (%)
3	2,5	21	70	91	3
5	2,5	31	91	122	3
10	2,5	52	142	194	3
15	2,4	141	192	260	3
25	2	185	289	387	3
37,5	2	229	403	533	3
50	1,9	267	512	672	3
75	1,7	331	713	927	3
100	1,6	386	897	1 160	3
167	1,5	507	1360	1 739	3

**Fuente:** Norma Técnica Ecuatoriana, INEN 2114:2004.

**Tabla 2;** TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 15 A 2000 kVA CLASE MEDIO VOLTAJE  $\leq 25$  kV CLASE BAJO VOLTAJE  $\leq 1,2$  kV REFERIDOS A 85 °C.

Transformadores trifásicos de 15 a 2 000 kVA Clase medio voltaje $\leq 25$ kV Clase bajo voltaje $\leq 1,2$ referidos a 85°C					
POTENCIA NOMINAL (kVA)	Io (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt(W)	Uzn (%)
15	4,4	80	313	393	3
30	3,6	134	514	648	3
45	3,6	182	711	893	3
50	3,4	197	776	973	3
60	3,2	225	903	1 128	3,5
75	2,6	266	1 094	1 360	3,5
100	2,6	330	1 393	1 723	3,5
112,5	2,6	361	1 539	1 900	3,5
125	2,6	390	1 682	2 072	3,5
150	2,4	447	1 959	2 406	4
160	2,5	486	2 211	2 697	4
200	2,1	569	2 630	3 199	4
225	2,1	618	2 892	3 510	4
250	2,1	666	3 153	3 819	4
300	2	758	3 677	4 435	4,5
350	2	846	4 200	5 046	4,5
400	1,9	930	4 730	5 660	4,5
500	1,7	1 090	5 770	6 860	5
630	1,6	1 284	7 170	8 454	5
750	1,6	1 453	8 386	9 839	5
800	1,6	1 521	8 909	10 430	5
1 000	1,6	1 782	11 138	12 920	5
1 250	1,5	2 088	13 454	15 542	6
1 500	1,5	2 395	15 770	18 165	6
1 600	1,5	2 518	16 696	19 214	6
2 000	1,5	3 009	20 402	23 411	6

**Fuente:** Norma Técnica Ecuatoriana, INEN 2115:2004.

**ANEXO 3: CÁLCULOS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PÉRDIDAS  
TÉCNICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E TENA**

**Tabla 1; TRANSFORMADORES SELECCIONADOS PARA EL MUESTREO**

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERADOS PARA LA MUESTRA										
Nº Transformador	Capacidad	Estrat. de Consumo	Ubicación			Alimentador	Voltaje Nomina		Fecha inicio de la medición	Fecha fin de la medición
			X (UTM)	Y (UTM)	Z (UTM)		f-f	f-n		
1108	T3C100	B	854589	9890690	518	AMAZONAS	220	127	07-03-12	14-03-12
35	T3A75	B	854705	9890344	518	JUMANDY	220	127	03-03-13	10-03-13
800	T1A10	C	855854	9886149	518	AROSEMENA TOLA	240	120	19-02-13	26-02-13
251	T1A25	C	853774	9890900	518	JUMANDY	240	120	18-05-14	25-05-14
248	T1A25	C	854009	9891391	518	JUMANDY	240	120	24-01-12	31-01-12
1115	T1A10	C	859135	9884276	518	AROSEMENA TOLA	240	120	25-04-13	02-05-13
207	T1A15	C	855300	9889961	518	JUMANDY	240	120	12-08-12	19-08-12
1291	T3C50	C	855121	9890458	518	JUMANDY	210	121	10-04-12	17-04-12
260	T1A15	C	848667	9887053	518	AMAZONAS	240	120	05-04-13	12-04-13
805	T1A15	D	853917407	9888541868	518	AMAZONAS	240	120	11-03-14	18-03-14
822	T1A10	D	855082	9898913	518	ARCHIDONA	240	120	23-04-12	30-04-12
461	T1A10	D	871028	9885659	518	MISAHUALLI	240	120	25-07-12	01-08-12
1124	T1A25	D	853665	9890982	518	JUMANDI	240	120	02-07-12	04-07-12
265	T1A10	D	855311692	9887650192	518	ARCHIDONA	240	120	24-09-12	01-10-12
940	T1A25	D	856955	9906982	518	ARCHIDONA	240	120	26-06-12	03-07-12
913	T1A15	D	867230080	9883503270	518	AROSEMENA TOLA	240	120	28-04-14	05-05-14
832	T1A25	D	861919	9885794	518	MISAHUALLI	240	120	22-05-12	29-05-12
271	T1A15	D	855454	9889797	518	ARCHIDONA	240	120	16-04-13	23-04-13
1152	T1A10	D	856880	9884327	518	MISAHUALLI	240	120	24-08-12	31-08-12
409	T1A5	D	855311692	9887650192	518	MISAHUALLI	240	120	08-10-12	15-10-12
812	T1A15	E	855311692	9887650192	518	AROSEMENA TOLA	240	120	17-10-12	24-10-12
1603	T1A5	E	857231	9882100	518	AROSEMENA TOLA	240	120	29-12-12	05-01-13
895	T1A10	E	880420	9883744	518	MISAHUALLI	240	120	29-05-14	01-06-14
1114	T1A15	E	858946	9884691	518	AROSEMENA TOLA	240	120	23-03-12	30-03-12

**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 2; CONSUMOS PROMEDIOS DE ENERGÍA EN LOS POSTE POR FASE, Y NÚMERO DE ABONADOS POR FASE DEL TRANSFORMADOR N° 248 DE 25KVA.**

Codigo de poste	kWh-mes/poste. Fase A	kWh-mes/poste. Fase B	kWh-mes/poste Total	N° Clientes Fase A	N° Clientes Fase B
2741	84,36	254,09	338,45	2	1
2743	135,82	614,27	750,09	1	4
2744	563,05	1441,86	2004,91	4	5
2746	200,00	73,91	273,91	2	1
2747	483,32	1526,50	2009,82	4	8
2749	115,27	164,64	279,91	1	1
2750	428,82	77,64	506,45	3	1
2751	144,27		144,27	1	0
2752	272,09		272,09	3	0
2753		73,18	73,18	0	1
2754	636,55	75,18	711,73	3	1
2755	142,18	278,73	420,91	2	1
2757	208,45	235,00	443,45	1	1
2758		152,18	152,18	0	1
2759	292,18		292,18	3	0
2760	231,82	643,45	875,27	2	2
2762	452,45		452,45	3	0
2763	442,36	77,91	520,27	2	1
2776	244,73	585,73	830,45	1	3
2810	159,73		159,73	1	0
2811	273,55		273,55	2	0
2812	632,64	726,27	1358,91	4	6
2813	326,82	443,91	770,73	2	3
2815	212,45		212,45	1	0
2817		55,82	55,82	0	1
2818	408,36		408,36	1	0
2819	68,36	68,36	136,73	0	0
13433	530,09	446,73	976,82	4	5
174829	191,00	247,27	438,27	1	2
174830	232,27	107,73	340,00	3	1
<b>TOTAL</b>	<b>8113,00</b>	<b>8370,36</b>	<b>16483,36</b>	<b>57</b>	<b>50</b>

**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 3; CLASIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN, Y LOS VALORES OBTENIDOS DEL ANALIZADOR DE CALIDAD INSTALADOS PARA CADA TRANSFORMADOR.**

ESTRATO DE CONSUMO	Alimentador	Nº de Trafo	Potencia Nominal (kVA)	Tipo de Red	Nº de Abonados	kWh- mes/promediado o abonados	Factor de Utilización	Factor de Carga	Demanda Máxima (kW)	fp a Dmax	Perdidas Resistivas de Potencia a Dmax kW (cymdist)	% Perdidas de Potencia Respecto a la Dmax	Energía registrada en 1 semana (kwh)	Perdidas de Energía en 1 semana (kWh)	Perdidas anuales Energía(kWh/Año)	Factor de Perdidas	% Perdidas de Energía Respecto a la Energía Registrada
E (0-100)	Arosemena tola	812	15	1φ	28	98,31	0,99	0,60	14,60	0,99	0,06	0,41	1466,54	4,48	232,74	0,44	0,31
	Arosemena tola	1603	5	1φ	7	84,29	0,66	0,37	3,14	0,95	0,01	0,32	190,95	0,36	18,51	0,21	0,19
	Misahualli	895	10	1φ	4	92,50	0,87	0,50	6,87	0,79	0,14	2,04	522,03	5,45	283,42	0,23	1,04
	Arosemena tola	1114	15	1φ	36	90,34	0,94	0,49	13,39	0,95	0,06	0,45	1093,41	3,07	159,79	0,30	0,28
	Amazonas	805	15	1φ	32	146,05	0,90	0,32	11,13	0,82	0,03	0,27	587,78	0,61	31,75	0,12	0,10
D (101-150)	Archidona	822	10	1φ	27	137,81	1,00	0,83	9,11	0,92	0,02	0,22	1273,27	2,68	139,51	0,80	0,21
	Misahualli	461	10	1φ	7	121,81	0,92	0,34	8,81	0,95	0,03	0,34	503,42	0,66	34,45	0,13	0,13
	Junandí	1124	25	1φ	42	113,91	0,83	0,59	19,63	0,94	0,10	0,51	1784,40	5,79	301,13	0,34	0,32
	Archidona	265	10	1φ	14	113,58	0,96	0,53	8,74	0,91	0,04	0,46	750,10	2,04	105,88	0,30	0,27
	Archidona	940	25	1φ	30	130,28	0,97	0,34	22,35	0,92	0,15	0,67	1287,43	3,37	175,01	0,13	0,26
C (151-250)	Arosemena tola	913	15	1φ	12	102,38	1,00	0,51	14,86	0,99	0,05	0,34	1263,98	2,98	154,96	0,35	0,24
	Misahualli	832	25	1φ	25	102,16	0,91	0,26	21,55	0,94	0,28	1,30	917,83	3,90	202,84	0,08	0,43
	Archidona	271	15	1φ	22	102,89	0,90	0,22	13,50	1,00	0,06	0,44	563,74	0,93	48,26	0,09	0,16
	Misahualli	1152	10	1φ	20	132,40	0,99	0,62	9,27	0,94	0,02	0,22	954,41	1,55	80,70	0,46	0,16
	Misahualli	409	5	1φ	17	106,40	1,08	0,86	4,89	0,90	0,01	0,20	647,76	1,17	60,72	0,69	0,18
B (251-350)	Arosemena tola	800	10	1φ	13	164,65	1,00	0,77	9,79	0,98	0,04	0,41	1270,95	4,57	237,89	0,68	0,36
	Junandí	251	25	1φ	47	161,97	0,72	0,37	16,97	0,94	0,09	0,53	1048,53	7,35	382,46	0,49	0,70
	Junandí	248	25	1φ	107	189,71	0,70	0,57	16,70	0,95	0,10	0,60	1593,02	6,35	330,35	0,38	0,40
	Arosemena tola	1115	10	1φ	23	157,32	0,98	0,54	9,30	0,95	0,05	0,54	830,46	3,07	159,52	0,36	0,37
	Junandí	207	15	1φ	24	223,25	0,99	0,65	14,04	0,94	0,03	0,21	1520,22	2,63	136,73	0,52	0,17
B (251-350)	Junandí	1291	50	3φ	40	172,65	0,95	0,31	46,55	0,96	0,59	1,27	2401,23	12,67	658,74	0,13	0,53
	Amazonas	260	15	1φ	42	166,32	0,97	0,56	14,49	1,00	0,15	1,04	1371,73	10,81	561,96	0,43	0,79
	Amazonas	1108	100	3φ	36	331,17	0,95	0,52	90,30	0,95	1,30	1,44	7817,71	71,58	3721,92	0,33	0,92
	Junandí	35	75	3φ	48	270,57	0,87	0,40	55,01	0,85	0,49	0,89	3718,15	12,47	648,40	0,15	0,34

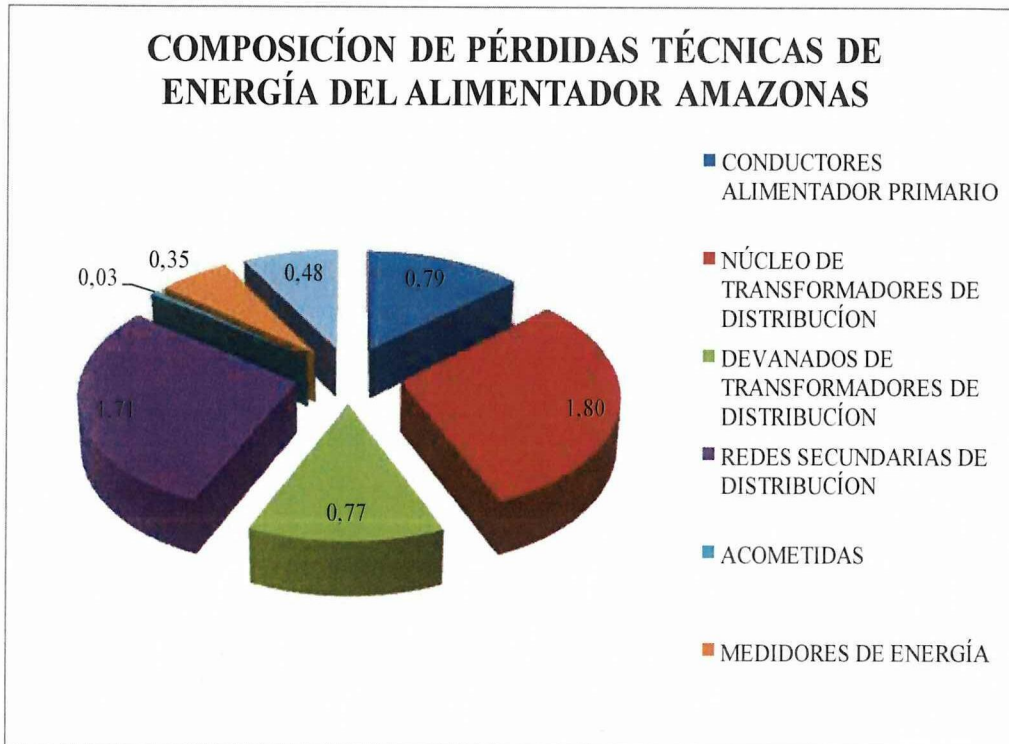
**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 4; RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO A LA ENERGÍA SUMINISTRADA AL ALIMENTADOR AMAZONAS.**

<b>ALIMENTADOR AMAZONAS</b>					
Factor de Utilización de los transformadores de distribución		0,81			
Factor de Carga		0,37			
Energía Suministrada al Alimentador al año 2014 (MWh)		12.154,00			
Demanda Máxima Registrada (kW)		3.836,80			
Factor de Potencia a Demanda Máxima		0,93			
kVA Instalados en transformadores de distribución		5.134			
SUBSISTEMA		Pérdidas de Potencia a Demanda Máx. (kW)	% Pérdidas de Potencia en Relación a la Demanda Máxima	Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)	% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada al Alimentador
CONDUCTORES ALIMENTADOR PRIMARIO		76,65	2,00	95723,44	0,79
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	24,98	0,65	218824,80	1,80
	DEVANADOS	60,27	1,57	93371,37	0,77
REDES SECUNDARIAS		39,64	1,03	207480,25	1,71
ACOMETIDAS		15,86	0,41	4241,35	0,03
MEDIDORES DE ENERGÍA		4,88	0,13	42781,21	0,35
ALUMBRADO PÚBLICO		13,35	0,35	58483,51	0,48
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR</b>		<b>235,63</b>	<b>6,14</b>	<b>720905,93</b>	<b>5,93</b>

**Fuente:** Los Postulantes

**Gráfico 1; RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR AMAZONAS.**



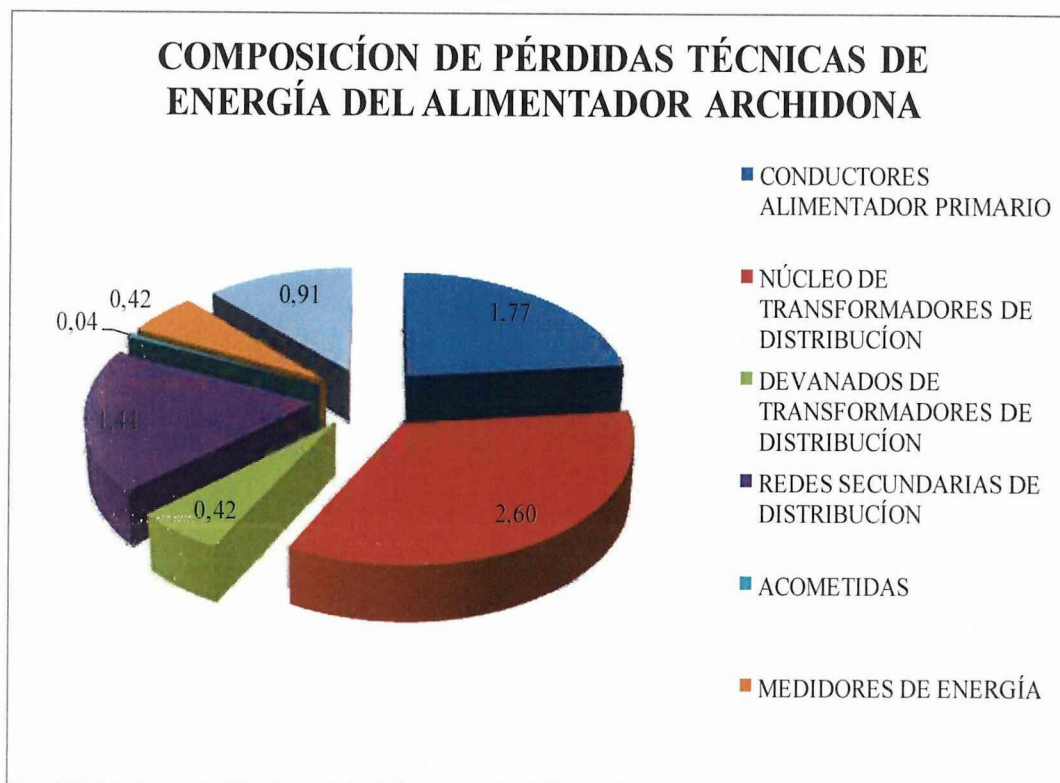
**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 5; RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO A LA ENERGÍA SUMINISTRADA AL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**

<b>ALIMENTADOR ARCHIDONA</b>					
Factor de Utilización de los transformadores de distribución					0,43
Factor de Carga					0,52
Energía Suministrada al Alimentador al año 2014 (MWh)					14.818,20
Demanda Máxima Registrada (kW)					3.295,20
Factor de Potencia a Demanda Máxima					0,96
kVA Instalados en transformadores de distribución					7.963
<b>SUBSISTEMA</b>		<b>Pérdidas de Potencia a Demanda Máx. (kW)</b>	<b>% Pérdidas de Potencia en Relación a la Demanda Máxima</b>	<b>Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)</b>	<b>% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada al Alimentador</b>
CONDUCTORES ALIMENTADOR PRIMARIO		100,04	3,04	262181,56	1,77
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	43,90	1,33	384599,04	2,60
	DEVANADOS	31,54	0,96	61653,86	0,42
REDES SECUNDARIAS		40,91	1,24	213834,53	1,44
ACOMETIDAS		21,56	0,65	5855,30	0,04
MEDIDORES DE ENERGÍA		7,09	0,22	62145,19	0,42
ALUMBRADO PÚBLICO		30,71	0,93	134530,82	0,91
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR</b>		<b>275,75</b>	<b>8,37</b>	<b>1124800,31</b>	<b>7,59</b>

**Fuente:** Los Postulantes

**Gráfico 2; RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR ARCHIDONA.**



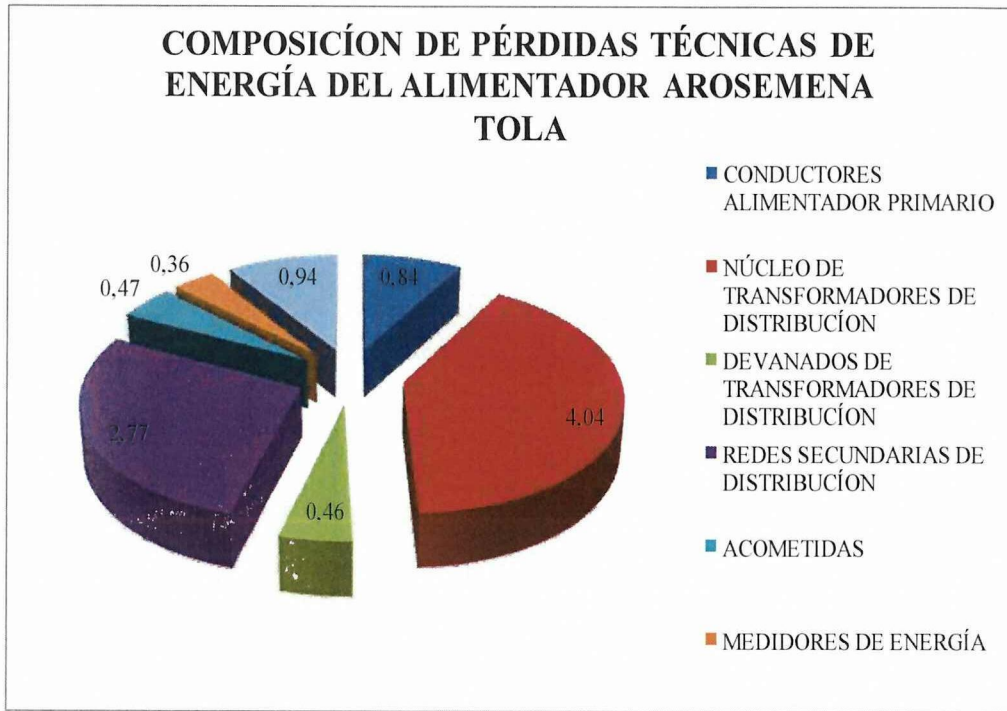
**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 6; RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO A LA ENERGÍA SUMINISTRADA AL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA.**

<b>ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA</b>					
Factor de Utilización de los transformadores de distribución				0,33	
Factor de Carga				0,36	
Energía Suministrada al Alimentador al año 2014 (MWh)				4.663,70	
Demanda Máxima Registrada (kW)				1.495,10	
Factor de Potencia a Demanda Máxima				0,92	
kVA Instalados en transformadores de distribución				4.939	
<b>SUBSISTEMA</b>		<b>Pérdidas de Potencia a Demanda Máx. (kW)</b>	<b>% Pérdidas de Potencia en Relación a la Demanda Máxima</b>	<b>Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)</b>	<b>% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada al Alimentador</b>
CONDUCTORES ALIMENTADOR PRIMARIO		35,24	2,36	39121,96	0,84
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	21,53	1,44	188611,56	4,04
	DEVANADOS	11,25	0,75	21631,95	0,46
REDES SECUNDARIAS		18,12	1,21	129309,16	2,77
ACOMETIDAS		84,29	5,64	21898,24	0,47
MEDIDORES DE ENERGÍA		1,90	0,13	16610,71	0,36
ALUMBRADO PÚBLICO		9,97	0,67	43663,34	0,94
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR</b>		<b>182,30</b>	<b>12,19</b>	<b>460846,92</b>	<b>9,88</b>

**Fuente:** Los Postulantes

**Gráfico 3;** RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR AROSEMENA TOLA.



**Fuente:** Los Postulantes

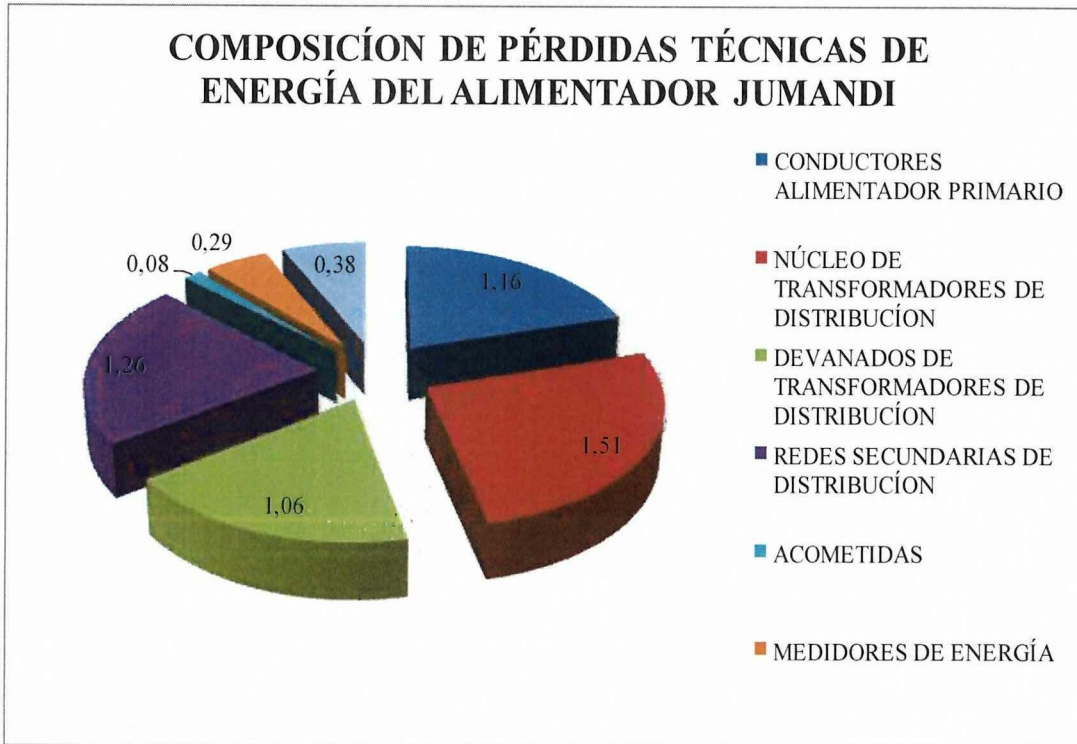
**Tabla 7; RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO A LA ENERGÍA SUMINISTRADA AL ALIMENTADOR JUMANDY**

<b>ALIMENTADOR JUMANDY</b>					
Factor de Utilización de los transformadores de distribución		1.10			
Factor de Carga		0.39			
Energía Suministrada al Alimentador al año 2014 (MWh)		13,098.70			
Demanda Máxima Registrada (kW)		3,945.20			
Factor de Potencia a Demanda Máxima		0.92			
kVA Instalados en transformadores de distribución		3,886			
SUBSISTEMA		Pérdidas de Potencia a Demanda Máx. (kW)	% Pérdidas de Potencia en Relación a la Demanda Máxima	Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)	% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada al Alimentador
CONDUCTORES ALIMENTADOR PRIMARIO		112.16	2.84	152212.49	1.16
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	22.57	0.57	197730.72	1.51
	DEVANADOS	80.25	2.03	138198.24	1.06
REDES SECUNDARIAS		35.85	0.91	164959.16	1.26
ACOMETIDAS		39.32	1.00	10500.91	0.08
MEDIDORES DE ENERGÍA		4.32	0.11	37857.22	0.29
ALUMBRADO PÚBLICO		11.38	0.29	49856.66	0.38
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR</b>		<b>305.85</b>	<b>7.75</b>	<b>751315.40</b>	<b>5.74</b>

**Fuente:** Los Postulantes



**Gráfico 4; RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR JUMANDY**



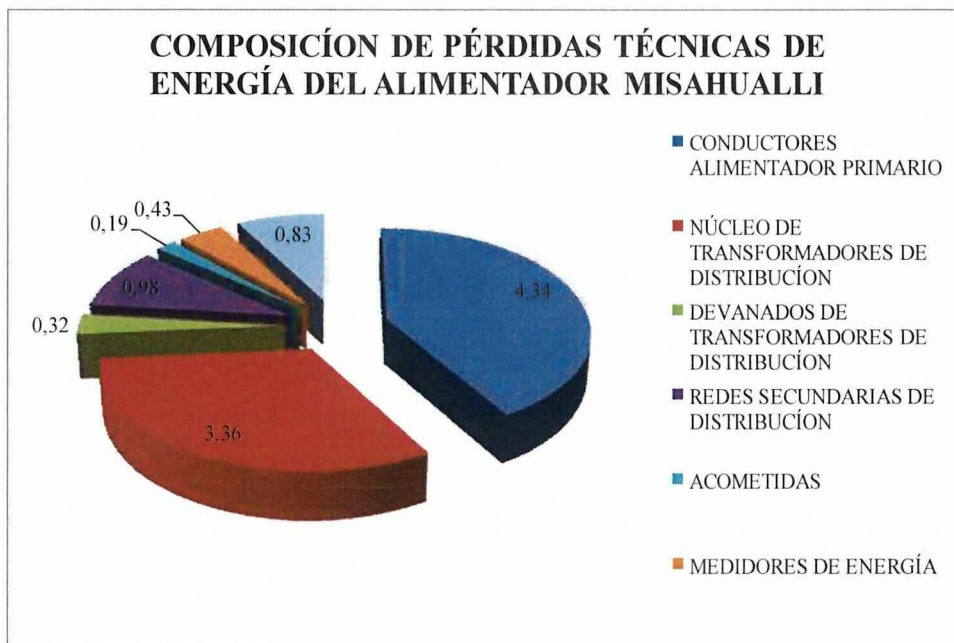
**Fuente:** Los Postulantes

**Tabla 8; RESULTADOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS RESPECTO A LA ENERGÍA SUMINISTRADA AL ALIMENTADOR MISAHUALLI.**

<b>ALIMENTADOR MISAHUALLI</b>					
Factor de Utilización de los transformadores de distribución		0,33			
Factor de Carga		0,57			
Energía Suministrada al Alimentador al año 2014 (MWh)		6.658,02			
Demanda Máxima Registrada (kW)		1.369,80			
Factor de Potencia a Demanda Máxima		0,92			
kVA Instalados en transformadores de distribución		4.537			
SUBSISTEMA		Pérdidas de Potencia a Demanda Máx. (kW)	% Pérdidas de Potencia en Relación a la Demanda Máxima	Pérdidas de Energía Anual (kWh/año)	% de Pérdidas de Energía en Relación a la Energía Suministrada al Alimentador
CONDUCTORES ALIMENTADOR PRIMARIO		104,44	7,62	289284,17	4,34
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚCLEO	25,52	1,86	223572,72	3,36
	DEVANADOS	12,26	0,89	21601,47	0,32
REDES SECUNDARIAS		14,32	1,05	65275,41	0,98
ACOMETIDAS		46,93	3,43	12414,79	0,19
MEDIDORES DE ENERGÍA		3,29	0,24	28780,98	0,43
ALUMBRADO PÚBLICO		12,65	0,92	55399,99	0,83
<b>TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL ALIMENTADOR</b>		<b>219,41</b>	<b>16,02</b>	<b>696329,53</b>	<b>10,46</b>

**Fuente:** Los Postulantes

**Gráfico 5; RESULTADOS DE LA COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA DEL ALIMENTADOR MISAHUALLI.**



**Fuente:** Los Postulantes

## ANEXO 4: TABLA DE RESUMEN DE FÓRMULAS

N°	ECUACIÓN																				
1.1	<table style="margin-left: auto; margin-right: auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 5px;">Fecha</td> <td style="padding: 5px;">Tiempo</td> <td style="padding: 5px;">P.Activa</td> <td style="padding: 5px;">P.Reactiva</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">3/12/14</td> <td style="padding: 5px;">00:0</td> <td style="padding: 5px;">1.369</td> <td style="padding: 5px;">585,36</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">3/12/14</td> <td style="padding: 5px;">00:15</td> <td style="padding: 5px;">1.357</td> <td style="padding: 5px;">585,20</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">...</td> <td style="padding: 5px;">...</td> <td style="padding: 5px;">...</td> <td style="padding: 5px;">...</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">3/18/14</td> <td style="padding: 5px;">23:45</td> <td style="padding: 5px;">747,17</td> <td style="padding: 5px;">251,56</td> </tr> </table>	Fecha	Tiempo	P.Activa	P.Reactiva	3/12/14	00:0	1.369	585,36	3/12/14	00:15	1.357	585,20	...	...	...	...	3/18/14	23:45	747,17	251,56
Fecha	Tiempo	P.Activa	P.Reactiva																		
3/12/14	00:0	1.369	585,36																		
3/12/14	00:15	1.357	585,20																		
...	...	...	...																		
3/18/14	23:45	747,17	251,56																		
1.2	$Registro = [d \quad t \quad D_P \quad D_Q]$																				
1.3	$kWh = \sum_{i=1}^n D_{Pi} * (deman - interval)$																				
1.4	$P_{pot_{Di}} = \left( \frac{D_i * f_{p_{Dmáx}}}{D_{máx} * f_{p_i}} \right)^2 * Perd_{potencia_{Dmáx_{redprimaria}}}$																				
1.5	$PérdT_{energ_{redprimaria}} = \Delta t * \sum_{i=1}^{i=n} P_{pot_{Di}}$																				
1.6	$PerdT_{potencia_{nucleo_{T/D}}} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{potencia_{nucleo\ i}} \quad kW$																				
1.7	$PerdT_{Energia_{nucleo_{T/D}}} = \sum_{i=1}^{i=n} (P_{potencia_{nucleo\ i}} * t) \quad kWh$																				
1.8	$Perd_{potencia_{devanado_{T/D\ i}}} = P_{c. C_{T/D\ ind\ 85^\circ} C} * \left( \frac{Fact_{utilización_{promedio}}}{Fact_{coinc_{T/D}}} \right)^2$																				
1.9	$Fact_{utilización_{promedio}} = \frac{D_{máx}}{\bar{F}_{p_{Dmáx}} \text{ Capacidad inst kVA}}$																				
1.10	$Fact_{coinc_{T/D}} = \frac{Fact_{coinc_{redprimaria}}}{Fact_{coinc_{num\_promedio\_usuarios/transf}}}$																				
1.11	$\frac{D_{mN}}{N} = (F_{coinc})_N * (Promedio \ de \ Demanda \ Máxima \ Diversificada \ individual)$																				
1.12	$(F_{coinc})_N = \frac{\left( \frac{D_{mN}}{N} \right)}{(Promedio \ de \ Demanda \ Máxima \ Diversificada \ individual)}$																				

1.13	$\mathbf{PerdT}_{potencia\_devanado\_T/D} = \mathbf{Fact\_coinc}_{T/D} * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_devanado\_T/D\_i}$
1.14	$\mathbf{Penerg\_devan\_trans}_{anual} = P_{pot\_devan\_Dm\acute{a}x-Transf} * F_{p\acute{e}rdidas}_{transf} * t$
1.15	$\mathbf{PTenerg\_devan\_transf}_{anual} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Penerg\_devan\_trans\_i}_{anual}$
1.16	$n = \frac{N \cdot \sigma^2}{(N - 1) \cdot D + \sigma^2}$
1.17	$n = \frac{(Z_{\alpha/2,95\%} \cdot \sigma)^2}{E^2}$
1.18	$\mathbf{PerdT}_{potencia\_dmax\_secund} = \mathbf{Fact\_coinc}_{T/D} * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_dmax\_secund}$
1.19	$\mathbf{Perd}_{energia\_redsecundaria\_anual} = \mathbf{Perd}_{potencia\_dmax\_secund} * F_{p\acute{e}rdidas} * t$
1.20	$\mathbf{PerdT}_{energia\_redsecundaria\_anual} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{energia\_redsecundaria\_anual}$
1.21	$\mathbf{I} = \frac{Dm\acute{a}x_{unit}}{V_{fn} * f_p * n} \quad [A]$
1.22	$\mathbf{R} = \frac{L * R1}{1000} \quad [\Omega]$
1.23	$\mathbf{Perd}_{potencia\_Acometida\_Dmax} = \frac{I^2 * R * N}{1000}$
1.24	$\mathbf{PerdT}_{Potencia\_Acometidas\_Dm\acute{a}x} = \mathbf{Fact\_coinc}_{Acometidas} * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{Potencia\_Acometida\_Dmax\_i}$
1.25	$\mathbf{Perd}_{energia\_acometida\_anual} = \mathbf{Perd}_{Potencia\_Acometida\_Dmax} * \mathbf{Fact}_{perdidas} * t$
1.26	$\mathbf{PerdT}_{energia\_acometida\_anual} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{energia\_acometida\_anual\_i}$

1.27	$\mathbf{PerdT}_{potencia\_medidores} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_bobina\_voltaje\_i}$
1.28	$\mathbf{PerdT}_{Energia\_medidores\_anual} = t * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_bobina\_voltaje\_i}$
1.29	$\mathbf{PerdT}_{potencia\_luminarias} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_luminaria\_i}$
1.30	$\mathbf{PerdT}_{Energia\_luminarias\_anual} = 12 * 365 * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Perd}_{potencia\_luminaria\_i}$
2.1	$\mathbf{P} = I^2 * R \quad (W)$
2.2	$\mathbf{N^\circ \text{ consumidores\_prom/trafo\_redsec}} = \frac{\mathbf{N^\circ \text{ usuarios totales del alimentador}}}{\mathbf{N^\circ \text{ de transf de distribucion con red secundaria}}}$
2.3	$\mathbf{Perd}_{potencia\_dmax\_secund\_i} = \frac{\mathbf{kVA_{T/D} * fp_{sec} * fact\_util_{promed}}}{\mathbf{Fact\_coinc_{T/D}}} * \% \mathbf{Perdpot}_{sec}$
2.4	$\mathbf{Ppot}_{Di} = \left( \frac{\mathbf{D_i * fp_{Dm\acute{a}x}}}{\mathbf{D_{m\acute{a}x} * fp_i}} \right)^2 * \mathbf{Perd}_{potencia\_Dm\acute{a}x\_redsecundaria}$
2.5	$\mathbf{P\acute{e}rdT}_{energ\_redsecundaria} = \Delta t * \sum_{i=1}^{i=n} \mathbf{Ppot}_{Di}$
2.6	$\mathbf{Fp\acute{e}rdidas} = \frac{\mathbf{P\acute{e}rd}_{energia\_red\_secundaria\_anual}}{\mathbf{Perd}_{potencia\_Dmax\_redsecundaria} * t}$
2.7	$\mathbf{Dm\acute{a}x}_{unit} = \frac{\mathbf{Dm\acute{a}x_{S/E\_Tena}}}{\mathbf{N^\circ \text{ acometidas}}} \quad [kW]$
2.8	$\mathbf{I} = \frac{\mathbf{Dm\acute{a}x}_{unit}}{\mathbf{Vfn * fp * n}} \quad [A]$
2.9	$\mathbf{R} = \frac{\mathbf{L * R1}}{1000} \quad [\Omega]$
2.10	$\mathbf{Perdpot}_{Acometida\_Dmax} = \frac{\mathbf{I^2 * R * N}}{1000} \quad kW$

2.11	$\mathbf{Fact\_coinc}_{Acometidas} = \frac{\mathbf{Fact\_coinc}_{redprimaria}}{\mathbf{Fact\_coinc}_{acometida\_unitaria}}$
2.12	$\mathbf{E}_{TL} = E_S - E_R$
2.13	$\mathbf{E}_{PTt} = E_{Prp} + E_{Pnt} + E_{Pdt} + E_{Prs} + E_{Pa} + E_{Pap} + E_{Pm}$
2.14	$\mathbf{E}_{PNTt} = E_S - E_R - E_{PTt}$

**Realizado por:** Los Postulantes