



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ciencias Químicas

Maestría en Planificación y Gestión Energéticas

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

Tesis previa a la obtención del Título de:
Magister en Planificación y Gestión
Energéticas

Autor

Walter Javier Dután Amay

Director

Mgr. Patricio Antonio Pesántez Sarmiento

Cuenca- Ecuador

2014



RESUMEN

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

Se evalúan y analizan las pérdidas de energía eléctrica en los transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, usando el programa CYMDIST y el módulo Administrador de Perfiles de Carga.

Aunque los transformadores de distribución operan a niveles de eficiencia que frecuentemente exceden el 98%, la gran cantidad de transformadores instalados generan altas pérdidas de energía que representan un costo para el sistema.

Los resultados muestran que las pérdidas en transformadores de distribución son el principal componente de pérdidas técnicas, representando el 2.24% de la energía disponible en el sistema de distribución en medio voltaje. De éste valor, el 86% corresponde a pérdidas en vacío y 14% a pérdidas con carga.

Si bien la eficiencia convencional (rendimiento) de la transmisión de potencia en transformadores de distribución, calculada para una carga dada, es elevada; es más importante la eficiencia en la transmisión de la energía, que está asociada a un período e incluye las variaciones de la carga en el mismo.

Palabras Clave: **transformador de distribución, pérdidas, eficiencia, carga.**



ABSTRACT

DISTRIBUTION TRANSFORMERS LOSSES IN AZOGUES ELECTRIC UTILITY NETWORKS

Electric power losses in distribution transformers of Azogues Electric Utility are assessed and analyzed using programs CYMDIST and CYME Energy Profile Manager.

Although distribution transformers operate at efficiency levels that often exceed 98%, the large number of units installed generate high energy losses that represent a cost to the system.

Results show that the total losses in distribution transformers account for a large share of the technical losses, by about 2.24% of the energy available at medium voltage distribution system. Of this amount, 86% are no-load losses and 14% are load losses.

While efficiency of distribution transformers calculated for a given load is high; it is more important the efficiency in energy transfer, which is associated with a period and includes the load cycle variations.

Keywords: distribution transformer, losses, efficiency, loading.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

Dedicatoria	12
Agradecimiento	13
RESUMEN	2
CAPÍTULO I	14
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	14
1.1 INTRODUCCIÓN	14
1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	17
1.3 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	21
1.4 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	22
1.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	23
CAPÍTULO II	25
PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	25
2.1 INTRODUCCIÓN.....	25
2.2 PRINCIPIOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	27
2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	31
2.4 COMPONENTES DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	42
2.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA	44
CAPÍTULO III	53
EVALUACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	53
3.2 COSTOS DE TRANSFORMADORES	53
3.3 MODELOS PARA EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES	54
3.3.1 CARGABILIDAD	56
3.3.2 PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL	60
3.3.3 COSTO TOTAL DE PROPIEDAD.....	62
3.4 ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN	64
3.5 DESARROLLO DE PROPUESTAS	66



3.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	68
CAPÍTULO IV	70
EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES.....	70
4.1 INTRODUCCIÓN.....	70
4.2 METODOLOGÍA	70
4.3 RECOLECCIÓN DE DATOS.....	77
4.4 MODELADO Y SIMULACIONES	80
4.5 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS.....	83
4.6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN	88
4.7 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	90
4.8 ECONOMÍA DE LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	95
4.9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	99
CAPÍTULO V	101
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
5.1 CONCLUSIONES	101
5.2 RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	104
Anexo 1: Resultados de simulaciones en CYMDIST - EPM.....	108
Anexo 2: Capturas de pantalla	117
Anexo 3: Perfiles de carga de transformadores	120



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Esquema del sistema eléctrico	15
Fig. 1.2 Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión	17
Fig. 1.3 Disposición del sistema de distribución de la EEA.....	18
Fig. 1.4 Alimentadores primarios Empresa Eléctrica Azogues	19
Fig. 1.5 Resultado de los estudios de expansión de los sistemas de subtransmisión de la CENTROSUR y Azogues.....	20
Fig. 1.6 Pérdidas de la Empresa Eléctrica Azogues año 2012.	23
Fig. 2.1 El primer transformador de William Stanley construido en 1885.	26
Fig. 2.2 Esquema de un transformador.	27
Fig. 2.3 Circuito equivalente de un transformador ideal.	28
Fig. 2.4 Circuito equivalente exacto de un transformador.	30
Fig. 2.5 Circuito equivalente exacto de un transformador. Las impedancias secundarias se han referido al primario.	31
Fig. 2.6 Efecto de introducción del núcleo magnético.....	32
Fig. 2.7 Saturación del núcleo magnético.....	33
Fig. 2.8 Lazo de histéresis típico.	34
Fig. 2.9 Núcleos magnéticos y pérdidas por corrientes de Foucault.	35
Fig. 2.10 Tipos de núcleo.	36
Fig. 2.11 Laminaciones comúnmente usadas.	37
Fig. 2.12 Transformador monofásico, a) Tipo núcleo. b) Tipo acorazado.	38
Fig. 2.13 Corte de los devanados de un transformador tipo acorazado.	39
Fig. 3.1 Pérdidas y eficiencia en función de la carga de un transformador de distribución monofásico de 10 kVA.....	59
Fig. 3.2 Vida del aislamiento del transformador en función de la temperatura del punto más caliente del devanado.	62
Fig. 3.3 Pantallas de ingreso de datos y resultados del programa TLCalc de (SEEDT).....	64
Fig. 3.4 Pérdidas en un sistema de distribución, de acuerdo al detalle de los modelos.	68
Fig. 4.1 Factores de diversidad para un sistema particular. (Kersting, 2002)	72
Fig. 4.2 Clientes y consumo por categoría para el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, mes de julio de 2013.....	76
Fig. 4.3 Curvas de demanda de alimentadores julio de 2013 para modelación, Energy Profile Manager CYMDIST.	81
Fig. 4.4 Curvas de demanda típicas en transformadores de distribución, Energy Profile Manager CYMDIST.....	82
Fig. 4.5 Pérdidas en alimentadores para una semana del mes de julio de 2013.	86
Fig. 4.6 Pérdidas en transformadores de distribución para el mes de julio de 2013.	87
Fig. 4.7 Valores y porcentajes de participación de pérdidas de energía en primarios y transformadores de distribución para el mes de julio de 2013.	89
Fig. 4.8 Pérdidas de energía totales (primarios y transformadores) para el día de demanda	



máxima como porcentaje de la energía diaria, día típico lunes-viernes.....	90
Fig. 4.9 Eficiencia en la transmisión de potencia en transformadores en función de la carga, días lunes a viernes.	94
Fig. 4.10 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, días lunes a viernes.	94
Fig. 4.11 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, día sábado.....	94
Fig. 4.12 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, día domingo.	95
Fig. 4.13 Curva de carga para el análisis	96
Fig. 4.14 Componentes de pérdidas y eficiencia de transformadores analizados	98
Fig. 4.15 Intervalos de carga óptimos de transformadores estudiados.....	99



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1. Características físicas y técnicas de la Empresa Eléctrica Azogues, julio 2013.	21
Tabla 1. 2. Pérdidas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.	21
Tabla 1. 3. Pérdidas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, año 2012.	23
Tabla 2.1. Valores máximos permisibles de pérdidas en transformadores monofásicos de 3 a 333 kVA. Clase medio voltaje ≤ 25 kVf-f clase medio voltaje ≤ 1.2 kVf-f referidos a 85°C.	49
Tabla 2.2. Valores máximos permisibles de pérdidas en transformadores trifásicos de 15 a 333 kVA. Clase medio voltaje ≤ 25 kVf-f clase medio voltaje ≤ 1.2 kVf-f referidos a 85°C.	49
Tabla 2.3. Niveles de eficiencia NEMA Clase 1 para transformadores de distribución inmersos en aceite. NEMA TP 1-2002.....	51
Tabla 3.1. Precios referenciales de transformadores de distribución (monofásicos autoprotegidos)	54
Tabla 3.2. Cargabilidad de transformadores de distribución. (IEEE C57.91, 1981)	57
Tabla 3.3. Carga para máxima eficiencia, en transformadores de distribución.	59
Tabla 4.1. Transformadores en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, julio de 2013.....	78
Tabla 4.2. Propiedades de transformadores de distribución de dos devanados de la base de datos homologada, CYMDIST.	79
Tabla 4.3. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días lunes a viernes.	83
Tabla 4.4. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días sábado.	84
Tabla 4.5. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días domingo.....	85
Tabla 4.6. Resultados de la evaluación de pérdidas, para julio de 2013 y para el año 2013.	88
Tabla 4.7. Resultados de pérdidas en demanda máxima	90
Tabla 4.8. Resumen de pérdidas diarias.....	91
Tabla 4.9. Eficiencia en la transmisión de potencia en transformadores de distribución, días lunes a viernes.	92
Tabla 4.10. Análisis de eficiencia y carga de operación de transformadores.	97
Tabla 4.11. Costo total de propiedad de transformadores analizados.....	98



ANEXOS

Anexo 1: Resultados de simulaciones en CYMDIST - EPM	108
Anexo 2: Capturas de pantalla	117
Anexo 3: Perfiles de carga de transformadores	120



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Walter Javier Dután Amay, autor de la tesis "PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 15 de octubre de 2014

Walter Javier Dután Amay

C.I: 0301242459



Universidad de Cuenca
Clausula de derechos de autor

Walter Javier Dután Amay, autor de la tesis "PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magíster en Planificación y Gestión Energéticas. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 15 de octubre de 2014

Walter Javier Dután Amay

C.I: 0301242459



Dedicatoria

*A Javier Alejandro Dután Carangui, y a la
amada memoria de la Sra. Adela Dután.*

Walter



Agradecimiento

A mi familia por su apoyo y comprensión. Al Mgtr. Patricio Pesántez por su acertada dirección. A los compañeros de la Empresa Eléctrica Azogues por toda su importante ayuda y apoyo brindado durante este proceso.

Walter



CAPÍTULO I

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

1.1 INTRODUCCIÓN

En el sistema eléctrico se pueden distinguir tres áreas bien diferenciadas: la generación o producción de energía eléctrica; la transmisión o transporte de la energía; y la distribución de la electricidad.

En los sistemas eléctricos de potencia se producen varias transformaciones de voltaje desde la generación hasta el uso final. Una de estas transformaciones tiene lugar en los transformadores de distribución.

Su importancia radica en que se usan voltajes de generación moderados, la transmisión de grandes cantidades de energía sobre largas distancias se realiza a altos voltajes, y finalmente se usan pequeños y seguros voltajes de utilización en el usuario final. Esto es posible realizarlo mediante los transformadores, que son dispositivos que transfieren la energía de un circuito a otro por medio de un campo magnético común.

El sistema de distribución es aquella parte del sistema eléctrico de potencia que toma la electricidad de la subestación de entrega en bloque y la transporta hasta los consumidores.

Desde la subestación de entrega en bloque parten las líneas de subtransmisión que llegan a las subestaciones de distribución, en las cuales un transformador de potencia reduce el voltaje al nivel primario. Los alimentadores son circuitos de medio voltaje. Cerca de los usuarios finales, un transformador de distribución reduce el voltaje del circuito primario al voltaje de la red secundaria. Desde el transformador de distribución, las

redes secundarias conectan al usuario final mediante acometidas al sistema de medición (punto de entrega). (Short, 2006)

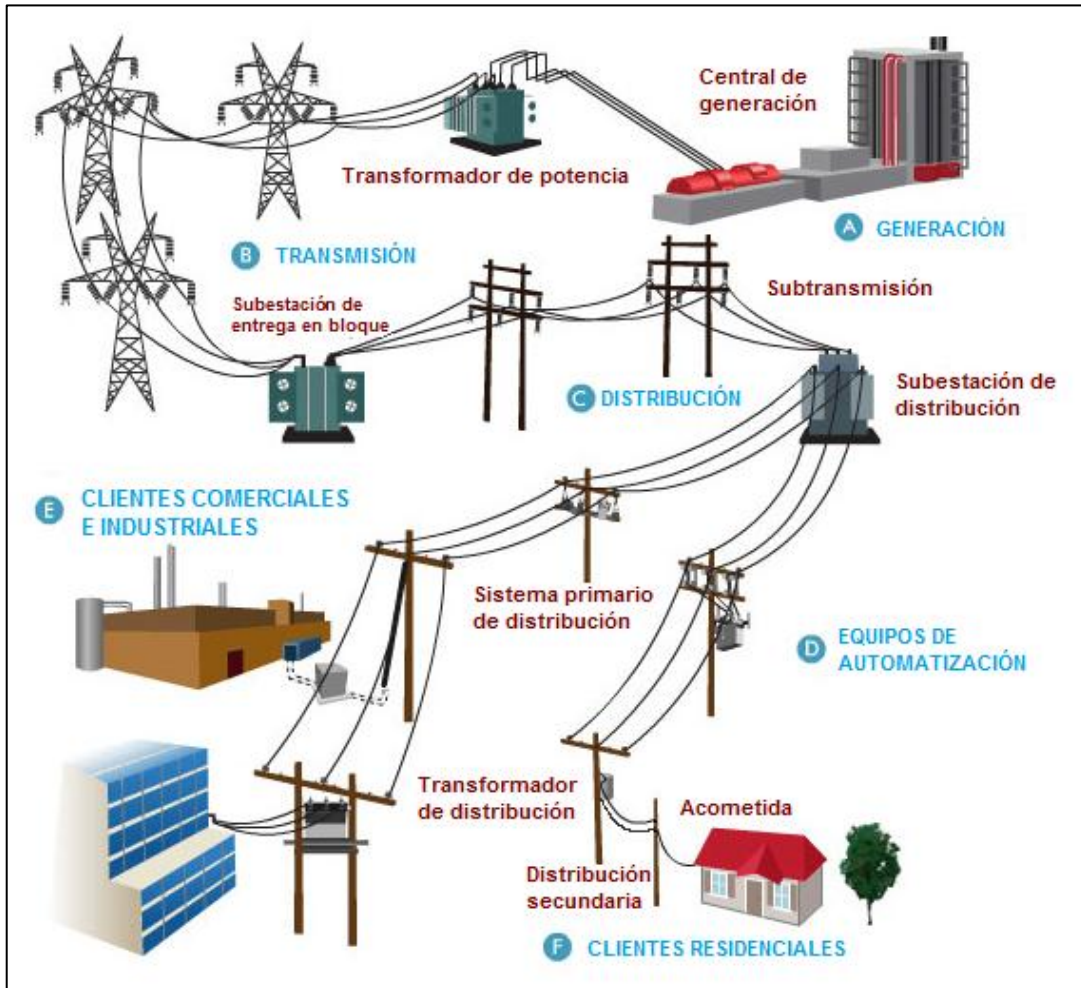


Fig. 1.1 Esquema del sistema eléctrico

Fuente: Rhino Electric (<http://www.myanmarelectric.biz/pwdistribution.html>)

Una definición general de pérdidas en el sistema de potencia es la cantidad de kWh consumidos por la red para transmitir la energía eléctrica. Ellas son medidas como la diferencia entre la energía que ingresa al sistema y la energía entregada por el sistema sobre un período de tiempo dado. Las pérdidas tienen dos costos: uno en energía, que es el valor de los kWh perdidos, y el otro el costo en potencia que es el costo de proveer capacidad adicional al sistema de transporte. Recientemente se han realizado trabajos



para incorporar un tercer componente a los costos de las pérdidas: el costo de los impactos ambientales asociados con la generación adicional y capacidad de la red que son necesarias para cubrir las pérdidas.

Las pérdidas pueden ser clasificadas como: 1) pérdidas técnicas, que comprenden las pérdidas resistivas y de magnetización y, 2) pérdidas no técnicas, que son las pérdidas de cargas no registradas.

- Pérdidas resistivas, aplican a todos los conductores con una resistencia finita y existen debido al paso de la corriente de carga a través de la resistencia. Son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y están sujetas a las variaciones de la corriente de carga sobre una base diaria y anual.
- Pérdidas de magnetización, aplican a los transformadores y representan la energización del circuito magnético para operar el transformador. Son de valor constante y ocurren todo el tiempo que el transformador esté energizado.

Las pérdidas técnicas en el sistema de distribución incluyen: pérdidas en subtransmisión, pérdidas en transformadores de las subestaciones de distribución, pérdidas en alimentadores primarios, pérdidas en transformadores de distribución, pérdidas en las redes secundarias, pérdidas en las acometidas y pérdidas en los medidores.

La determinación de las pérdidas a primera vista parece muy simple: ellas son la energía que ingresa a la red menos la energía entregada a los clientes. Sin embargo, en la práctica, esto no es tan sencillo. En cualquier momento dado, una Empresa sabe cuánta energía entra en la red, pero no se sabe cuánta se consume en el lado del usuario. Los medidores se leen en forma mensual, pero no todos a la vez, y no todos el mismo día. (Targosz, 2005)



Si una alta precisión es deseada, una gran cantidad de datos de alta calidad es necesaria. Con frecuencia, no se disponen de suficientes datos para un análisis detallado, conllevando a que se utilicen métodos simplificados.

Este trabajo presenta la evaluación de las pérdidas en los transformadores de distribución del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues. El determinar las pérdidas resulta útil para identificar las etapas de la red donde se registran mayores inconvenientes para tender hacia el objetivo nacional.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

La Empresa Eléctrica Azogues es una de las 11 empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional. Su área de concesión es de 1187 km², ubicada en la provincia del Cañar; específicamente sirve a los cantones Azogues y Déleg, y la parroquia Sageo del cantón Biblián. Además tiene como cliente al gran consumidor Unión Cementera Nacional - Guapán. (CONELEC, 2013)

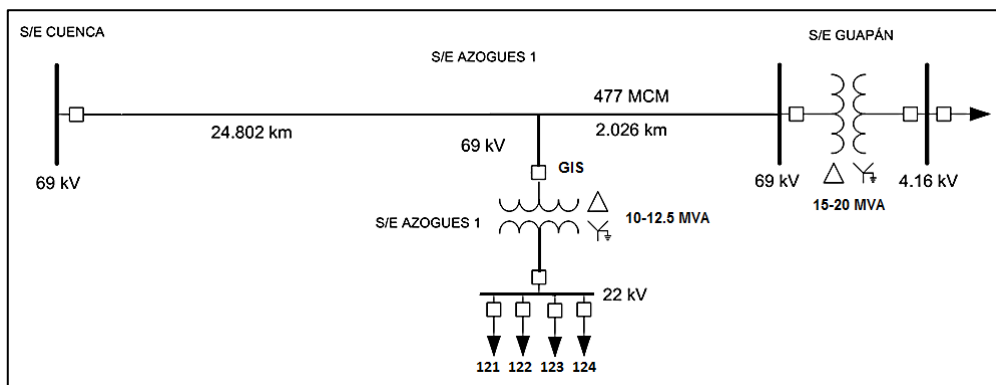


Fig. 1.2 Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión
 Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Dirección Técnica

El sistema de subtransmisión actual de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., es tipo radial. Consiste en una línea de 69 kV, que parte desde la subestación Cuenca del Sistema Nacional Interconectado, y con un recorrido de 26.8 km llega hasta la subestación de 15-20 MVA (ONAN-ONAF) de la fábrica de cemento Guapán. A una distancia de 24.8 km se deriva mediante equipo aislado en gas hacia la subestación Azogues 1, de 10-12.5 MVA (ONAN-ONAF), 69/22 kV, y equipo GIS en 69 y 22 kV.

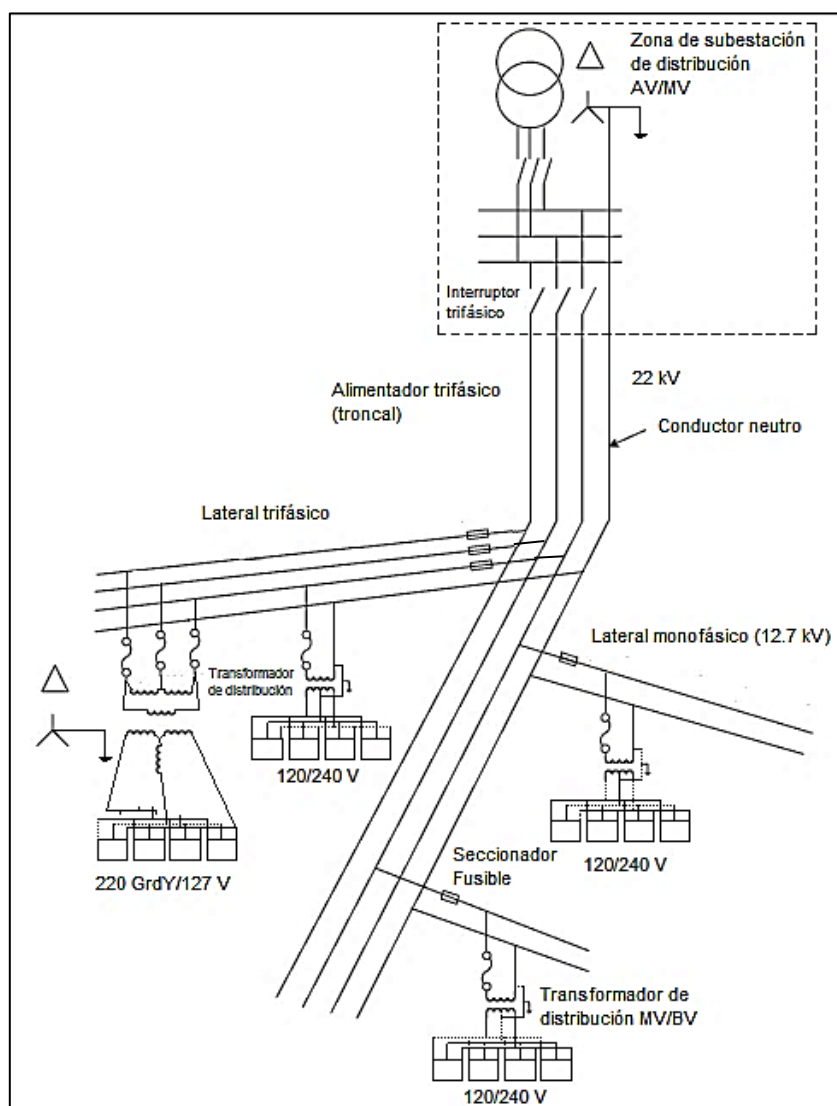


Fig. 1.3 Disposición del sistema de distribución de la EEA
 Fuente: Adaptación de (Sallam, 2010)



El sistema de distribución primaria está formado por alimentadores radiales, débilmente mallados. Los circuitos troncales son trifásicos, con derivaciones (laterales) trifásicas o monofásicas. Las cargas son del tipo trifásico o monofásico, predominando éstas últimas. Consta de cuatro alimentadores: 121, 122, 123 y 124; de 22 GndY/12.7 kV a cuatro hilos que parten de la subestación Azogues1. Además, existen tres subestaciones de seccionamiento a 22 kV: Tabacay, Déleg y Zhapacal.

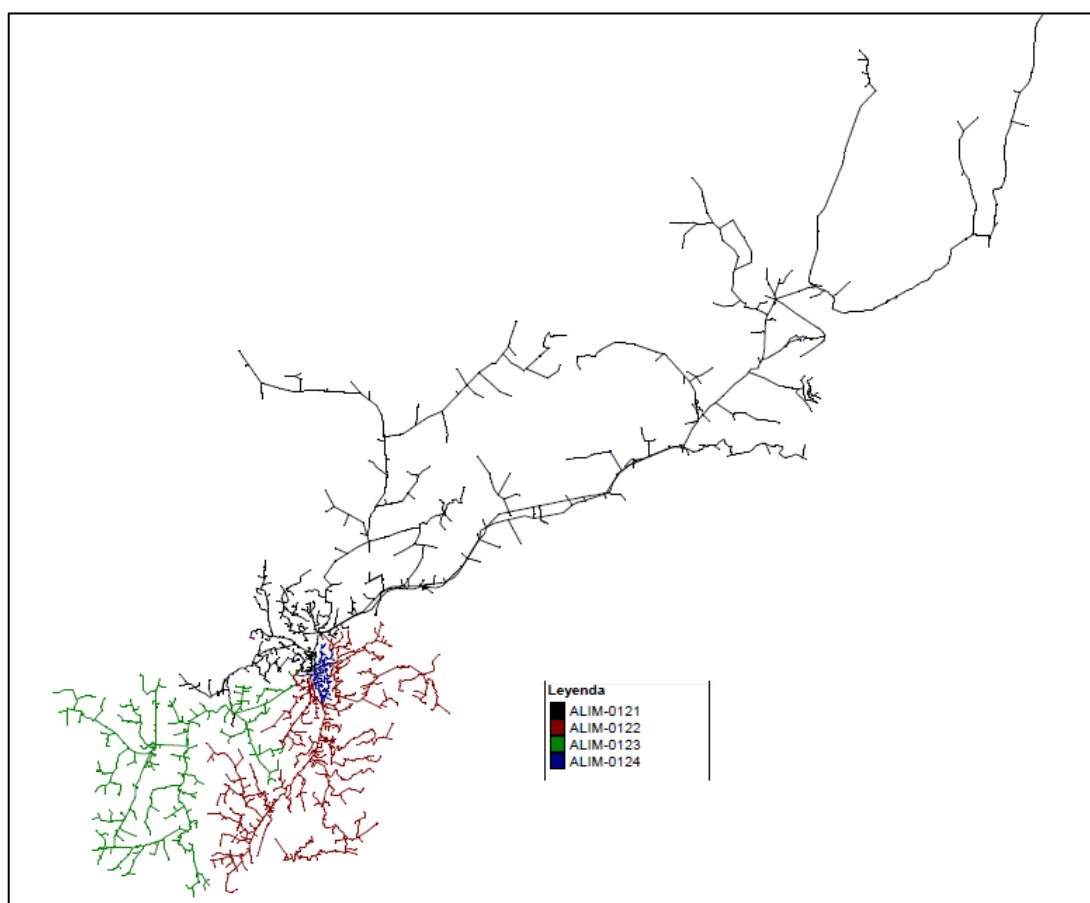


Fig. 1.4 Alimentadores primarios Empresa Eléctrica Azogues
Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación

Como resultado de los estudios para la expansión de los sistemas de subtransmisión de las empresas eléctricas CENTROSUR y Azogues, y la incorporación de la generación hidroeléctrica de CELEC EP-Hidroazogues, se determinó la mejor alternativa viable, técnica y económica, que considera:



la construcción de la subestación Azogues 2; la incorporación de la generación del proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas de CELEC EP- Hidroazogues y el sistema de subtransmisión a 69 kV asociado; y la interconexión de los sistemas de subtransmisión de las empresas distribuidoras indicadas.

A la presente fecha, se encuentra en etapa de construcción, estando prevista su entrada en operación a finales de 2014. El detalle se muestra en la figura 1.5.

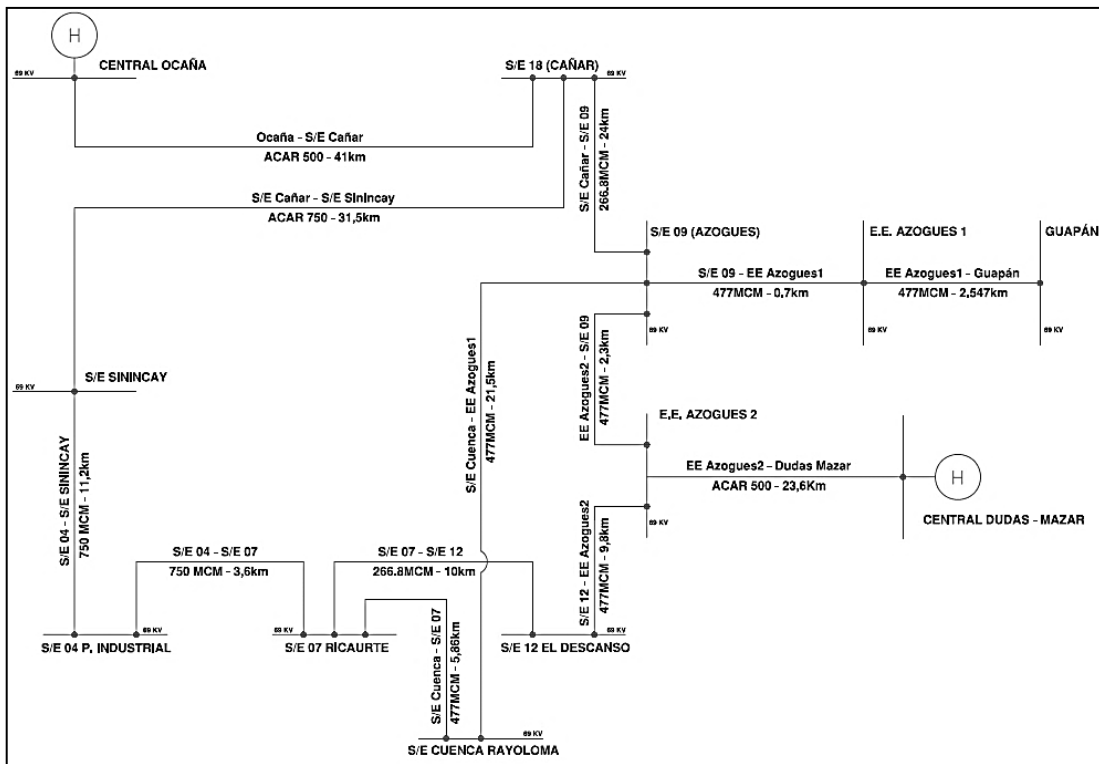


Fig. 1.5 Resultado de los estudios de expansión de los sistemas de subtransmisión de la CENTROSUR y Azogues.

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur – Planificación.

En la tabla 1.1 se presenta información relevante sobre la Empresa para el mes de julio de 2013.



Tabla 1. 1. Características físicas y técnicas de la Empresa Eléctrica Azogues, julio 2013.

Subestaciones de distribución	Nº	1
Subestaciones de distribución	MVA	10-12.5
Primarios	Nº	4
Líneas de subtransmisión	km	27
Redes de medio voltaje	km	665
Nivel de voltaje primario	kV	22
Transformadores de distribución	Nº	1476
Capacidad instalada en transformadores de distribución	MVA	29.95
Clientes	Nº	33,669
Demanda máxima del sistema de distribución	MVA	10.41
Pérdidas de energía	%	4.2
Tiempo de interrupción a nivel de cabecera de alimentador	horas	3.3
Frecuencia de interrupción anivel de cabecera de alimentador	Nº	6.38

Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación, Sistema de Información Geográfico.

1.3 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

Las pérdidas de los sistemas de distribución se refieren a las pérdidas en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución y las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño. (CONELEC, 2013)

Tabla 1. 2. Pérdidas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.

Año	Energía Recibida del MEM (MWh)	ALTO VOLTAJE	MEDIO VOLTAJE			BAJO VOLTAJE				Total Pérdidas Técnicas (MWh)	Total Pérdidas No Técnicas (MWh)	Total Pérdidas Sistema (MWh)
		Líneas (MWh)	S/E (MWh)	Prim. (MWh)	Transf. (MWh)	Sec. (MWh)	Acom. (MWh)	No Técnicas (MWh)				
2009	92,797.39	668.88	86.87	280.23	1,016.19	876.09	72.97	1,836.74	3,001.24	1,836.74	4,837.98	
		0.72%	0.09%	0.30%	1.10%	0.94%	0.08%	1.98%	3.23%	1.98%	5.21%	
2010	93,339.93	672.56	88.52	314.12	1,040.69	892.20	74.31	1,624.31	3,082.41	1,624.31	4,706.73	
		0.72%	0.09%	0.34%	1.11%	0.96%	0.08%	1.74%	3.30%	1.74%	5.04%	
2011	97,200.62	702.27	92.60	336.26	1,097.26	933.27	77.73	1,026.25	3,239.39	1,026.25	4,265.64	
		0.72%	0.10%	0.35%	1.13%	0.96%	0.08%	1.06%	3.33%	1.06%	4.39%	
2012	100,293.86	722.05	97.30	358.74	1,106.49	988.75	82.36	957.17	3,355.69	957.17	4,312.86	
		0.72%	0.10%	0.36%	1.10%	0.99%	0.08%	0.95%	3.35%	0.95%	4.30%	

Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación, SISDAT

En la tabla 1.2 se muestra la energía total que ingresa al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues a través de su punto de



recepción en la S/E Cuenca, considerando que no se tienen autogeneradoras ni generación propia, es decir, corresponde a aquella recibida del MEM. Las pérdidas se determinan en función de la energía disponible en el sistema, menos la energía entregada a usuarios finales. Las pérdidas expresadas en porcentaje, corresponden a las pérdidas en MWh referidos a la energía recibida del MEM. (CONELEC, 2013)

Los esfuerzos se han concentrado en la estimación de las pérdidas de energía usando factores de pérdidas, generalmente empíricos, sobre una base anual, y en algunos casos mensuales; y las estimaciones de pérdidas en potencia para condiciones de demanda máxima.

Debido al nivel de capacidad menor, las pérdidas inherentes a cada componente son menores que aquellas de los componentes comparables del sistema de transmisión. Si bien cada uno de estos componentes puede tener pérdidas relativamente pequeñas, su gran número hace que sea importante para examinar las pérdidas en el sistema de distribución. Estas pérdidas suelen representar aproximadamente el cuatro por ciento de la carga total del sistema. (Benedict, y otros, 1992)

1.4 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

En el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, de acuerdo a los datos históricos, las pérdidas en transformadores de distribución son el principal componente de pérdidas, con un valor de 26% de las pérdidas totales, y del 33% de las pérdidas técnicas; ocasionando que el 1.10% - 1,106 MWh- de la energía disponible se pierda en ellos.



Tabla 1. 3. Pérdidas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, año 2012.

Año 2012	Pérdidas de Energía		
	MWh	%	Pérdidas técnicas
Energía disponible sistema	100,293.86	100%	
Pérdidas técnicas	3,355.69	3.35%	100.00%
Pérdidas subtransmisión	722.05	0.72%	21.52%
Pérdidas subestaciones	97.30	0.10%	2.90%
Pérdidas redes medio voltaje	358.74	0.36%	10.69%
Pérdidas en transformadores	1,106.49	1.10%	32.97%
Pérdidas en redes secundarias	988.75	0.99%	29.46%
Pérdidas en acometidas	82.36	0.08%	2.45%
Pérdidas no técnicas	957.17	0.95%	
Pérdidas totales	4,312.86	4.30%	

Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación

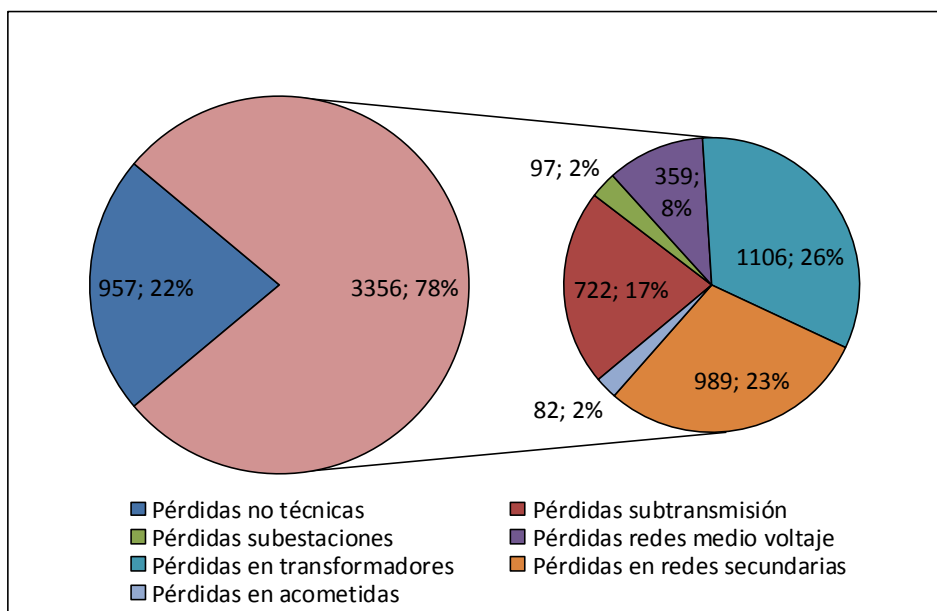


Fig. 1.6 Pérdidas de la Empresa Eléctrica Azogues año 2012.
Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación.

1.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Los transformadores son dispositivos extensivamente usados en los sistemas eléctricos de potencia, para transferir la energía eléctrica entre circuitos a la misma frecuencia, usualmente con cambios en el voltaje y la



corriente.

Las pérdidas en un sistema de distribución de electricidad representan la diferencia entre la energía adquirida y la energía vendida a los clientes. Las pérdidas pueden ser clasificadas como: 1) pérdidas técnicas, que comprenden las pérdidas resistivas y de magnetización y, 2) pérdidas no técnicas, que son las pérdidas de cargas no registradas.

En el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, las pérdidas en transformadores de distribución son el principal componente de pérdidas.



CAPÍTULO II

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Como parte fundamental de cualquier sistema de corriente alterna están los transformadores. Ellos cambian los niveles de voltaje y corriente del flujo de potencia, manteniendo (excepto por una pequeña parte de pérdidas eléctricas) el mismo flujo de potencia total. (Willis, 2004)

Un transformador es una máquina eléctrica estática la cual mediante inducción electromagnética transforma voltajes y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de voltaje y corriente. (NTE INEN 2110:98 Transformadores. Definiciones, 1998)

Los transformadores están disponibles en una amplia gama de tipos, tamaños y capacidades, y son clasificados en términos de varios atributos que son importantes para su funcionamiento, de acuerdo a estándares.

Una principal clasificación es realizada de acuerdo a los rangos de potencia y voltaje: los transformadores con una potencia nominal hasta de 2.5 MVA y un voltaje hasta 36 kV son referidos como transformadores de distribución, mientras todos los transformadores de rangos más altos son clasificados como transformadores de potencia. (Amoiralis, Tsili, & Kladas, 2009)

En particular, la norma técnica ecuatoriana ha definido al transformador de distribución como aquel que transfiere energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van

hasta 500 kVA y hasta 34500 V. (NTE INEN 2110:98 Transformadores. Definiciones, 1998)

En general, los transformadores de distribución reducen el voltaje primario al voltaje de utilización.

En el nivel de distribución, hay dos principales categorías de transformadores: inmersos en líquido y tipo seco. Los transformadores inmersos en líquido, son la solución más compacta y eficiente; mientras que los del tipo seco son preferidos en ambientes donde la seguridad contra incendios es de especial importancia. (ABB Asea Brown Boveri Ltd., 2012)

Los transformadores de distribución están disponibles en varias capacidades estandarizadas, tanto monofásicos como trifásicos. La mayoría son monofásicos (para el caso de la EEA).

La norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2131:2013 “Transformadores de distribución. Valores nominales de potencias aparentes” clasifica los valores nominales de potencia aparente para la construcción de transformadores monofásicos y trifásicos de distribución.



Fig. 2.1 El primer transformador de William Stanley construido en 1885.

Fuente: Edison Tech Center, <http://www.edisontechcenter.org/Transformers.html>

2.2 PRINCIPIOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua. El primario es el devanado que recibe la potencia eléctrica, y el secundario es el que puede entregarla a una red exterior. Los devanados están ubicados sobre un circuito magnético (núcleo). (E.E. Staff del M.I.T., 1965)

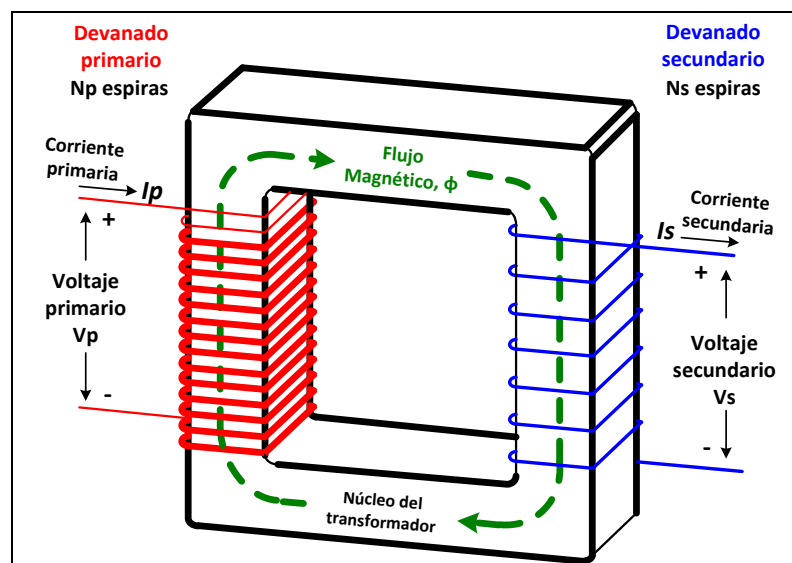


Fig. 2.2 Esquema de un transformador.
Fuente: Adaptación de Edison Tech Center,
<http://www.edisontechcenter.org/Transformers.html>

Uno de los devanados es usado para la creación de un campo magnético variante en el tiempo. El segundo devanado tiene un voltaje inducido en el mismo. La magnitud del voltaje inducido está determinada por el número de espiras (vueltas) de cada devanado. Así el voltaje puede ser incrementado o decrementado al variar el número de espiras. La frecuencia en los dos devanados es la misma y no existe cambio en la naturaleza de la potencia. Si el voltaje secundario es mayor que el primario, se habla de un transformador elevador; si es menor, es un transformador reductor.

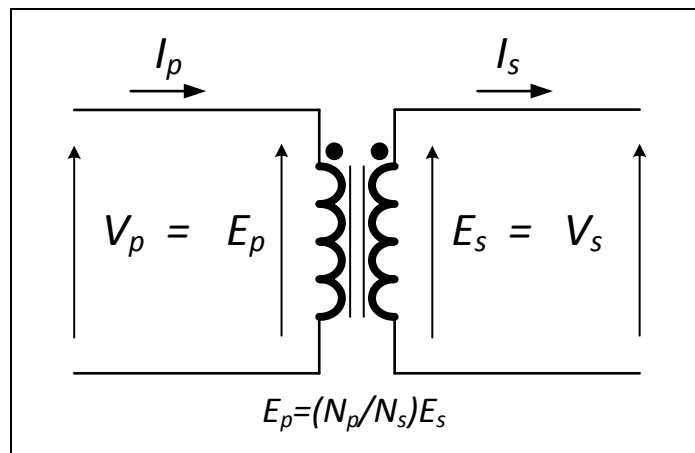


Fig. 2.3 Circuito equivalente de un transformador ideal.
 Fuente: Elaboración propia.

En un transformador ideal (sin pérdidas, sin fugas magnéticas y sin corriente de excitación), los voltajes en la entrada y la salida están relacionados por el número de espiras de los devanados:

$$V_p = \frac{N_p}{N_s} V_s \quad (2.1)$$

Las corrientes también se relacionan de manera opuesta a los voltajes:

$$I_p = -\frac{N_s}{N_p} I_s \quad (2.2)$$

Donde N_p y N_s son el número de espiras, V_1 y V_2 son los voltajes, I_p e I_s son las corrientes en los devanados primario y secundario.

Multiplicando las ecuaciones (2.1) y (2.2):

$$\frac{V_p I_p}{V_s I_s} = -1 \quad (2.3)$$

Es decir, en un transformador ideal, las potencias instantáneas en el primario y el secundario son numéricamente iguales y las pérdidas son cero. El signo menos indica que mientras el secundario entrega potencia a la carga, el



primario absorbe potencia de la fuente.

Dividiendo la ecuación (2.1) por la (2.2) se tiene:

$$\frac{V_p}{I_p} = - \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 \frac{V_s}{I_s} \quad (2.4)$$

Si se conecta al secundario una carga resistiva R_L ,

$$\frac{V_p}{I_p} = \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 R_L \quad (2.5)$$

Y en la parte del primario, la combinación de la carga y el transformador equivale a una resistencia de

$$R'_L = \left(\frac{N_p}{N_s} \right)^2 R_L \quad (2.6)$$

Por lo tanto, puede decirse que un transformador es un dispositivo que transforma voltajes alternos, intensidades de corriente alternas, o impedancias. También puede servir para aislar un circuito de otro o para aislar la corriente continua, manteniendo al mismo tiempo la continuidad de la corriente alterna entre los circuitos. (E.E. Staff del M.I.T., 1965)

En el transformador real se debe tomar en cuenta que:

- Los devanados tienen resistencias R_p y R_s , las cuales se extraen de los devanados y se colocan en serie con los mismos.
- Existen fugas magnéticas, que son modeladas por las inductancias equivalentes L_p y L_s .
- La permeabilidad del núcleo no es infinita y para crear el flujo se precisa una corriente de excitación. Esto se representa mediante la reactancia de



magnetización X_m .

- En el núcleo se producen pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault. Estas pérdidas son representadas por una resistencia R_c en paralelo con X_m .

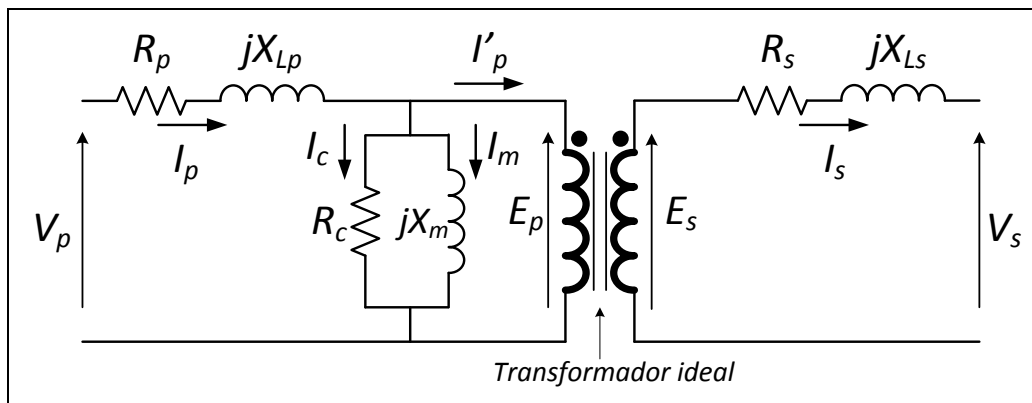


Fig. 2.4 Circuito equivalente exacto de un transformador.
 Fuente: Elaboración propia

Una impedancia puede ser transferida de un lado a otro del transformador al multiplicarla por el cuadrado de la relación de espiras.

$$Z_p = \left(\frac{N_p}{N_s}\right)^2 Z_s \quad (2.7)$$

$$a = \frac{N_p}{N_s} \quad (2.8)$$

Por lo tanto, la transferencia de las impedancias del secundario al primario resulta en el circuito equivalente que se muestra en la figura 2.5.

Para determinar los parámetros del circuito equivalente se realizan las pruebas de: 1) Cortocircuito, que permite calcular la impedancia serie; y 2) Circuito abierto, que permite calcular la impedancia de magnetización.

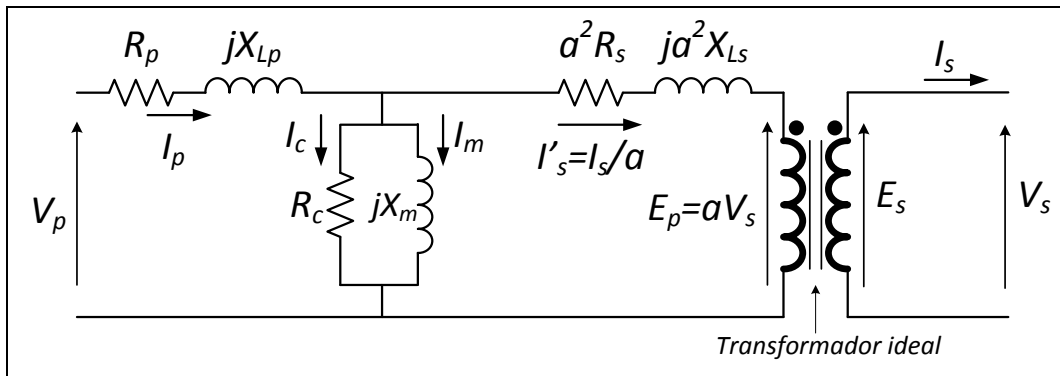


Fig. 2.5 Circuito equivalente exacto de un transformador. Las impedancias secundarias se han referido al primario.

Fuente: Elaboración propia

La capacidad de un transformador de distribución está determinada por la cantidad de corriente que puede llevar continuamente a un voltaje nominal sin exceder la temperatura de diseño.

2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores usados en la práctica son de una variedad extremadamente grande dependiendo del uso final. Además de los transformadores usados en transmisión y distribución de energía, un gran número de transformadores son usados en aplicaciones especiales.

Actualmente, todos los transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues son del tipo inmerso en aceite. Sus partes principales son (Pérez, 2001):

- Circuito magnético (núcleo).
- Devanados primario y secundario.
- Sistema de aislamiento y enfriamiento.
- Tanque y accesorios.

Circuito magnético

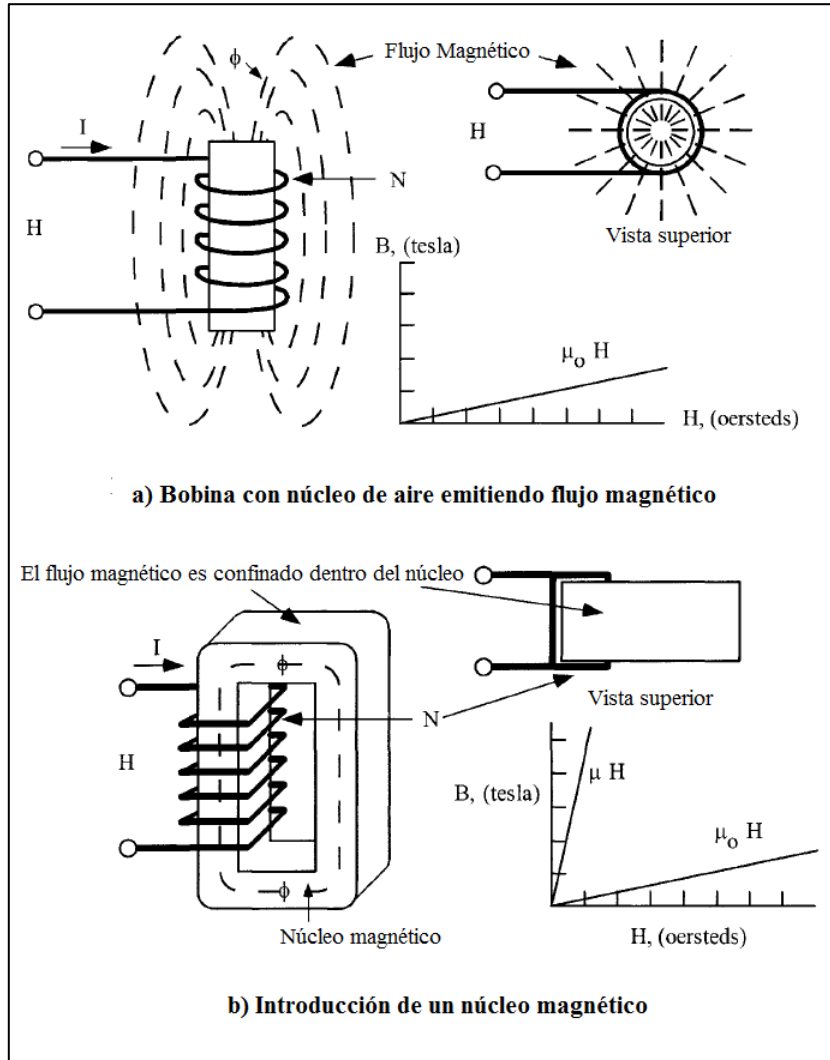


Fig. 2.6 Efecto de introducción del núcleo magnético.
 Fuente: Adaptación de (McLyman, 2011)

La mayoría de materiales son pobres conductores del flujo magnético, tienen baja permeabilidad. El vacío tiene una permeabilidad de 1.0, y otros materiales no magnéticos tales como el aire, papel, y cobre tienen permeabilidades del mismo orden. Existen unos pocos materiales, tales como el hierro, níquel, cobalto, y sus aleaciones, que tienen alta permeabilidad (los aceros eléctricos modernos tienen permeabilidades en el orden de 1500). Para lograr una mejora sobre la bobina de aire, como se

muestra en la figura 2.6, un núcleo magnético es introducido. En adición a su alta permeabilidad, la longitud del camino magnético es bien definida y el flujo está esencialmente confinado al núcleo, excepto en la vecindad inmediata del devanado. (McLyman, 2011)

Existe un límite respecto a cuánto flujo magnético puede ser generado en un material magnético antes que el núcleo magnético empiece a saturarse, y la bobina vuelva a comportarse como una con núcleo de aire, como se muestra en la figura 2.7.

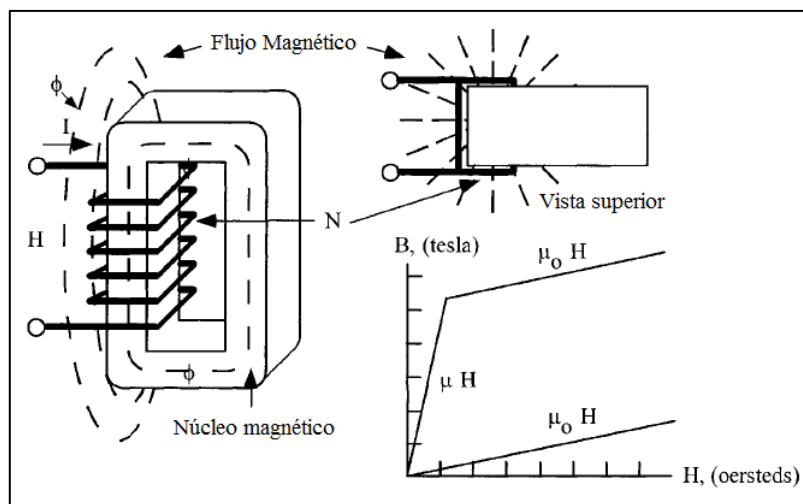


Fig. 2.7 Saturación del núcleo magnético.
Fuente: Adaptación de (McLyman, 2011)

Cuando se toma un ciclo completo de magnetización y desmagnetización del material magnético, los resultados se muestran en la figura 2.8. El lazo de histéresis representa la energía perdida en el núcleo.

Cuando un voltaje alterno es aplicado al devanado primario del transformador, una corriente magnetizante fluye en el devanado primario. Esta corriente produce el flujo en el circuito magnético, el cual ocasiona pérdidas en el mismo. Estas pérdidas tienen dos componentes: pérdidas por corrientes de Foucault y pérdidas por histéresis. Las pérdidas por histéresis

son causadas por la inversión cíclica del flujo en el circuito magnético. Las pérdidas por corrientes de Foucault son causadas por las corrientes que circulan por el núcleo magnético, inducidas por el flujo magnético normal a la sección transversal del núcleo.

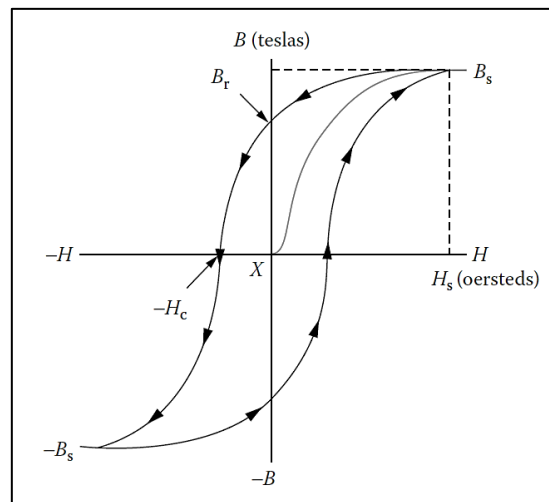


Fig. 2.8 Lazo de histéresis típico.

Fuente: (McLyman, 2011)

Las pérdidas (en vatios) por corrientes de Foucault, para un determinado valor de frecuencia, pueden ser expresadas como (Harlow, 2012):

$$W = K w^2 B^2 \tag{2.9}$$

Donde

K = constante

w = espesor del material de laminación núcleo normal al flujo

B = densidad de flujo

Si se usara un núcleo sólido en un transformador, las pérdidas serían muy altas y la temperatura sería excesiva. Por esta razón, los núcleos se

construyen de láminas muy delgadas de acero al silicio de grano orientado de bajas pérdidas y de alta permeabilidad magnética, aisladas entre sí, como se muestra en la figura 2.9.

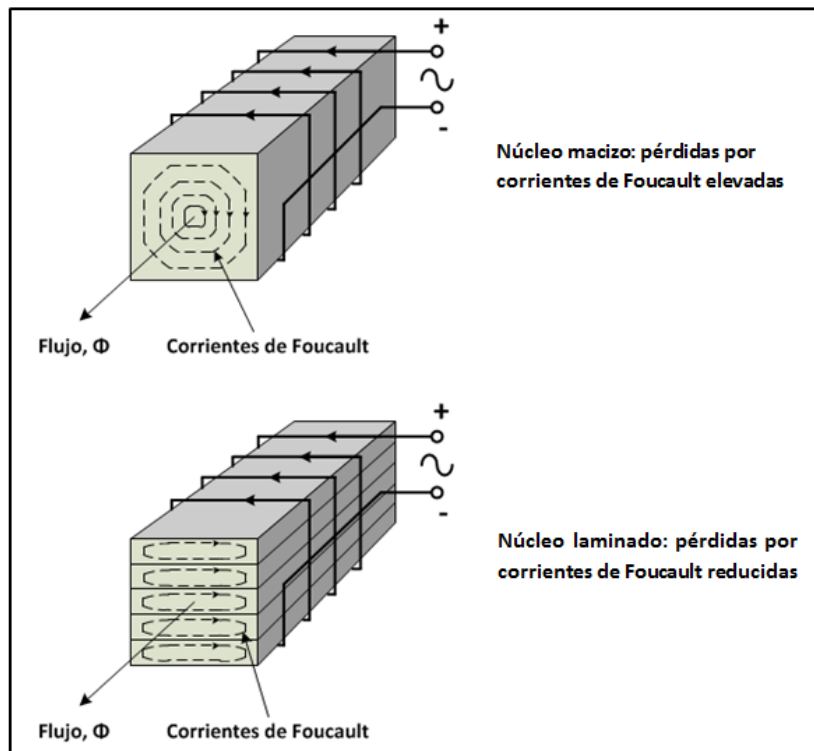


Fig. 2.9 Núcleos magnéticos y pérdidas por corrientes de Foucault.
 Fuente: Adaptación de (Jiménez, 2004) y (Mora, 2003)

Existen dos tipos constructivos del circuito magnético: el tipo núcleo y el tipo acorazado, como se muestra en la figura 2.10. En el tipo núcleo, los devanados rodean cada columna del circuito magnético; en el tipo acorazado, el circuito magnético rodea los devanados.

Actualmente, los materiales con los que se construyen los núcleos son: acero al silicio, aleación de níquel y hierro, aleación de cobalto y hierro, aleaciones metálicas amorfas y ferritas.

El acero al silicio ha sido continuamente mejorado a través de los años, y es el material magnético más ampliamente usado.

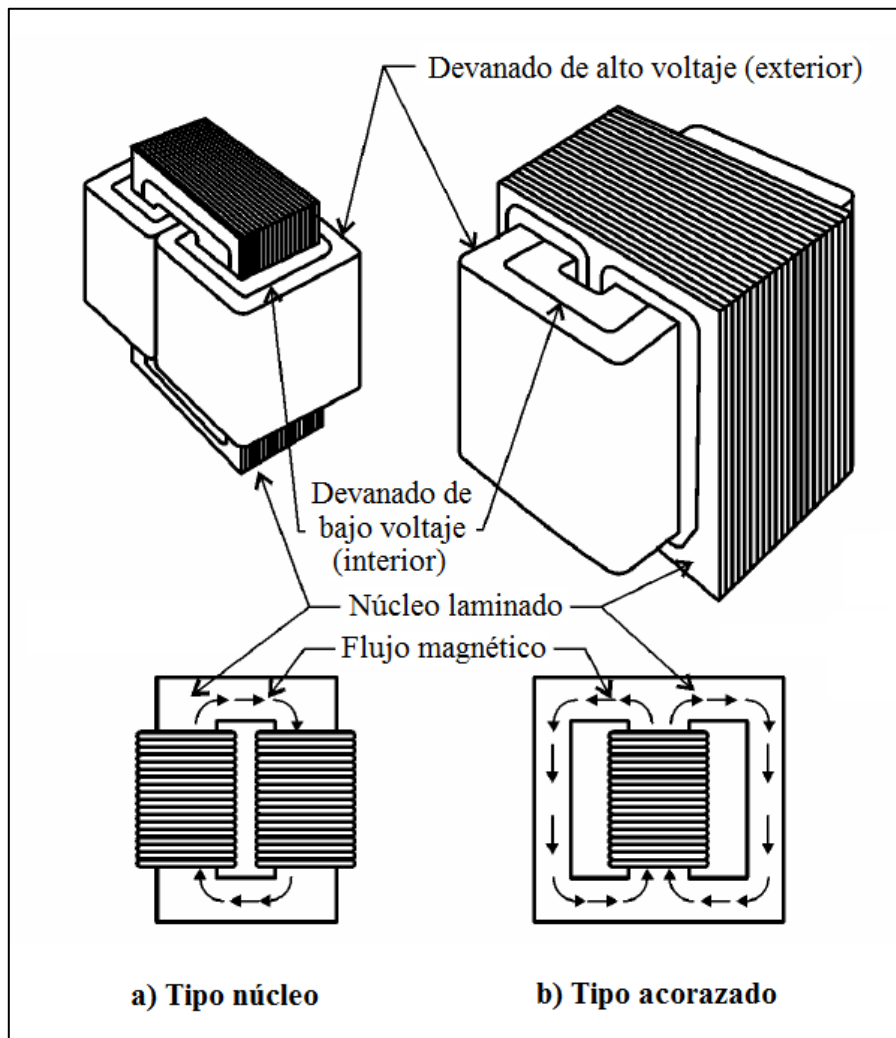


Fig. 2.10 Tipos de núcleo.

Fuente: (U.S. Department of the Interior, 2005)

Las laminaciones están disponibles en diferentes formas y tamaños. Aquellas comúnmente usadas se muestran en la figura 2.11.

El circuito magnético es del tipo ensamblado compuesto por columnas y culatas constituidas por láminas de acero al silicio, de grano orientado, laminado en frío y de alta permeabilidad magnética, recubierto de aislamiento en ambas caras.

Las mejoras realizadas en aceros eléctricos en los últimos 50 años han

permitido construir transformadores más pequeños y más eficientes.

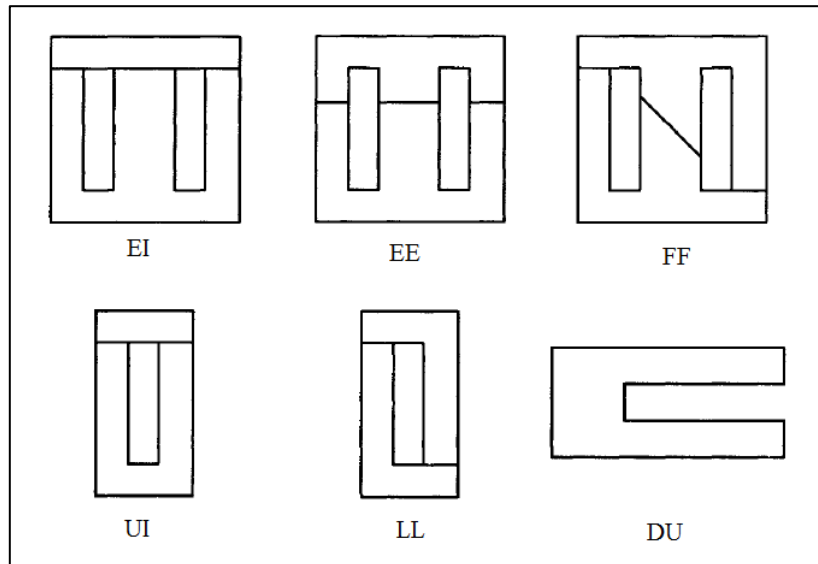


Fig. 2.11 Laminaciones comúnmente usadas.

Fuente: (McLyman, 2011)

Devanados primario y secundario

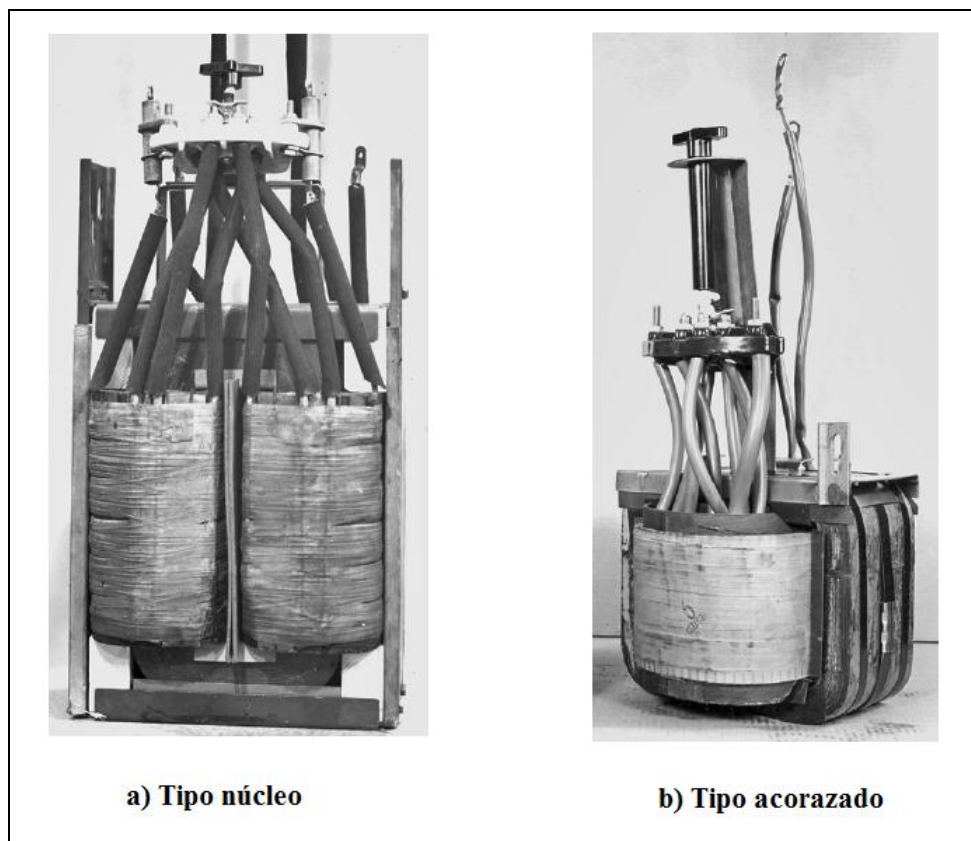
Los devanados conducen la corriente eléctrica. La energía eléctrica recibida por el devanado primario se convierte primero en energía magnética que se reconvierte de nuevo en una energía eléctrica útil en el devanado secundario.

La función de los devanados primarios es crear un flujo magnético para inducir en los devanados secundarios una fuerza electromotriz y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante inducción electromagnética (Pérez, 2001).

El material para devanados básicamente comprende el cobre y el aluminio. Los devanados de los transformadores son fabricados casi exclusivamente de cobre, o para ser precisos, cobre de alta conductividad, debido a sus excelentes propiedades mecánicas y su alta conductividad. Su valor en

transformadores es significativa a causa de los beneficios en ahorro de espacio y en minimización de las pérdidas con carga. (Heathcote, 1998)

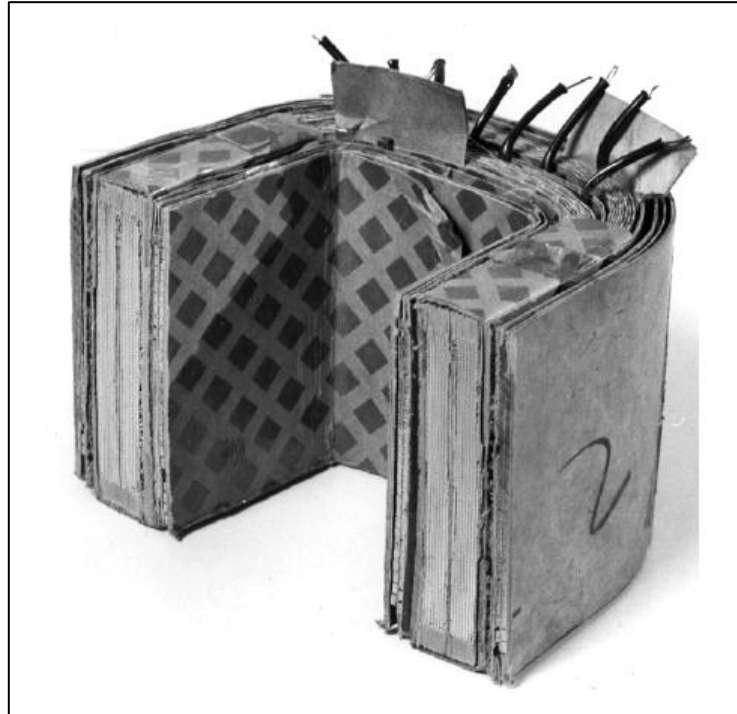
En los transformadores de distribución, generalmente los devanados primarios se construyen con alambres esmaltados o conductores de cobre electrolítico de alta conductividad aislados con papel; y los devanados secundarios se construyen con láminas de cobre aisladas por bandas de papel. (Mora, 2003)



*Fig. 2.12 Transformador monofásico, a) Tipo núcleo. b) Tipo acorazado.
Fuente: ABB Power T&D Company Inc.*

En un transformador, las bobinas del primario y secundario están físicamente enrolladas una sobre la otra; la de menor voltaje en la parte interna (más cerca del núcleo), lo cual permite disminuir el flujo de dispersión y simplificar el problema del aislamiento del devanado de alto voltaje desde

el núcleo.



*Fig. 2.13 Corte de los devanados de un transformador tipo acorazado.
El devanado de alto voltaje está localizado entre el devanado de bajo voltaje ubicado en las superficies interior y exterior.
Fuente: ABB Power T&D Company Inc.*

Sistema de aislamiento y enfriamiento

Este sistema aísla los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman la estructura. (Pérez, 2001)

Consiste en una parte sólida (celulosa) cuya principal función es aislar los devanados; y una parte líquida (aceite) que además tiene la función de refrigerante.

Un aspecto fundamental es la vida del transformador, y ésta depende en gran parte del diseño y condiciones del aislamiento. Las fallas del



aislamiento interno son los problemas más serios y costosos de los transformadores. De ahí la importancia de un sistema de aislamiento confiable.

El aislamiento más común hoy en día para los devanados de alta tensión es un recubrimiento de esmalte en el cable, con papel kraft utilizado entre las capas. (Harlow, 2012)

Las láminas de baja tensión tienen aislamiento de papel entre capas.

En 1958, los fabricantes introdujeron papel aislante que fue tratado químicamente para resistir el colapso debido al envejecimiento térmico.

Las pérdidas en el núcleo (histéresis y corrientes de Foucault) y en los devanados en un transformador generan calor, el cual a su vez, incrementa la temperatura operativa del transformador. Para mantener la temperatura del transformador dentro de un rango aceptable se rodea de aceite para transformador el conjunto núcleo-devanados, que mejora la rigidez dieléctrica y transmite por convección el calor a las paredes del tanque contenedor. Para incrementar la superficie de radiación del tanque se sueldan aletas de refrigeración o se construye el tanque de planchas de acero corrugadas.

Tanque y accesorios

El tanque del transformador proporciona la contención para el núcleo y los devanados y para el fluido dieléctrico, brinda protección física a la parte activa, y sirve de elemento de soporte de los accesorios. Debe soportar los esfuerzos impuestos durante el transporte y operación, incluidos aquellos de tipo ambiental. A excepción de los transformadores más pequeños, todos están impregnados con aceite bajo vacío: el tanque actúa como la cámara



de vacío para esta operación.

Los tanques son casi siempre contruidos de placas de acero soldadas. El tanque debe poseer una cubierta removible para acceso al núcleo y los devanados en caso de mantenimiento o reparación.

Entre los accesorios más importantes de los transformadores de distribución están:

- Aisladores pasatapas de alto y bajo voltaje.
- Terminales de conexiones.
- Cambiador de derivaciones (o taps).
- En el caso de transformadores autoprottegidos, incorporan el descargador de sobrevoltaje, fusibles limitadores y protecciones termomagnéticas.

Un conjunto de normas de integridad del gabinete (tanque) se ha desarrollado respecto a la capacidad de los transformadores de distribución para soportar los entornos en los que operan:

- IEEE C57.12.28, *Standard for Pad-Mounted Equipment—Enclosure Integrity.*
- IEEE C57.12.29, *Standard for Pad-Mounted Equipment—Enclosure Integrity for Coastal Environments.*
- IEEE C57.12.30, *Standard for Pole-Mounted Equipment—Enclosure Integrity for Coastal Environments.*
- IEEE C57.12.31, *Standard for Pole-Mounted Equipment—Enclosure Integrity.*
- IEEE C57.12.32, *Standard for Submersible Equipment—Enclosure Integrity.*



Los accesorios para transformadores de distribución monofásicos y trifásicos se detallan en las normas:

- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2139:2013 Primera Revisión. Transformadores monofásicos. Accesorios.
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2140:2013 Primera Revisión. Transformadores trifásicos. Accesorios.

2.4 COMPONENTES DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son dispositivos muy eficientes con pérdidas muy pequeñas, generalmente del orden del 2% de la potencia total transferida a través de sus devanados. Las pérdidas en los transformadores son de dos tipos:

- Pérdidas sin carga (en vacío)
- Pérdidas con carga

Pérdidas sin carga

Las pérdidas sin carga son inherentes a la operación del transformador debido a la creación del campo magnético en su núcleo. Son pérdidas de energía constantes, que ocurren mientras el transformador está energizado, incluso si la carga no está conectada.

Son llamadas además, pérdidas en el hierro o pérdidas en el núcleo, ya que son principalmente una función de los materiales del núcleo para un voltaje y frecuencia constantes. Consisten de dos componentes (Amoiralis, Tsili, & Kladas, 2009):



- Pérdidas por histéresis. La histéresis describe la memoria de un material magnético. Se requiere más fuerza para desmagnetizar un material magnético que aquella para magnetizarlo; los dominios magnéticos en el material resisten la realineación.
- Pérdidas por corrientes de Foucault. Son debidas a pequeñas corrientes circulantes en el material del núcleo. El núcleo de acero es un conductor que lleva un campo magnético alterno, que induce corrientes que circulan en el núcleo. Estas corrientes a través del conductor resistivo generan calor y pérdidas. Los núcleos se hacen típicamente de laminaciones de acero al silicio de grano orientado, laminadas en frío.

Pérdidas con carga

Las pérdidas con carga ocurren debido al flujo de la corriente de carga en la impedancia de los devanados primario y secundario del transformador. También se conocen como pérdidas en el cobre o pérdidas en los devanados. Los dos componentes de las pérdidas con carga son (Amoiralis, Tsili, & Kladas, 2009):

- Pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia de los devanados, de acuerdo a I^2R , donde I es la corriente y R es la resistencia.
- Pérdidas adicionales. Son un término dado a la acumulación de las pérdidas experimentadas por el transformador, que incluyen pérdidas por corrientes de Foucault en los devanados y las pérdidas debido a los efectos del flujo de dispersión en las estructuras metálicas internas.

Las pérdidas con carga se incrementan con el cuadrado de la carga conectada al transformador.

El resultado de ambos tipos de pérdidas es que las pérdidas en un transformador varían como la potencia transmitida a través de él varía, pero



siempre en o sobre un nivel mínimo determinado por las pérdidas sin carga. (Willis, 2004).

Efectos de armónicos

Las cargas no lineales ocasionan que en el transformador circulen corrientes que no son ondas sinusoidales de frecuencia industrial pura. Mediante el análisis de Fourier, las corrientes de carga distorsionadas pueden resolverse en componentes que son múltiplos enteros de la frecuencia industrial y por lo tanto se conocen como armónicos.

La corrientes de carga distorsionadas son altas en el tercero, quinto, séptimo, y en ocasiones los onceavo y treceavo armónicos, dependiendo del carácter de la carga.

Las corrientes de carga que contienen armónicos impares incrementarán, tanto las pérdidas por corrientes de Foucault como las pérdidas adicionales dentro de un transformador. Si los armónicos son considerables, se debe reducir la capacidad de carga del transformador para evitar el sobrecalentamiento localizado y general. Los transformadores con corriente de carga que contiene más de un 5% de distorsión armónica total se deben cargar según IEEE C57.110-2008, *Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*. (Harlow, 2012)

2.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Eficiencia es la relación de la potencia útil de salida a la potencia total de entrada.

Los transformadores de distribución son equipos altamente eficientes; sin



embargo, aproximadamente el 2% de la producción total mundial de energía eléctrica se pierde debido a ineficiencias de los transformadores de distribución. (Corhodzic, 2006)

Debido a que generalmente las mediciones se realizan en el secundario del transformador (salida), y si están determinadas las pérdidas, la eficiencia (rendimiento convencional para una carga dada) de un transformador, η , es calculada usando la siguiente fórmula (Georgilakis, Spotlight on Modern Transformer Design, 2009):

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + losses} = \frac{S \cdot \cos \theta_L}{S \cdot \cos \theta_L + losses}, \quad (2.10)$$

Donde S es la carga del transformador (VA), $losses$ son las pérdidas del transformador (W) y $\cos \theta_L$ es el factor de potencia.

La eficiencia de un transformador se incrementa con la reducción de las pérdidas del transformador.

Puesto que las pérdidas del transformador son divididas en pérdidas sin carga (constantes) y pérdidas con carga (proporcionales al cuadrado de la carga del transformador), la eficiencia del transformador es calculada en función de la carga y las pérdidas:

$$\eta = \frac{S \cdot \cos \theta_L}{S \cdot \cos \theta_L + NLL + LL \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2}, \quad (2.11)$$

Donde NLL son las pérdidas sin carga (W), LL son las pérdidas bajo carga (W), y S_n es la potencia nominal del transformador (VA).

Si L es la carga por unidad:



$$L = \frac{S}{S_n} \quad (2.12)$$

Entonces, sustituyendo (2.12) en (2.11), se obtiene la siguiente expresión para la eficiencia del transformador:

$$\eta = \frac{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L}{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L + NLL + LL \cdot L^2} \quad (2.13)$$

Tomando L como variable independiente, el valor de L que maximiza la eficiencia es calculado como sigue:

$$\frac{d\eta}{dL} = 0 \quad (2.14)$$

$$L_{opt} = \sqrt{\frac{NLL}{LL}} \quad (2.15)$$

Como se puede apreciar de la ecuación (2.15), la carga óptima por unidad que maximiza la eficiencia es independiente del factor de potencia de la carga.

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la expresión para la máxima eficiencia:

$$\eta_{max} = \frac{\sqrt{NLL} \cdot S_n \cdot \cos \theta_L}{\sqrt{NLL} \cdot S_n \cdot \cos \theta_L + 2 \cdot NLL + \sqrt{LL}} \quad (2.16)$$

La eficiencia determinada en (2.16) es en la transmisión de potencia y, no depende únicamente del diseño, sino además, de la carga operativa efectiva para el punto de cálculo.

Desde el punto de vista de eficiencia energética, es más importante el



rendimiento de la transmisión de energía, es decir, la razón de los kilovatios-hora de salida a los de entrada. Este rendimiento energético no sólo depende de las características del transformador, sino también del ciclo de carga, y está asociado a un intervalo de tiempo, por ejemplo diario, mensual o anual. Puesto que, si el voltaje es constante, la pérdida en el núcleo es casi constante, la energía consumida diariamente por las pérdidas en el núcleo, expresada en kilovatios-horas, es igual al producto de la pérdida en el núcleo, expresada en kilovatios, por el número de horas que funciona diariamente el transformador (24 horas). Sin embargo, la pérdida en la carga depende del cuadrado de la intensidad de la corriente de carga, y por tanto es mucho más difícil su cálculo, debido a la variación de la carga.

En principio, el incremento en la eficiencia de los transformadores está orientado hacia opciones de diseño, prácticas de ingeniería y técnicas de fabricación relacionadas con la reducción de las pérdidas en el núcleo y en los bobinados. Sin embargo, la reducción de pérdidas resulta en un costo de fabricación más elevado, esto es, un diseño económico significa altas pérdidas y menores pérdidas están asociadas a un transformador más caro. (Corhodzic, 2006)

Las pérdidas en el núcleo han sido consideradas como la principal área para mejorar la eficiencia de transformadores. En los últimos años se han desarrollado modernos núcleos de acero amorfo, cuyas pérdidas son solamente un tercio de las de los núcleos convencionales.

Las pérdidas en el cobre, han tendido a recibir menor atención que las pérdidas en el hierro en el desarrollo de transformadores eficientes. Una de las razones es porque la magnitud de las pérdidas varía con el cuadrado de la carga. La mayoría de los transformadores operan a menos de la mitad de la carga nominal la mayor parte del tiempo de operación, por lo que el valor de las pérdidas con carga podría ser menor que un cuarto del valor nominal



a plena carga.

Las pérdidas con carga son máximas al tiempo de la demanda máxima.

Para el caso de las pérdidas por dispersión que ocurren en las estructuras metálicas del transformador, modernos programas de computadora y el uso de técnicas de elementos finitos han hecho posible mejorar los diseños y reducir estas pérdidas.

Los transformadores de distribución de metal amorfo (AMDT por sus siglas en inglés) son una tecnología que reduce las pérdidas en el núcleo magnético. Aunque los materiales amorfos son aún más costosos que el acero al silicio de grano orientado estándar, su aplicación puede ser justificada en función de cómo éstas pérdidas se capitalizan durante la vida útil del transformador. (ABB Asea Brown Boveri Ltd., 2012)

2.6 NORMAS Y ESTÁNDARES

La fabricación de transformadores se basa en normas internacionales, así como en las necesidades específicas del cliente. La mayoría de países tienen estándares a los cuales los fabricantes de transformadores deben adherirse.

Para los transformadores, las normas IEEE/ANSI C57 e IEC 76 son los estándares internacionales de referencia común para la mayoría de países alrededor del mundo. El uso de estos estándares es voluntario. En el Ecuador, la formulación de normas técnicas, publicaciones y guías está a cargo del Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN.

Estos estándares no prescriben cómo diseñar y producir transformadores; sino que establecen una serie de requerimientos de funcionamiento,



seguridad, aplicación, selección, pérdidas máximas admisibles, y otros que los transformadores deben cumplir, incluyendo la ejecución de pruebas para su certificación (Amoiralis, Tsili, & Kladas, 2009).

Las Normas Técnicas Ecuatorianas NTE INEN 2114:2004 (segunda revisión) y NTE INEN 2115:2004 (segunda revisión) establecen los valores máximos permisibles de pérdidas para transformadores de distribución nuevos sumergidos en aceite, monofásicos y trifásicos, respectivamente.

Tabla 2.1. Valores máximos permisibles de pérdidas en transformadores monofásicos de 3 a 333 kVA. Clase medio voltaje ≤ 25 kVf-f clase medio voltaje ≤ 1.2 kVf-f referidos a 85°C.

Potencia Nominal	Pérdidas sin carga	Pérdidas con carga a 85°C	Pérdidas totales
kVA	W	W	W
3	21	70	91
5	31	91	122
10	52	142	194
15	68	192	260
25	98	289	387
37.5	130	403	533
50	160	512	672

Fuente: (NTE INEN 2114:2004, 2004)

Tabla 2.2. Valores máximos permisibles de pérdidas en transformadores trifásicos de 15 a 333 kVA. Clase medio voltaje ≤ 25 kVf-f clase medio voltaje ≤ 1.2 kVf-f referidos a 85°C.

Potencia Nominal	Pérdidas sin carga	Pérdidas con carga a 85°C	Pérdidas totales
kVA	W	W	W
30	134	514	648
45	182	711	893
50	197	776	973
60	225	903	1,128
75	266	1,094	1,360
100	330	1,393	1,723
112.5	361	1,539	1,900
125	390	1,682	2,072
150	447	1,959	2,406
160	486	2,211	2,697
200	569	2,630	3,199
300	758	3,677	4,435
500	1,090	5,770	6,860

Fuente: (NTE INEN 2115:2004, 2004)



En (John & Sarkar, 1999) se presenta una comparación entre los principales parámetros de transformadores en IEEE/ANSI C57 e IEC 76, tales como condiciones de servicio, categorías, impedancia, incremento de temperatura, tolerancias, niveles de aislamiento, requisitos de pruebas.

2.7 PROGRAMAS DE EFICIENCIA EN LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Inicialmente, las políticas de eficiencia energética se dirigieron a los principales electrodomésticos; sin embargo, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), los extendió para cubrir equipos industriales y comerciales, incluyendo a los transformadores de distribución. (Hernandez, 2010)

Para 2005, siete de las más grandes economías mundiales habían tomado acciones para mejorar la eficiencia en transformadores de distribución: Australia, China, Europa, Japón, Canadá y los Estados Unidos de América. Se establecieron programas –obligatorios o voluntarios- basados en estándares mínimos o etiquetas de eficiencia. (Targosz, 2005)

Los diferentes estándares pueden ser expresados en términos de eficiencia eléctrica a un cierto nivel de carga, o en términos de los valores máximos para las pérdidas con y sin carga.

En 1992 NEMA publicó el estándar NEMA TP-1-1996 “*Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers*”, que establece las bases para los estándares de eficiencia voluntarios y obligatorios para transformadores de distribución. Fue actualizado en 2002, NEMA TP-1-2002.

NEMA publicó el estándar TP-2-1998 “*Standard Test Method for Measuring the Energy Consumption of Distribution Transformer*”, que establece los



protocolos de pruebas para transformadores que cumplen con NEMA TP-1.

NEMA publicó el estándar TP-3-2000 “*Standard for the Labeling of Distribution Transformer Efficiency*”, con el cual se completa la serie de NEMA para las pruebas, estándares de eficiencia y etiquetado de transformadores de distribución.

El estándar NEMA TP-1 se ha utilizado como guía por Canadá, Australia, Nueva Zelanda y (parcialmente) México. (SEEDT)

En Europa el estándar CENELEC HD 428 establece los valores de pérdidas en transformadores de distribución inmersos en aceite.

Ejemplos de mandatos o normas que requieren altas eficiencias en transformadores de distribución son: National Efficiency Standard, mandato del US Department of Energy, Hi efficiency 2010 de Australia, 4 and 5 Star Programs de la India, SH15 de China, y la norma Aka0 en Europa. (ABB, 2011)

Tabla 2.3. Niveles de eficiencia NEMA Clase 1 para transformadores de distribución inmersos en aceite. NEMA TP 1-2002

Condición de referencia		Temperatura	% de la capacidad nominal	
Pérdidas con carga		55°C	50%	
Pérdidas sin carga		20°C	50%	
kVA	Eficiencia monofásicos	kVA	Eficiencia trifásicos	
10	98.4	30	98.4	
15	98.6	45	98.6	
25	98.7	75	98.7	
37.5	98.8	112.5	98.8	
50	98.9	150	98.9	
75	99.0	225	99	
100	99.0	300	99	

Fuente: (NEMA, 2002)



2.8 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

El transformador es una máquina eléctrica que permite la transmisión y distribución de energía eléctrica de una manera práctica y económica, ya que su eficiencia es del 95% al 99%, es decir, el transformador opera más eficientemente que la mayoría de los dispositivos eléctricos.

Se pueden encontrar diferentes tipos de transformadores, de acuerdo a su uso, potencia nominal, nivel de voltaje, método de enfriamiento, construcción del núcleo, entre otros.

Los transformadores de distribución reducen el voltaje primario al voltaje de utilización.

En un transformador se tienen dos tipos de pérdidas: 1) pérdidas sin carga, en vacío o en el núcleo, que comprenden la potencia disipada en un núcleo magnético sujeto a una fuerza de magnetización variable en el tiempo. Incluyen las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault del núcleo; y, 2) pérdidas con carga, o resistivas, proporcionales a la carga del transformador.

Actualmente, programas de ahorro de energía y requerimientos de eficiencia energética en transformadores de distribución están siendo impulsados por iniciativas tanto globales como locales.



CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Las adquisiciones de transformadores de distribución se han realizado usando algún procedimiento de evaluación de pérdidas y consideraciones técnicas. La selección de transformadores de distribución ha estado determinada principalmente por el menor costo de inversión inicial, incluyendo además un sobredimensionamiento para cumplir con los requerimientos futuros debido al crecimiento de la demanda.

Básicamente, la evaluación de las pérdidas reconoce que los transformadores tendrán pérdidas durante su vida operativa, las cuales tendrán un costo asociado durante dicho tiempo.

3.2 COSTOS DE TRANSFORMADORES

El costo de un transformador consiste de dos partes: el costo inicial de adquisición y el costo de las pérdidas durante su vida útil; considerando que los costos de instalación y mantenimiento son similares para una misma aplicación.

Las pérdidas en un transformador representan potencia (y por tanto energía) que no puede ser entregada a los clientes y que tiene un costo económico asociado al propietario del transformador. Una reducción de las pérdidas del transformador generalmente resulta en un incremento en el costo inicial del transformador.

El precio final del transformador dependerá en gran manera del costo del cobre y del acero empleados en su construcción. A menores costos de materiales, mayores pérdidas, pero menor costo del equipo. Desde luego,



las fluctuaciones en los precios de las materias primas tienen un efecto significativo.

Gracias a los esfuerzos de optimización y mejoras en la tecnología, hay un área para la reducción del costo de fabricación de transformadores. Los precios de las materias primas se han incrementado en los últimos años y han superado el efecto de reducción de costos de optimización y mejoras tecnológicas. El costo de los materiales activos en transformadores típicos aumentó en más del 50% entre los años 2003 y 2007. En estas condiciones la optimización del diseño del transformador puede traer alrededor de 5% de ahorro en el coste de fabricación. (SEEDT)

Hoy en día, el costo de los materiales activos (acero magnético y cobre) en un transformador de distribución promedio representa alrededor del 50% del precio total del transformador; teniendo en cuenta todos los materiales, éste aumenta a un 70% del precio total. (SEEDT)

En la tabla 3.1 se muestran precios referenciales de adquisición de transformadores de distribución comúnmente usados en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.

Tabla 3.1. Precios referenciales de transformadores de distribución (monofásicos autoprotegidos)

Especificación	Unidad	Monofásicos					Trifásicos	
		5	10	15	25	37.5	50	75
Potencia nominal	kVA							
Costo del transformador	US\$	1,318	1,576	1,765	2,170	2,817	4,203	4,856

Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, Jefatura de Planificación

3.3 MODELOS PARA EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES

Las metodologías de cálculo fueron primeramente publicadas por el Edison Electric Institute en 1981 (*A Method for Economic Evaluation of Distribution Transformers*), y luego en el estándar IEEE C57.120 en 1991, *Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors*. (Harlow, 2012)



En 1983 la “Rural Electrification Administration” publicó el boletín REA 61-16: “*Guide for Economic Evaluation of Distribution Transformer*”, con el objeto de proporcionar una forma rápida y fácil para llevar a cabo comparaciones económicas entre transformadores de diferentes fabricantes. (Rural Electrification Administration, 1983)

La norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2394:2007 “*Guía para fórmulas de evaluación de pérdidas en transformadores de potencia y distribución*” establece el procedimiento y la formulación matemática para cuantificar el valor económico de las pérdidas de energía eléctrica en transformadores de potencia y distribución. (INEN, 2007)

Los transformadores de distribución se especifican en términos de potencia aparente nominal, por ejemplo, una potencia nominal (de placa) de 10 kVA. Los transformadores son diseñados y destinados para operar a un voltaje específico. Todas las capacidades nominales están vinculadas de algún modo al concepto de “vida útil”, particularmente cuando son interpretadas como capacidades límite. (Willis, 2004)

Los estándares IEEE establecen que la capacidad nominal es la carga que resultará en un deterioro gradual del aislamiento interno del transformador (debido al calentamiento ocasionado por las pérdidas eléctricas en un punto definido) durante un lapso de tiempo. Otros estándares de carga de transformadores conceptualmente son similares, aunque varían en las definiciones, incluyendo la cantidad de tiempo, la cantidad de deterioro, y lo que estos términos significan. (Willis, 2004)

En tiempo suficiente, el deterioro debido al calor generado por las pérdidas dará lugar a un deterioro del aislamiento, lo que provocará la falla de un transformador. Al cargar un transformador sobre su valor nominal, el deterioro es más rápido y es muy probable que se alcance el punto de falla antes.



Sin embargo, se debe considerar además, que los transformadores de distribución están expuestos a muchas otras causas de falla posibles (daños en bushings, sobrevoltajes de origen atmosférico o de maniobra –que se consideran las principales causas de falla-, corrientes de falla a través del transformador).

La economía de adquisición y aplicación de transformadores de distribución implica la consideración de las limitaciones térmicas así como los costos operativos de las pérdidas.

3.3.1 CARGABILIDAD

La potencia nominal (kVA) de un transformador es aquella que puede ser transmitida al voltaje secundario y frecuencia nominales sin exceder las limitaciones de aumento de temperatura especificadas, y debe ser corregida en función de la altitud de instalación. (Georgilakis, Spotlight on Modern Transformer Design, 2009)

Las empresas frecuentemente asignan límites de carga a los transformadores de distribución que son diferentes del valor de capacidad nominal.

Las directrices para el dimensionamiento y cargabilidad de los transformadores de distribución generalmente se han basado en la norma ANSI/IEEE C57.91-1981.

Los transformadores de distribución son “autoenfriados”; no tienen capacidad de enfriamiento extra como los transformadores de potencia. Tienen únicamente un valor de potencia nominal. Debido a que son pequeños y a que sus picos de carga son de duración relativamente corta, los transformadores de distribución tipo aéreo y tipo pedestal tienen una



capacidad significativa de sobrecarga. (Short, 2006)

Los ciclos de carga juegan un rol importante en la cargabilidad. El estándar ANSI/IEEE C57.91-1981 deriva un ciclo de carga equivalente con dos niveles: la carga inicial (continua) y la carga pico (de corta duración), y su duración. En la tabla 3.2 se muestran las sobrecargas permitidas dependiendo del nivel de carga inicial (precarga) y la duración del pico de carga.

Tabla 3.2. Cargabilidad de transformadores de distribución. (IEEE C57.91, 1981)

Duración del pico de carga	Pérdida adicional de vida (a)	Pico equivalente de carga en por unidad de los kVA nominales con el porcentaje de carga inicial y temperatura ambiente indicadas											
		50% Precarga				75% Precarga				90% Precarga			
		Temperatura Ambiente, °C				Temperatura Ambiente, °C				Temperatura Ambiente, °C			
Horas	%	20	30	40	50	20	30	40	50	20	30	40	
1	Normal	2.26	2.12	1.96	1.79	2.12	1.96	1.77	1.49	2.02	1.82	1.43	
	0.50	2.51	2.38	2.25	2.11	2.4	2.27	2.12	1.95	2.31	2.16	1.97	
	0.10	2.61	2.49	2.36	2.23	2.5	2.37	2.22	2.07	2.41	2.27	2.11	
	0.50	2.88	2.76	2.64	2.51	2.77	2.65	2.52	2.39	2.7	2.57	2.43	
2	Normal	1.91	1.79	1.65	1.5	1.82	1.68	1.52	1.26	1.74	1.57	1.26	
	0.50	2.13	2.02	1.89	1.77	2.05	1.93	1.8	1.65	1.98	1.85	1.7	
	0.10	2.22	2.1	1.99	1.87	2.14	2.02	1.9	1.75	2.07	1.95	1.81	
	0.50	2.44	2.34	2.23		2.37	2.26	2.15		2.31	2.2	2.08	
4	Normal	1.61	1.5	1.38	1.25	1.56	1.44	1.3	1.09	1.5	1.36	1.13	
	0.50	1.8	1.7	1.6	1.48	1.76	1.65	1.54	1.4	1.71	1.6	1.47	
	0.10	1.87	1.77	1.67		1.83	1.72	1.62	1.5	1.79	1.68	1.56	
	0.50	2.06	1.97			2.02	1.93			1.99	1.89		
8	Normal	1.39	1.28	1.18	1.05	1.36	1.25	1.13	0.96	1.33	1.21	1.02	
	0.50	1.55	1.46	1.36	1.25	1.53	1.43	1.33	1.21	1.51	1.41	1.29	
	0.10	1.61	1.53	1.43	1.33	1.59	1.5	1.41	1.3	1.57	1.47	1.38	
	0.50	1.78	1.69	1.61		1.76	1.67	1.58		1.74	1.65	1.56	
24	Normal	1.18	1.08	0.97	0.86	1.17	1.07	0.97	0.84	1.16	1.07	0.95	
	0.50	1.33	1.24	1.15	1.04	1.33	1.24	1.13	1.04	1.32	1.23	1.13	
	0.10	1.39	1.3	1.21	1.11	1.38	1.29	1.2	1.1	1.38	1.29	1.2	
	0.50	1.54	1.45	1.37	1.28	1.53	1.45	1.37	1.28	1.53	1.45	1.36	

(a) Pérdida de vida extra en adición al 0.0137% de pérdida de vida diaria para expectativa normal de vida

Fuente: (IEEE C57.91, 1981)

Las guías de carga:

- IEEE Std C57.91-1981, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Overhead and Pad-Mounted Distribution Transformers Rated 500 kVA and Less With 65 Degrees C Or 55 Degrees C Average Winding Rise.*
- IEEE Std C57.92™-1981, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power*



Transformers up to and Including 100 MVA With 55 Degrees C Or 65 Degrees C Average Winding Rise.

- IEEE Std C57.115-199, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers Rated in Excess of 100 MVA (65C Winding Rise) (Folded into C57.91-1995) (65C Winding Rise).*

están combinadas en el estándar IEEE Std C57.91-2011, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*. Este estándar busca identificar los riesgos y establecer limitaciones y guías a la aplicación de carga en exceso del valor nominal de transformadores; sin embargo, la información dada para el caso de transformadores de distribución, se considera conservativa.

El estándar IEC 60076-7 proporciona una guía para la especificación y la carga de los transformadores de potencia desde el punto de vista de las temperaturas de funcionamiento y envejecimiento térmico. Brinda recomendaciones para la carga por encima de su valor nominal y la orientación para el planificador de elegir las cantidades nominales adecuadas y condiciones de carga para las nuevas instalaciones.

En (IEEE Std C57.91-2011, 2011) se sugiere un límite de carga de hasta el 300% sobre el valor nominal de un transformador de distribución con 65°C de elevación, durante un período menor a media hora, pero tomando en cuenta las limitaciones que se discuten en el mismo estándar.

Considerando los valores máximos permisibles de pérdidas para transformadores de distribución nuevos (Normas Técnicas Ecuatorianas NTE INEN 2114:2004 y NTE INEN 2115:2004), la carga para máxima eficiencia se muestra en la tabla 3.3.



Tabla 3.3. Carga para máxima eficiencia, en transformadores de distribución.

Especificación	Unidad	Monofásicos					Trifásicos	
		5	10	15	25	37.5	50	75
Potencia nominal	kVA	5	10	15	25	37.5	50	75
Pérdidas sin carga	W	31	52	68	98	130	197	266
Pérdidas a plena carga	W	91	142	192	289	403	766	1,094
Carga óptima	%	58%	61%	60%	58%	57%	51%	49%
Carga óptima	kVA	2.92	6.05	8.93	14.56	21.30	25.36	36.98
Eficiencia máxima en potencia	%	97.92%	98.31%	98.50%	98.67%	98.79%	98.47%	98.58%

Fuente: *Elaboración propia en base a* (NTE INEN 2114:2004, 2004) (NTE INEN 2115:2004, 2004)

Para el caso de un transformador monofásico de 10 kVA y las pérdidas de las normas INEN, la carga óptima es del 61%.

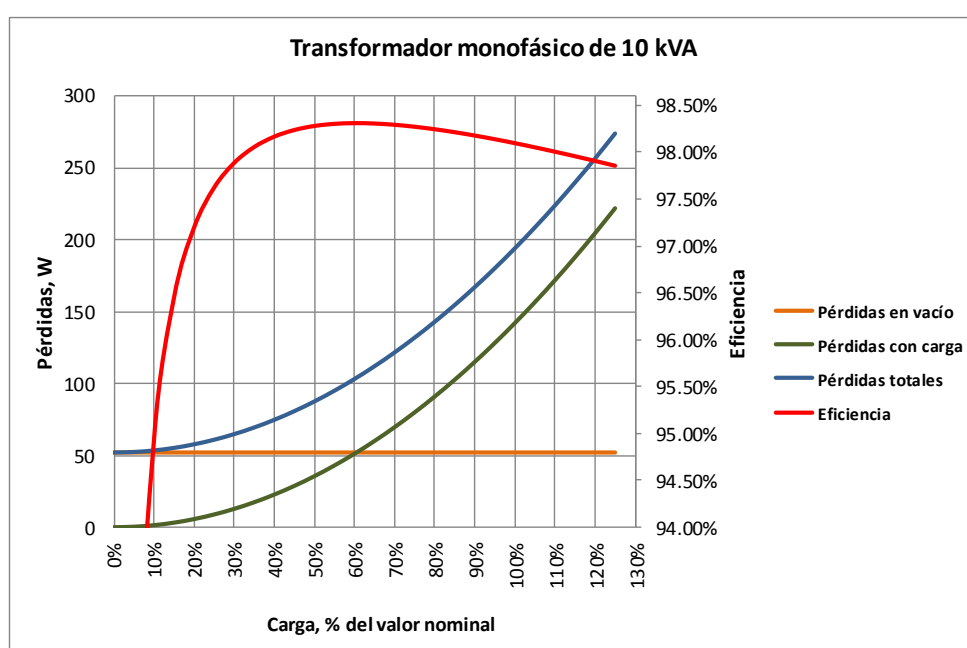


Fig. 3.1 Pérdidas y eficiencia en función de la carga de un transformador de distribución monofásico de 10 kVA.

Fuente: *Elaboración propia.*

Si todas las cargas de distribución fueran constantes, entonces determinar la carga adecuada de los transformadores de distribución sería una tarea sencilla. Sin embargo, las cargas en los transformadores varían a través de las horas de un día, los días de la semana, y a través de las estaciones del año. El envejecimiento del aislamiento es una función altamente no lineal de la temperatura, que se acumula con el tiempo. El mejor uso de un transformador, entonces, es lograr un balance de breves períodos de temperaturas del punto más caliente ligeramente por encima de 110°C con



períodos prolongados de temperaturas del punto más caliente muy por debajo de 110°C.

Muy en general, para los transformadores altamente cargados, la atención debería centrarse en las pérdidas con carga; mientras que para aquellos que están ligeramente cargados, en las pérdidas en vacío. (SEEDT)

3.3.2 PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL

El método se basa en la información de la pérdida de la vida útil (siempre que se utiliza el término “vida” se hace referencia a la vida calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador) a partir de la temperatura del punto más caliente calculada mediante el modelo térmico del transformador. Se considera que la mayoría de fallas están relacionadas con el deterioro del aislamiento.

Un transformador eléctrico tiene como componentes activos a los devanados y al núcleo magnético, los cuales generalmente están inmersos en aceite. Las pérdidas en estos componentes, originan calor que debe ser adecuadamente evacuado hacia el ambiente, para evitar sobretemperaturas que aceleren la degradación del aislamiento de los bobinados y de todo el transformador. Por tanto, es vital considerar los aspectos térmicos en estas máquinas, dado que su operación y vida útil están condicionadas por el estado de sus aislantes, los que están sometidos a un proceso acumulativo de envejecimiento.

La norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2119:2013 “Transformadores. Límites de calentamiento” establece los límites de calentamiento de los devanados, núcleo y del aceite de los transformadores de potencia (INEN, 2013). Para transformadores sumergidos en aceite, los límites serán:



- El límite de calentamiento para los devanados con clase de aislamiento AO y cualquier método de refrigeración será de 65°C medidos por el método de variación de la resistencia.
- El límite de calentamiento del aceite, con cualquier método de refrigeración (medido por termómetro) será de 60°C cuando el transformador esté sellado o equipado con un conservador (tanque de expansión) y 55°C cuando el transformador no esté sellado o así equipado.
- La temperatura de los circuitos magnéticos y de otras partes no deben alcanzar en ningún caso un valor susceptible de dañar el circuito magnético mismo o las partes adyacentes.

Los ciclos de carga, las condiciones ambientales, el crecimiento de carga, posibles sobrecargas e incertidumbres, son factores muy importantes que afectan la vida del transformador.

Los transformadores de distribución modernos son unidades de 65°C de elevación de temperatura, lo que significa que tienen una expectativa normal de vida cuando son operados a una elevación de temperatura promedio de los devanados sobre la del ambiente de no más de 65°C y una elevación de temperatura del punto más caliente del devanado de no más de 80°C. A una temperatura ambiente de 30°C, el aumento de 80°C del punto más caliente para unidades de 65°C de aumento, resulta en un aumento del 110°C del punto más caliente de los devanados. Ésta temperatura es crítica, debido a que es a partir de la cual el aislamiento se degrada. La vida del aislamiento se relaciona exponencialmente con la temperatura del punto más caliente del devanado, como se muestra en la figura 3.2. (Short, 2006)

A 110°C la expectativa normal de vida es de 20 años. Debido al ciclo de carga diario, la mayoría del tiempo la temperatura no es cercana a éste valor, más aún, generalmente es lo suficientemente menor para no provocar degradación significativa del aislamiento. Incluso se puede funcionar a



temperaturas superiores a los 110°C durante cortos períodos. (Short, 2006)

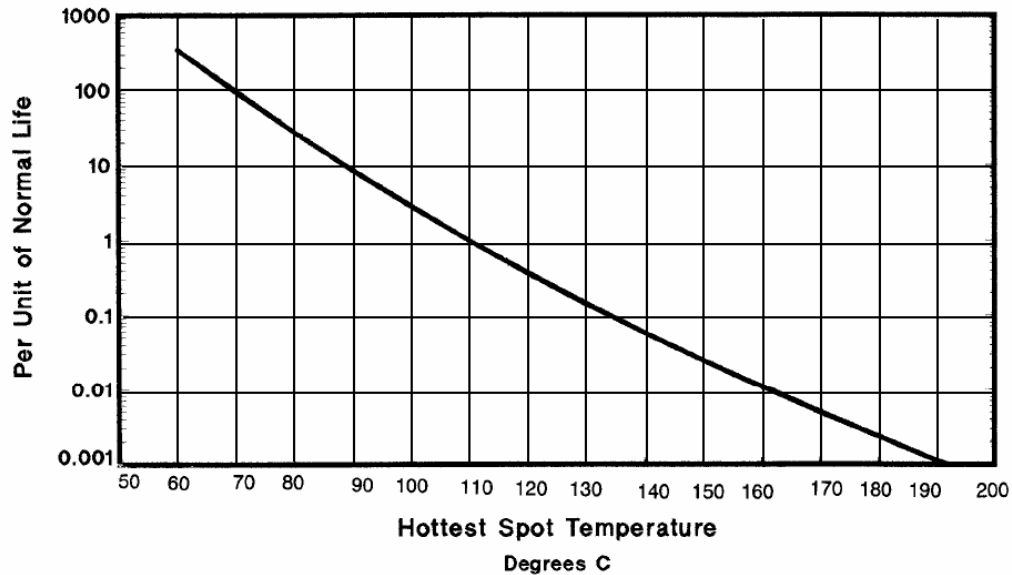


Fig. 3.2 Vida del aislamiento del transformador en función de la temperatura del punto más caliente del devanado.

Fuente: (IEEE Std C57.91-2011, 2011)

Los métodos para el cálculo de la pérdida de la vida útil del transformador durante un ciclo diario determinado se encuentran en (IEEE Std C57.91-2011, 2011). Los parámetros necesarios para hacer este cálculo son las pérdidas sin carga, pérdidas con carga, el incremento de temperatura del aceite superior, el incremento de temperatura del punto más caliente, y la constante térmica. (Harlow, 2012)

3.3.3 COSTO TOTAL DE PROPIEDAD

La técnica convencional de evaluación de pérdidas, definida por el costo total de propiedad, considera los costos futuros de operación de un transformador sobre su vida útil, llevándolos de retorno a costo presente y agregándolos a su precio total de compra.

Permite analizar y comparar entre transformadores de distribución de



diferentes diseños para una aplicación particular. Entre los transformadores comparados, el más rentable y energéticamente eficiente, es aquel que tiene el menor costo total de propiedad. (Georgilakis, Decision support system for evaluating transformer investments in the industrial sector, 2007)

En su forma más simple, la guía IEEE C57.120-1991, *Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors*, expresa el costo total de propiedad como:

$$TOC = \text{Costo del transformador} + A \times \text{pérdidas sin carga} + B \times \text{pérdidas con carga} \quad (3.1)$$

Donde:

A es el factor de evaluación de las pérdidas sin carga (US\$/W)

B es el factor de evaluación de las pérdidas con carga (US\$/W)

En (Georgilakis, Environmental cost of distribution transformer losses, 2011) se analiza el impacto del costo ambiental de las pérdidas de transformadores (en la forma de compra de créditos de emisiones de gases de efecto invernadero) en la evaluación económica de los transformadores de distribución.

En la figura 3.3 se muestran los datos de entrada y resultados de los cálculos del programa TLCalc, que incluye el efecto de los armónicos. (SEEDT)

En la página de ABB se proporciona una herramienta que permite calcular el costo total de propiedad al convertir los costos de pérdidas sin carga (factor *A*) y pérdidas con carga (factor *B*) a valor presente (USD/vatio) (ABB, Transformer loss capitalization and total ownership cost calculator)

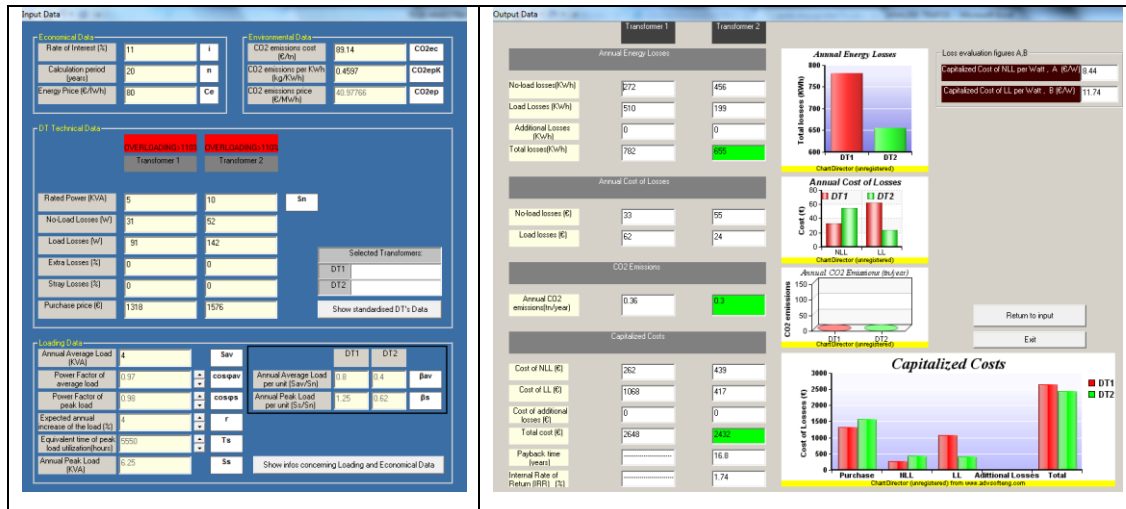


Fig. 3.3 Pantallas de ingreso de datos y resultados del programa TLCalc de (SEEDT). Fuente: (SEEDT)

3.4 ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN

El envejecimiento del aislamiento es un proceso termo-químico en el que el deterioro progresa de acuerdo a una función altamente no lineal de la temperatura absoluta. La temperatura del transformador, a su vez, está relacionada con la carga. Sin embargo, debido a las constantes de tiempo térmicas de los transformadores, la temperatura depende además de la carga en horas previas. Además, la temperatura ambiente juega un rol aditivo a los efectos de la carga. (Van Zandt & Walling, 2004)

Se han desarrollado algoritmos de análisis de carga de los transformadores para modelar el comportamiento térmico del transformador y el envejecimiento del aislamiento, permitiendo que la inherente capacidad de sobrecarga de los transformadores de distribución sea explotada. De acuerdo con el estándar (IEEE Std C57.91-2011, 2011), cuando el punto más caliente en el devanado del transformador es de 110°C, el factor de aceleración del envejecimiento es 1.0, lo que significa que el transformador está envejeciendo a una velocidad tal que su vida útil es 180,000 horas, ó



20.55 años de exposición continua a esta temperatura. (Van Zandt & Walling, 2004)

La ecuación (2.15) indica únicamente que la máxima eficiencia de un transformador ocurre a una carga L_{opt} a la cual las pérdidas con carga son iguales a las pérdidas sin carga; sin embargo, su significado es generalmente usado de manera equivocada (Kovacs, 1980). Un transformador de distribución, para las pérdidas indicadas en la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2114, opera con la máxima eficiencia en potencia a una carga cerca del 60% de su capacidad nominal, pero no se aprovecha toda la capacidad del transformador.

Desde el punto de vista de eficiencia energética, es más importante la eficiencia de la transmisión de energía, que no sólo depende de las características del transformador, sino también del ciclo de carga (E.E. Staff del M.I.T., 1965).

La práctica actual en la selección y operación de transformadores se basa en el costo total de propiedad, compuesto por el costo de adquisición y el costo de las pérdidas sobre el tiempo asumido de vida útil y un nivel de carga del 50 % de la capacidad nominal (NEMA Standards Publication TP 1-2002, 2002). Sin embargo, su incorrecta aplicación ha ocasionado un sobredimensionamiento de los transformadores de distribución.

El tiempo de vida de un transformador puede ser dividido en dos categorías: vida económica y vida técnica.

- Vida económica: El tiempo de vida económico es un concepto teórico que se refiere al tiempo de reemplazo que permite un beneficio óptimo de inversión alternativa.
- Vida técnica: El tiempo de vida técnico depende del proceso de



envejecimiento del aislamiento, o de aspectos técnicos relacionados con cambios en el sistema, tales como niveles de corrientes, regulación de voltaje, confiabilidad.

3.5 DESARROLLO DE PROPUESTAS

Las pérdidas en transformadores son generalmente expresadas en términos de dos componentes: pérdidas sin carga y pérdidas con carga.

Las pérdidas sin carga son obtenidas de la prueba en circuito abierto, con el voltaje nominal aplicado a un devanado y el otro devanado abierto.

Las pérdidas con carga, son por definición tomadas como la potencia activa consumida en la prueba de cortocircuito, donde la corriente y frecuencia nominales son aplicadas a un devanado y el otro devanado está en cortocircuito. Las pérdidas son referenciadas a 85°C (ANSI).

Las pérdidas sin carga se asume están presentes con su valor medido durante todo el tiempo que el transformador está energizado (8760 horas del año), sin considerar las variaciones entre el voltaje nominal y el voltaje de servicio.

La evaluación de las pérdidas con carga es más complicada. Idealmente, para calcular las pérdidas con carga sería necesario integrar los cuadrados de todas las relaciones momentáneas de la carga real a la carga nominal. Esto es prácticamente imposible, por lo que las metodologías de análisis de las pérdidas con carga se basan en algún procedimiento de estimación de la carga de los transformadores.

La asignación de carga es un procedimiento en el que las cargas puntuales y distribuidas se escalan con el fin de que coincidan con la lectura del



registrador en la subestación.

La estimación de pérdidas depende de la estimación de la carga. El mejor método considerará la aplicación de infraestructura de medición avanzada (AMI), a fin de que la estimación de carga para análisis de sistemas de distribución se base en mediciones reales tomadas en cargas individuales. Generalmente, no se dispone de ésta información, y las herramientas para análisis de sistemas de distribución típicamente asignan la demanda medida en la subestación a cada transformador en base a los kVA nominales de los transformadores de distribución usando las medidas en la subestación y además en puntos importantes del alimentador. Algunos programas, además tienen algoritmos para asignar la carga en base al consumo energético mensual.

El nivel de detalle de los modelos afecta la asignación de carga del sistema:

- Alimentadores primarios: las cargas son asignadas a secciones del alimentador, no se modelan transformadores ni redes secundarias.
- Alimentadores primarios y transformadores de distribución: se modelan los alimentadores y transformadores de distribución, la carga es asignada en el secundario de los transformadores de distribución.
- Alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes secundarias: un modelo detallado del sistema de distribución, que asigna la carga directamente a los clientes.

Los modelos tradicionales finalizaban en el lado de alto voltaje de los transformadores de distribución. La potencia de hardware y funcionalidad del software actuales, permiten que sea posible incluir los transformadores de distribución y de los sistemas secundarios en nuestros modelos de ingeniería. Los sistemas de información geográfica, SCADA, AMI y software de análisis técnico permiten manejar los modelos detallados. (Shirek,



Lassiter, Carr, & Kersting, 2012)

En la figura 3.4 se muestran las pérdidas de un sistema de distribución que tiene una demanda máxima de 10 MVA y una capacidad instalada en transformadores de distribución de 22 MVA. El nivel de detalle de la modelación afecta la asignación de carga y las pérdidas. Por lo tanto, las pérdidas deber ser analizadas por nivel.

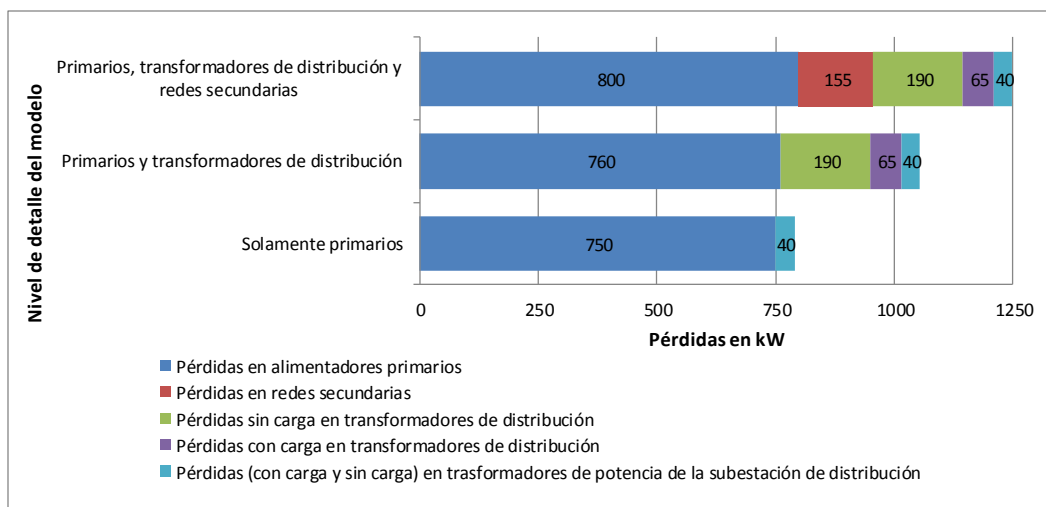


Fig. 3.4 Pérdidas en un sistema de distribución, de acuerdo al detalle de los modelos.
 Fuente: Adaptación de Milsoft Utility Solutions, Greg Shirek

Para una gran cantidad de unidades, se pueden aplicar mejoras al presente análisis, pero sólo si buenos registros están disponibles para permitir la predicción del ciclo de carga de las unidades evaluadas.

3.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

La práctica actual de adquirir un transformador con el menor precio de capital, y sobredimensionado para disminuir las pérdidas con carga tiende a basar la selección de la capacidad nominal del transformador únicamente sobre la demanda máxima a servir sin considerar adecuadamente las



relaciones existentes entre la carga del transformador, sus pérdidas y su vida útil.

Existen varios programas que permiten realizar comparaciones entre alternativas de adquisición de transformadores, orientadas principalmente a mostrar los beneficios de transformadores de distribución de bajas pérdidas.

Para la operación más económica de los transformadores de distribución, ellos son normalmente diseñados para operar a sobrecargas significativas por cortos períodos.

Los transformadores de distribución tienen una tolerancia considerable a las sobrecargas de corta duración o poco frecuentes. Las sobrecargas moderadas causan una disminución de la vida útil del transformador, que puede no ser conveniente respecto a los ahorros en la selección de un transformador de menor capacidad.

Los transformadores de distribución son una importante fuente de pérdidas de energía. Estas pérdidas pueden minimizarse por el diseño del transformador y mediante una cuidadosa planificación de la carga del transformador.

Recientemente se han realizado trabajos para incorporar a los costos de las pérdidas el costo de los impactos ambientales asociados.



CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

4.1 INTRODUCCIÓN

Comúnmente las pérdidas en transformadores de distribución son estimadas a través del uso de factores de pérdidas y diversidad, a causa de la indisponibilidad de sistemas de medición convenientes. Para efectos de facturación, únicamente se instalan medidores de energía, y no registradores de demanda, puesto que éstos últimos tienen un alto costo.

Todos los métodos de estimación de carga presentan una falta de precisión debido a la variación de la curva de carga para cada transformador.

El modelado y análisis de un sistema de potencia dependen de la carga, la cual está cambiando constantemente, característica que se ve más pronunciada a medida que se acerca al cliente.

4.2 METODOLOGÍA

Con el fin de describir la carga, los siguientes términos son definidos (Kersting, 2002):

- Demanda: Es la carga promediada sobre un intervalo de tiempo específico. Puede ser en kW, kVA, A, kVAr.
- Demanda máxima: el valor más grande de las demandas que ocurren durante un tiempo específico.
- Demanda media: el promedio de las demandas sobre un intervalo específico de tiempo.



- Factor de demanda: relación de la demanda máxima a la carga conectada.
- Factor de utilización: relación de la demanda máxima a la capacidad nominal del equipo.
- Factor de carga: relación de la demanda media de un consumidor individual o un grupo de consumidores en un período a la demanda máxima sobre el mismo período.
- Factor de pérdidas: relación de la demanda de pérdidas media en un período a la demanda de pérdidas máxima sobre el mismo período.
- Factor de diversidad: relación de la sumatoria de las demandas máximas individuales a la demanda máxima de un grupo de clientes en un período.

En general, los clientes mantienen patrones de uso de energía comunes dentro de un rango de consumo; sin embargo, los patrones difieren de un rango a otro. Se observan también variaciones entre días de semana y sábados y domingos. Los clientes en bajo voltaje se clasifican, de manera general en residenciales, comerciales e industriales, teniendo cada uno su perfil de carga típico. Un conjunto de estos consumidores de la misma clase o de clases diferentes son las cargas del transformador de distribución, por lo que un transformador de distribución tiene una curva de carga que es una curva agregada de todos los consumidores a él conectados y que considera su diversidad.

El modelo más completo de un alimentador representará cada transformador de distribución. Cuando éste es el caso, la carga asignada a cada transformador debe ser determinada.

Existen varios métodos para asignar la carga a los transformadores de distribución, que dependen principalmente de la disponibilidad de datos. En (Kersting, 2002) se presentan los siguientes métodos:



- Aplicación de factores de diversidad. Requiere la disponibilidad de tablas o gráficos de factores de diversidad, como el mostrado en la figura 4.1.

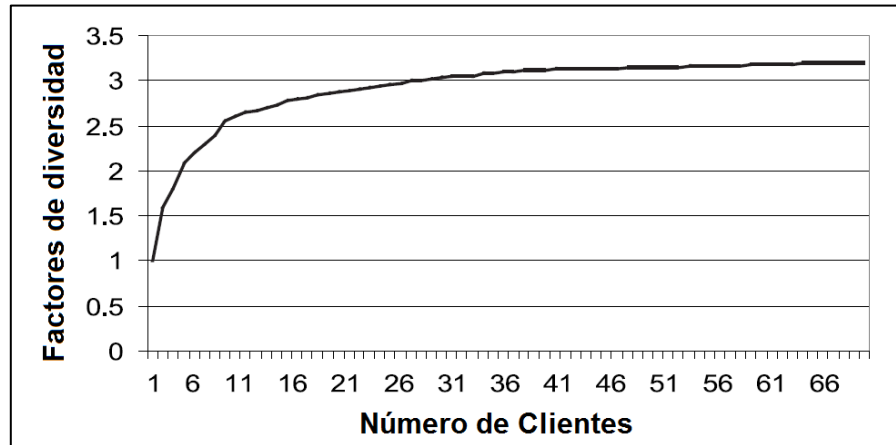


Fig. 4.1 Factores de diversidad para un sistema particular. (Kersting, 2002)

Es importante notar que a partir de los 70 clientes, el factor de diversidad se estabiliza en un valor constante de 3.2. Esto significa que, vista desde la subestación, la demanda máxima diversificada de un alimentador se puede predecir mediante el cálculo de la demanda máxima no coincidente de todos los clientes servidos por el alimentador y dividirla por 3.2.

Cuando se disponen de factores de diversidad, la demanda máxima diversificada de un grupo de clientes, tal como el servido por un transformador de distribución, puede ser determinada mediante (4.1)

$$D_{\text{máx diversificada para } N \text{ clientes}} = \frac{D_{\text{máx no coincidente de } N \text{ clientes}}}{\text{Factor de diversidad para } N \text{ clientes}} \quad (4.1)$$

- En base a la relación entre la energía consumida y la demanda máxima de clientes similares. La Rural Electrification Administration (REA) hizo uso de ésta relación y desarrolló el llamado método “A y B” (Vest, 1957) para convertir el número de clientes y el total de kWh en la demanda en kW en el transformador. (Kersting & Phillips, 2008)



- Usando los resultados de programas de administración de carga de transformadores. Es un método que relaciona la demanda máxima diversificada de un transformador de distribución con la energía total transmitida por el transformador durante un mes específico. Se realizan estudios de carga anuales en muestras de transformadores de distribución obteniéndose una ecuación, o ecuaciones, que permiten obtener la demanda en KW de cada transformador de la muestra en función de los kWh totales. Esta ecuación, o ecuaciones, es utilizada para definir la carga para todos los transformadores del sistema.
- Asignación basada en los registros de los alimentadores en la subestación y la capacidad nominal de los transformadores. Requiere la menor cantidad de datos: la demanda diversificada y la potencia nominal de todos los transformadores.

Se suman las capacidades nominales de los transformadores del circuito y se calcula un factor de utilización (Energy Computer Graphics , 1999):

$$F_{utilización} = \frac{\text{Demanda medida}}{\sum_i^N \text{Capacidad}_i} \quad (4.2)$$

Mediante un proceso iterativo que considera las pérdidas se determina el factor de utilización final que será aplicado a cada transformador de distribución.

- Una variante de éste último método consiste en la asignación basada en los registros de los alimentadores en la subestación y los consumos energéticos de los clientes asociados a cada transformador.

Se suma para cada transformador del alimentador las lecturas de kWh de los usuarios alimentados por ellos y se guarda la suma a cada transformador en la variable kWhT.

Se prorroga la lectura de kW del alimentador en la S/E de acuerdo al peso de cada nodo (donde hay transformador). Así, en primera instancia, la carga de cada nodo será (Energy Computer Graphics , 1999):



$$kW_i = \frac{kWhT_i}{kWh_{medido\ en\ S/E}} \times kW_{medido\ en\ S/E} \quad (4.3)$$

Mediante un proceso iterativo que considera las pérdidas se determina la carga final que será asignada a cada transformador de distribución. Se procede de igual manera con la potencia reactiva

La elección del método depende del análisis a realizar y los datos disponibles. Si el propósito es determinar lo más exactamente posible la demanda máxima en un transformador de distribución, entonces se pueden usar ya sea el factor de diversidad o el método de gestión de carga del transformador. Ninguno de estos métodos debe ser usado cuando se analice la totalidad de un alimentador. El problema es que el uso de estos métodos dará lugar a una demanda máxima diversificada mucho más grande en la subestación de la que realmente existe. Cuando se analiza el alimentador en su totalidad, el único método que brinda buenos resultados es la asignación basada en los registros de los alimentadores en la subestación y en la capacidad instalada en transformadores de distribución. (Kersting, 2002)

Sin embargo, los valores de pérdidas obtenidos serán algo menores a los reales, debido a la diversidad entre transformadores, vista desde la cabecera del alimentador.

En base a los perfiles de carga típicos y al consumo energético de los clientes, se puede obtener la demanda horaria en transformadores de distribución. Para esto es necesario identificar todos los clientes servidos por un transformador de distribución. Debido a la variación de composición de la carga y el patrón de consumo de electricidad de varias aplicaciones, las características de carga de los clientes residenciales, comerciales e industriales afectarán la demanda horaria de cada transformador de



distribución.

Un análisis de cuatro métodos para asignar las cargas a los transformadores de distribución (kWh diarios, kWh mensuales, kVA de transformadores, y REA) se presenta en (Kersting & Phillips, 2008). En (Arritt & Dugan, 2013) se analizan tres técnicas para la distribución de carga (kVA de transformadores, kWh mensuales, y perfiles de carga característicos). En los dos análisis se comparan los diferentes métodos con los valores reales obtenidos mediante infraestructura de medición avanzada (AMI).

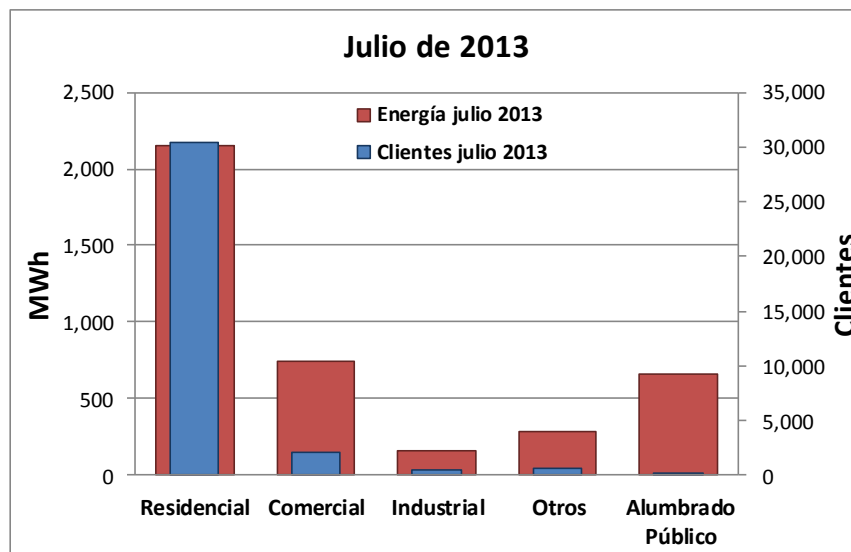
Para el sistema de distribución actual, la información disponible es la demanda por alimentador registrada en la subestación de distribución, y varios perfiles de carga de transformadores, que han sido incluidos en la base de datos del CYME Energy Profile Manager. Con éstas curvas de carga, el método de demanda medida en la cabecera del alimentador y la potencia instalada en transformadores de distribución es usado para distribuir la carga agregada desde la subestación entre los transformadores de distribución. El perfil de carga asumido para cada transformador es el mismo que el del alimentador, cuando no se ha definido uno particular o típico de grupo o categoría. Las características de este método hacen que sea adecuado para el análisis total del alimentador. Los resultados tienden a ser mejores cuanto mayor sea el número de transformadores de distribución conectados al alimentador. Sin embargo, es importante notar que el análisis individual de los transformadores se deteriora debido a la división proporcional de la demanda hecha por el método. (de Oliveira, 2009)

Básicamente se consideran dos tipos de consumos: residencial y comercial, en función de los clientes existentes y su consumo energético, figura 4.2 (no incluye al Gran Consumidor Cementera Nacional – Guapán).

Se aprecia que el principal componente corresponde a los clientes



residenciales, seguido por aquellos de tipo comercial.



*Fig. 4.2 Clientes y consumo por categoría para el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, mes de julio de 2013.
Fuente: Jefatura de Planificación - SISDAT*

Mediante simulación en el programa CYMDIST y el módulo Administrador de Perfiles de Carga, se determinan las pérdidas en cada intervalo de demanda horario, y la eficiencia energética durante el ciclo de carga; y no únicamente para el caso de la demanda máxima o demanda media, cuando se utiliza la eficiencia en potencia (rendimiento).

Programa CYMDIST (CYME, 2013)

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.

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.



Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

Las principales características usadas en este trabajo son:

- La función de distribución de carga, que ajusta la carga conectada para que corresponda a la demanda medida. El programa asignará una porción de la demanda medida a cada fase de cada tramo según el kVA (conectado o real), el kWh consumido o el número de consumidores conectados allí. Los algoritmos permiten la inclusión de un número de mediciones como demandas fijas y de grandes consumidores como cargas fijas. El programa también puede tomar en cuenta el factor de utilización definido para cada categoría de carga (residencial, comercial, industrial u otros), a fin de considerar el hecho que diferentes tipos de consumidores usen más o menos la capacidad de los transformadores instalados para alimentarlos.
- Uso del módulo Administrador de Perfiles de Energía, que permite crear los perfiles (curvas de carga) de las cargas de los clientes, de los tipos de clientes, de las demandas de los medidores, redes y generadores. Se usa el modelo de perfil estándar “día tipo” (día laborable y fin de semana típicos) definiendo intervalos horarios.
- El módulo Administrador de perfiles de energía incluye una función de análisis de Flujo de carga con perfiles que utiliza los datos organizados por el módulo.

4.3 RECOLECCIÓN DE DATOS

Los transformadores de distribución inmersos en aceite, monofásicos o



trifásicos, para montaje en poste, se describen en detalle en el estándar IEEE C57.12.20. Los transformadores tipo pad-mounted son comúnmente usados para servir en redes subterráneas o en cabinas donde el espacio y la seguridad son limitantes. Los monofásicos se detallan en el estándar IEEE C57.12.38, mientras que los trifásicos son detallados en IEEE C57.12.34.

La principal fuente son los registros del sistema de medición comercial en la subestación Azogues 1, los registros de calidad de la Jefatura de Operación y Mantenimiento, el sistema de información geográfico de la Empresa, los datos de fabricantes, protocolos de pruebas y la Homologación del SIGDE.

Tabla 4.1. Transformadores en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, julio de 2013.

Tipo	kVA nominal	ALIM-0121		ALIM-0122		ALIM-0123		ALIM-0124		TOTAL	
		Cant.	kVA instal	Cant.	kVA instal	Cant.	kVA instal	Cant.	kVA instal	Cant.	kVA instal
Monofásicos	3	5	15.00		0.00	1	3.00		0.00	6	18.00
	5	146	730.00	67	335.00	31	155.00	1	5.00	245	1,225.00
	10	170	1,700.00	220	2,200.00	158	1,580.00	3	30.00	551	5,510.00
	15	89	1,335.00	112	1,680.00	52	780.00	4	60.00	257	3,855.00
	25	78	1,950.00	94	2,350.00	19	475.00	12	300.00	203	5,075.00
	37.5	6	225.00	22	825.00	7	262.50	7	262.50	42	1,575.00
	50	4	200.00	4	200.00	1	50.00	8	400.00	17	850.00
		498	6,155.00	519	7,590.00	269	3,305.50	35	1,057.50	1321	18,108.00
Trifásicos	30	10	300.00	20	600.00		0.00	3	90.00	33	990.00
	45	1	45.00	2	90.00		0.00	2	90.00	5	225.00
	50	8	400.00	31	1,550.00	1	50.00	14	700.00	54	2,700.00
	60		0.00		0.00		0.00		0.00	0	0.00
	75	7	525.00	12	900.00		0.00	13	975.00	32	2,400.00
	90		0.00	1	90.00		0.00		0.00	1	90.00
	100	3	300.00	3	300.00		0.00	6	600.00	12	1,200.00
	112.5		0.00	1	112.50		0.00	1	112.50	2	225.00
	125		0.00	1	125.00		0.00	1	125.00	2	250.00
	150	1	150.00		0.00		0.00	1	150.00	2	300.00
	160		0.00		0.00		0.00	1	160.00	1	160.00
	200		0.00	1	200.00		0.00	1	200.00	2	400.00
	300		0.00		0.00		0.00	8	2,400.00	8	2,400.00
500	1	500.00		0.00		0.00		0.00	1	500.00	
	31	2,220.00	72	3,967.50	1	50.00	51	5,602.50	155	11,840.00	
TOTAL		529	8,375.00	591	11,557.50	270	3,355.50	86	6,660.00	1476	29,948.00

Fuente: SIG EEA julio 2013

Los principales fabricantes de transformadores que suministran a la



Empresa son: ECUATRAN e INATRA de fabricación nacional, y se tienen unos pocos importados de MAGNETRON y RYMEL (Colombia). Los fabricantes usan tecnología, métodos de manufactura y materiales similares.

La gran mayoría de transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues son unidades monofásicas para instalación aérea en poste, sirviendo cargas monofásicas a 120/240 V, principalmente de tipo residencial.

Tabla 4.2. Propiedades de transformadores de distribución de dos devanados de la base de datos homologada, CYMDIST.

ID de equipo	Nro. de fases	Capacidad nominal (kVA)	Verano Capacidad (kVA)	Invierno Capacidad (kVA)	Tensión primaria (kVLL)	Tensión secundaria (kVLL)	Z1 (%)	Z0 (%)	X1/R1	X0/R0	Pérdidas en vacío (kW)
1A10V	1	10	10	10	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.051
1A15V	1	15	15	15	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.068
1A25V	1	25	25	25	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.098
1A37.5V	1	37.5	37.5	37.5	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.13
1A50V	1	50	50	50	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.16
1A5V	1	5	5	5	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.031
1C10V	1	10	10	10	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.051
1C15V	1	15	15	15	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.068
1C25V	1	25	25	25	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.098
1C37.5V	1	37.5	37.5	37.5	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.13
1C50V	1	50	50	50	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.16
1C5V	1	5	5	5	22	0.24	4.5	4.5	4	4	0.031
3C100V	3	100	100	100	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.33
3C125V	3	125	125	125	22	0.22	5	5	4	4	0.39
3C150V	3	150	150	150	22	0.22	5	5	4	4	0.447
3C200V	3	200	200	200	22	0.22	5.75	5.75	4	4	0.569
3C30V	3	30	30	30	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.134
3C45V	3	45	45	45	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.182
3C50V	3	50	50	50	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.197
3C75V	3	75	75	75	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.266
3P100V	3	100	100	100	22	0.22	4.5	4.5	4	4	0.33
3P150V	3	150	150	150	22	0.22	5	5	4	4	0.447
3P300V	3	300	300	300	22	0.22	5.75	5.75	4	4	0.758

Fuente: SIGDE, Base datos del SAT homologada, 2013

Aunque los circuitos primarios de distribución sean trifásicos, es muy común el atender los usuarios mediante transformadores de distribución y redes



secundarias que en su mayoría son monofásicos. Esto se debe a que es más barato construir circuitos primarios con un tramo principal trifásico y derivaciones de una o dos fases hacia sectores de menor carga y el utilizar transformadores de distribución y redes secundarias monofásicas, que construir un sistema completamente trifásico.

Se usan las propiedades de transformadores de dos devanados de la base de datos homologada por el comité del Sistema de Análisis Técnico del CYMDIST, tabla 4.2.

4.4 MODELADO Y SIMULACIONES

El análisis requirió el uso del software CYMDIST y el módulo Administrador de Perfiles de Carga.

El Módulo Administrador de Perfiles de Carga es una herramienta de planificación que permite llevar a cabo análisis en un rango de tiempo basado en una combinación de patrones de consumo histórico y monitoreo en tiempo real. Este tipo de análisis proporciona varios beneficios, entre ellos una mejor evaluación de las pérdidas mensuales o anuales de un sistema.

En el Anexo 2 se muestran capturas de pantalla de dicho software.

En base a los registros de demanda por alimentador para el mes de julio de 2013, se han obtenido 3 curvas de carga representativas por cada alimentador, figura 4.3:

- Día típico entre semana (lunes a viernes).
- Día típico sábado.
- Día típico domingo.



Se han corrido flujos de carga para cada intervalo de demanda horario de los perfiles del mes de julio de 2013. Los resultados totales se muestran en el Anexo 1.

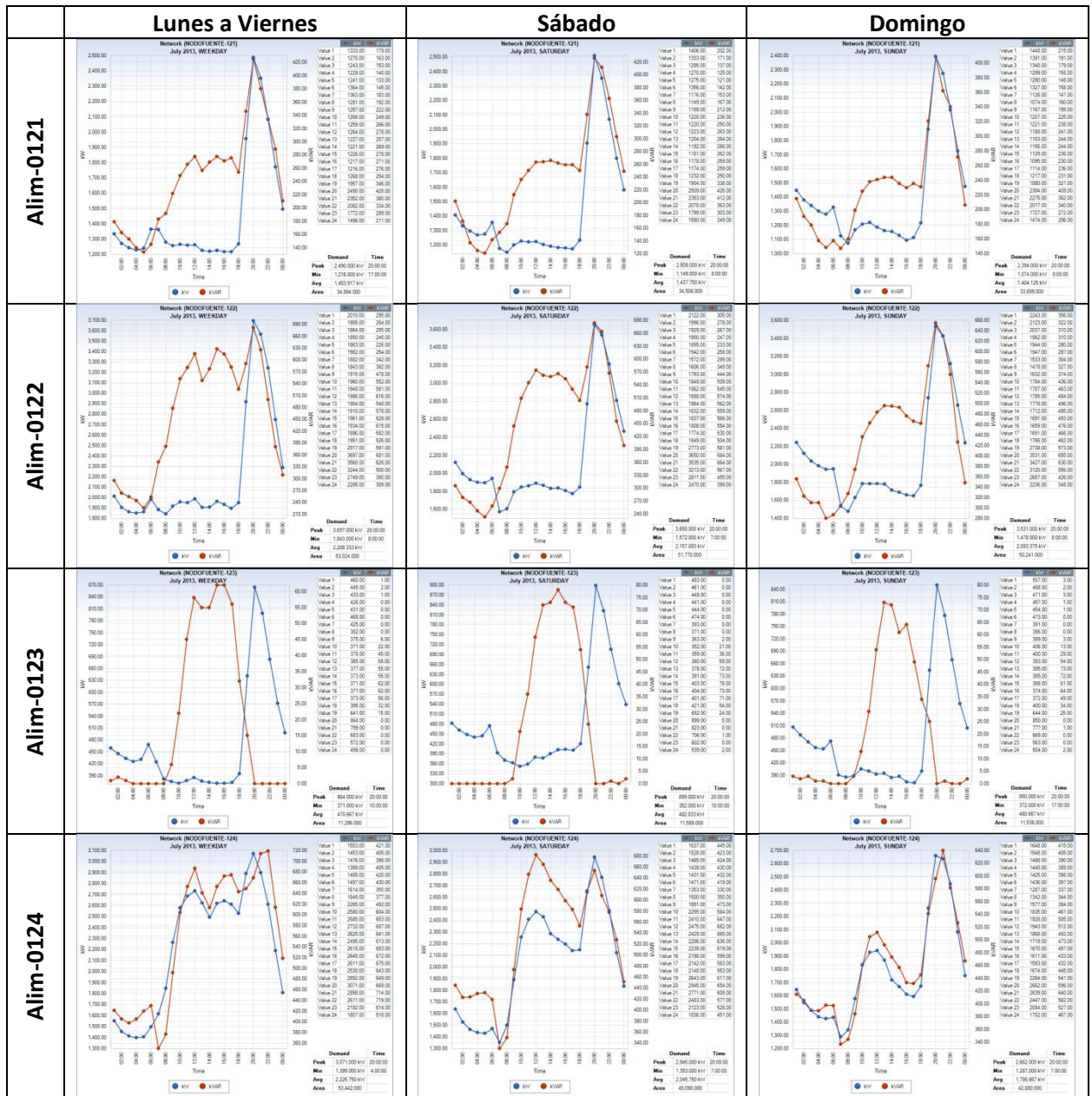


Fig. 4.3 Curvas de demanda de alimentadores julio de 2013 para modelación, Energy Profile Manager CYMDIST.

Fuente: Elaboración propia.



De acuerdo a los registros se determina que:

- Los alimentadores 121, 122 y 123 presentan un perfil de carga residencial, mientras el alimentador 124 muestra un perfil comercial.
- Los alimentadores 121, 122 y 123 sirven mayormente a zonas rurales, el alimentador 124 sirve un área urbana (el centro urbano de Azogues).
- La demanda máxima se produce a las 20h00 (intervalo entre las 19h00 y 20h00) para cada alimentador y para el sistema.
- El segundo pico de carga ocurre a las 06h00 para los alimentadores 121, 122 y 123; y a las 12h00 para el alimentador 124.

En la figura 4.4 se muestran los diferentes perfiles de carga por transformador del módulo Energy Profile Manager CYMDIST. En el Anexo 3 se presentan las curvas de carga de varios transformadores de distribución.



Fig. 4.4 Curvas de demanda típicas en transformadores de distribución, Energy Profile Manager CYMDIST.



Fuente: Elaboración propia.

4.5 DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS

A partir de los resultados de las simulaciones se han desagregado las pérdidas para conductores del alimentador y para los transformadores de distribución, para estos últimos en pérdidas sin carga y pérdidas con carga. Los resultados, resumidos, se presentan en las tablas 4.3 a 4.5.

Tabla 4.3. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días lunes a viernes.

Pérdidas en conductores son aquellas en alimentadores primarios. Pérdidas variables son las pérdidas con carga y pérdidas fijas son las pérdidas sin carga (en vacío) para transformadores de distribución.

Alim.	121			122			123			124		
	Pérd. cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas
1:00	5.87	8.33	35.16	13.25	17.27	45.63	2.72	3.41	14.87	2.83	7.59	21.51
2:00	5.32	7.56	35.19	11.86	15.46	45.72	2.55	3.19	14.88	2.49	6.69	21.53
3:00	5.10	7.23	35.21	11.35	14.78	45.75	2.41	3.02	14.88	2.37	6.36	21.54
4:00	4.98	7.05	35.23	11.16	14.54	45.77	2.32	2.91	14.89	2.32	6.25	21.53
5:00	5.07	7.18	35.24	11.28	14.69	45.79	2.38	2.98	14.89	2.35	6.34	21.53
6:00	6.13	8.66	35.18	12.81	16.68	45.70	2.81	3.51	14.87	2.66	7.14	21.51
7:00	6.14	8.71	35.14	11.76	15.34	45.63	2.31	2.89	14.89	2.98	7.94	21.54
8:00	5.44	7.74	35.16	11.39	14.88	45.59	1.87	2.34	14.91	3.87	10.28	21.50
9:00	5.26	7.52	35.14	12.51	16.36	45.44	1.81	2.26	14.91	5.86	15.56	21.41
10:00	5.36	7.69	35.10	13.34	17.46	45.32	1.79	2.25	14.89	7.68	20.40	21.32
11:00	5.32	7.65	35.09	13.30	17.43	45.29	1.88	2.38	14.88	8.36	22.21	21.29
12:00	5.38	7.74	35.07	13.93	18.26	45.23	1.98	2.50	14.86	8.69	23.11	21.27
13:00	5.05	7.26	35.11	12.62	16.53	45.35	1.89	2.39	14.87	7.99	21.24	21.30
14:00	5.02	7.23	35.10	12.82	16.79	45.31	1.85	2.34	14.87	7.22	19.19	21.33
15:00	5.07	7.31	35.09	13.66	17.91	45.23	1.85	2.34	14.87	7.97	21.19	21.29
16:00	4.99	7.19	35.10	13.27	17.39	45.25	1.85	2.34	14.87	8.15	21.69	21.28
17:00	4.99	7.19	35.09	12.66	16.59	45.31	1.86	2.35	14.87	7.96	21.19	21.29
18:00	5.39	7.73	35.10	13.13	17.18	45.36	2.04	2.56	14.88	7.46	19.84	21.31
19:00	12.92	18.28	34.75	28.65	37.40	44.86	5.31	6.65	14.79	9.62	25.52	21.27
20:00	21.02	29.59	34.48	45.98	60.00	44.41	9.62	12.05	14.70	10.82	28.71	21.24
21:00	18.65	26.26	34.58	42.61	55.60	44.54	8.22	10.29	14.73	9.77	25.95	21.24
22:00	14.59	20.58	34.72	34.82	45.42	44.84	5.99	7.50	14.78	8.04	21.41	21.26
23:00	10.51	14.88	34.88	24.76	32.28	45.21	4.20	5.25	14.83	5.66	15.12	21.36
0:00	7.42	10.52	35.06	17.03	22.19	45.50	3.18	3.98	14.86	3.85	10.32	21.44

Fuente: Elaboración propia.



Tabla 4.4. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días sábado.

Pérdidas en conductores son aquellas en alimentadores primarios. Pérdidas variables son las pérdidas con carga y pérdidas fijas son las pérdidas sin carga (en vacío) para transformadores de distribución.

Alim.	121			122			123			124		
	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas
1:00	6.55	9.30	35.10	14.71	19.17	45.58	2.99	3.74	14.87	3.15	8.44	21.49
2:00	5.87	8.32	35.16	13.04	16.98	45.66	2.72	3.41	14.87	2.75	7.38	21.51
3:00	5.52	7.81	35.21	12.17	15.85	45.70	2.57	3.22	14.88	2.55	6.85	21.52
4:00	5.31	7.50	35.24	11.77	15.33	45.74	2.49	3.12	14.88	2.47	6.65	21.52
5:00	5.35	7.55	35.24	11.68	15.21	45.76	2.53	3.16	14.88	2.45	6.59	21.52
6:00	6.06	8.55	35.19	12.31	16.03	45.71	2.88	3.60	14.87	2.56	6.88	21.52
7:00	4.56	6.49	35.24	8.21	10.72	45.81	1.98	2.47	14.90	2.12	5.68	21.57
8:00	4.36	6.23	35.23	8.67	11.33	45.73	1.76	2.21	14.91	2.59	6.93	21.55
9:00	4.78	6.85	35.17	10.99	14.37	45.53	1.70	2.12	14.91	4.14	11.05	21.45
10:00	5.04	7.22	35.13	11.81	15.47	45.43	1.61	2.02	14.90	5.93	15.79	21.37
11:00	4.99	7.17	35.12	12.10	15.85	45.38	1.69	2.13	14.89	6.81	18.15	21.32
12:00	5.03	7.24	35.10	12.53	16.42	45.33	1.93	2.44	14.86	7.22	19.23	21.30
13:00	4.87	7.03	35.11	12.19	15.98	45.35	1.94	2.45	14.86	6.94	18.50	21.31
14:00	4.78	6.90	35.11	11.80	15.46	45.37	2.07	2.62	14.85	6.16	16.42	21.34
15:00	4.69	6.77	35.12	11.88	15.58	45.36	2.21	2.79	14.84	5.90	15.74	21.35
16:00	4.66	6.73	35.12	11.50	15.07	45.39	2.20	2.79	14.84	5.67	15.13	21.36
17:00	4.63	6.69	35.13	11.01	14.43	45.43	2.17	2.74	14.85	5.38	14.36	21.38
18:00	5.08	7.30	35.11	11.80	15.44	45.43	2.34	2.95	14.85	5.37	14.31	21.39
19:00	12.22	17.30	34.78	25.93	33.87	44.94	5.50	6.90	14.78	8.06	21.40	21.31
20:00	21.35	30.04	34.47	44.86	58.55	44.42	10.42	13.05	14.69	9.97	26.44	21.26
21:00	18.75	26.43	34.54	42.04	54.87	44.50	8.72	10.92	14.72	8.81	23.37	21.30
22:00	14.48	20.46	34.70	34.45	44.96	44.77	6.43	8.06	14.77	7.10	18.87	21.34
23:00	10.86	15.37	34.86	26.12	34.08	45.09	4.65	5.82	14.82	5.22	13.91	21.40
0:00	8.32	11.80	34.99	20.11	26.23	45.31	3.74	4.68	14.84	3.89	10.39	21.47

Fuente: Elaboración propia.



Tabla 4.5. Resultados de pérdidas en kW. Perfiles de días domingo.

Pérdidas en conductores son aquellas en alimentadores primarios. Pérdidas variables son las pérdidas con carga y pérdidas fijas son las pérdidas sin carga (en vacío) para transformadores de distribución.

Alim.	121			122			123			124		
	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas	Pérd. Cond.	Pérd. variables	Pérd. fijas
1:00	6.96	9.87	35.08	16.53	21.56	45.46	3.31	4.14	14.85	3.16	8.45	21.50
2:00	6.31	8.95	35.13	14.76	19.24	45.55	3.07	3.84	14.86	2.80	7.50	21.52
3:00	5.94	8.42	35.15	13.64	17.78	45.60	2.86	3.58	14.87	2.59	6.94	21.53
4:00	5.57	7.89	35.19	12.93	16.85	45.63	2.69	3.36	14.87	2.43	6.53	21.54
5:00	5.40	7.65	35.21	12.38	16.13	45.68	2.65	3.32	14.88	2.39	6.44	21.54
6:00	5.81	8.22	35.18	12.43	16.20	45.67	2.87	3.59	14.87	2.43	6.52	21.53
7:00	4.18	5.96	35.26	7.83	10.23	45.82	1.96	2.45	14.90	1.93	5.20	21.58
8:00	3.81	5.46	35.27	7.35	9.61	45.82	1.91	2.39	14.91	2.10	5.63	21.57
9:00	4.52	6.48	35.19	9.01	11.78	45.69	1.95	2.44	14.90	2.88	7.70	21.53
10:00	4.86	6.97	35.15	10.86	14.20	45.55	2.13	2.67	14.89	3.90	10.41	21.47
11:00	4.98	7.15	35.13	10.98	14.37	45.51	2.08	2.62	14.88	4.33	11.56	21.44
12:00	4.72	6.79	35.14	11.02	14.43	45.48	2.05	2.59	14.86	4.40	11.75	21.43
13:00	4.53	6.53	35.15	10.99	14.39	45.47	2.11	2.67	14.85	4.07	10.87	21.45
14:00	4.48	6.46	35.15	10.24	13.41	45.50	2.01	2.54	14.85	3.46	9.27	21.47
15:00	4.27	6.16	35.17	10.00	13.11	45.51	2.01	2.54	14.86	3.27	8.75	21.48
16:00	4.01	5.80	35.18	9.60	12.58	45.55	1.88	2.38	14.86	3.05	8.16	21.50
17:00	4.16	6.00	35.17	9.48	12.42	45.56	1.83	2.31	14.87	2.98	7.99	21.50
18:00	4.94	7.09	35.14	10.73	14.05	45.52	2.09	2.63	14.87	3.28	8.79	21.49
19:00	11.88	16.82	34.81	25.27	33.00	44.96	5.37	6.73	14.78	5.91	15.73	21.38
20:00	19.39	27.32	34.53	41.90	54.68	44.51	9.31	11.66	14.71	8.13	21.60	21.32
21:00	17.41	24.52	34.63	39.40	51.42	44.59	7.80	9.76	14.74	8.07	21.45	21.30
22:00	13.71	19.37	34.74	32.48	42.39	44.82	5.75	7.20	14.79	6.91	18.38	21.35
23:00	9.96	14.10	34.92	23.30	30.38	45.19	4.07	5.09	14.83	5.04	13.44	21.41
0:00	7.20	10.20	35.08	16.41	21.40	45.47	3.27	4.09	14.85	3.58	9.58	21.47

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.5 se presenta las pérdidas para una semana completa.

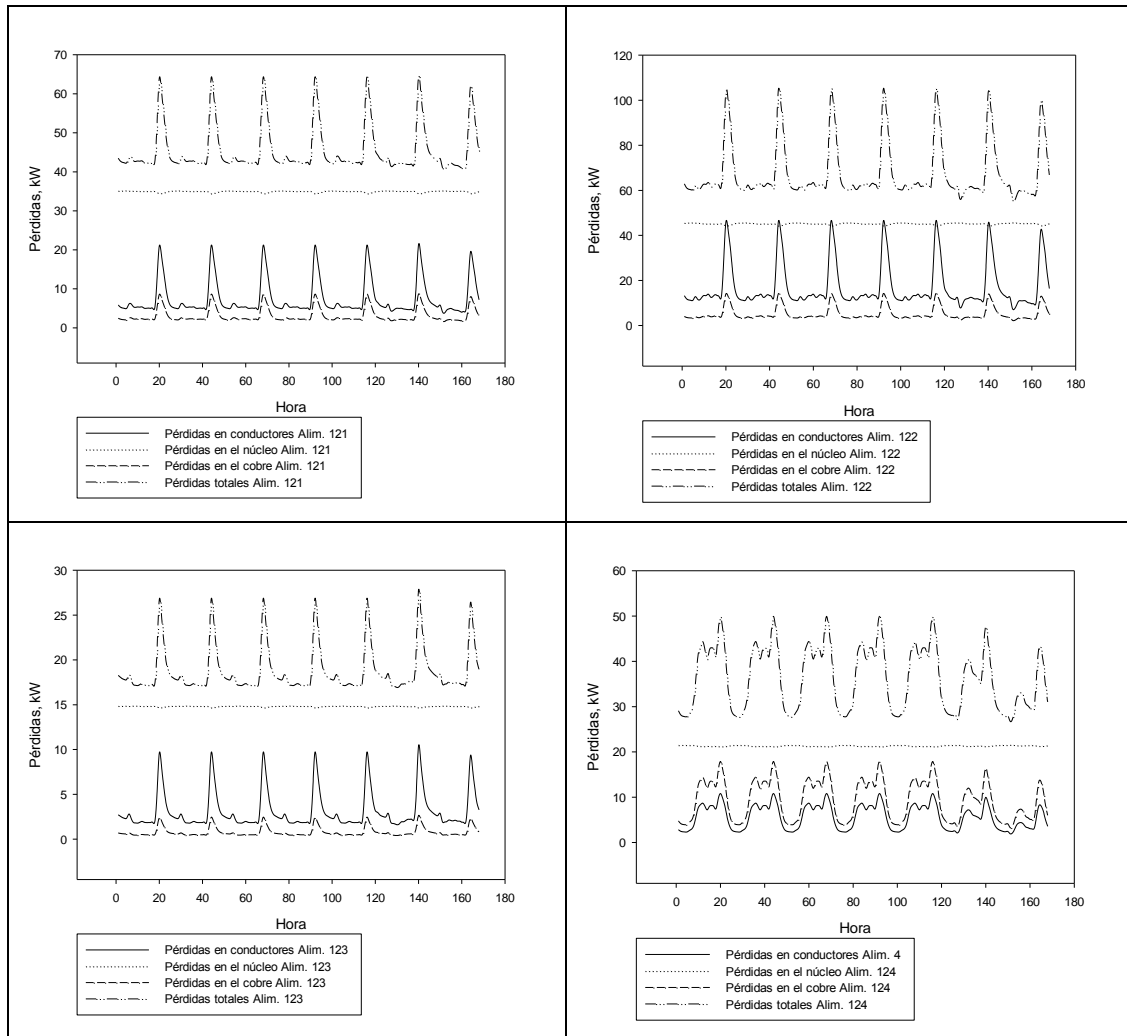


Fig. 4.5 Pérdidas en alimentadores para una semana del mes de julio de 2013.
 Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.6 se presentan las pérdidas en transformadores de distribución para el mes de julio de 2014.

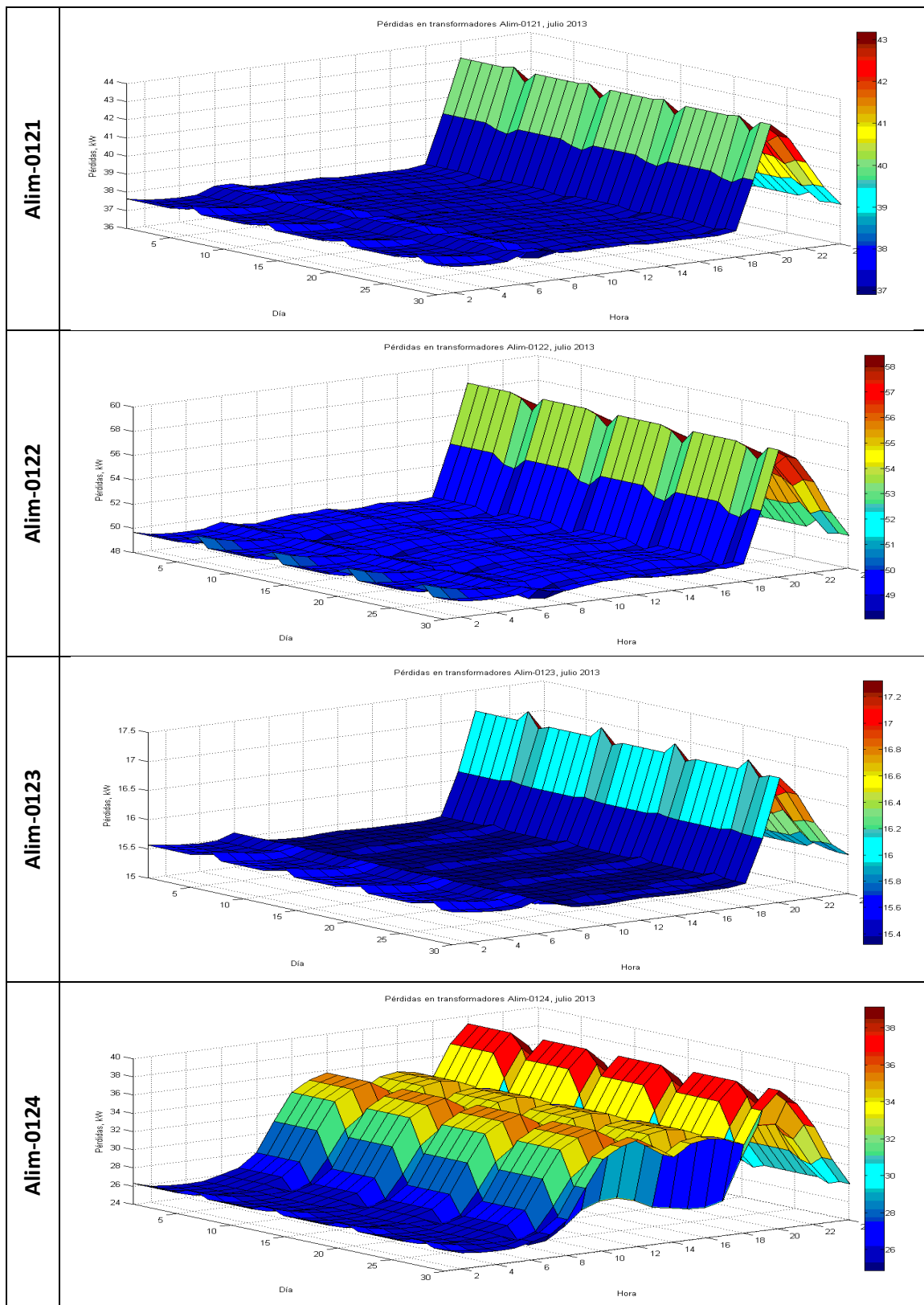


Fig. 4.6 Pérdidas en transformadores de distribución para el mes de julio de 2013.
Fuente: Elaboración propia.



4.6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

En la tabla 4.6 se presentan los resultados de la evaluación de las pérdidas en los componentes analizados, tanto para el mes de julio de 2013 como para todo el año 2013. Las pérdidas totales en transformadores de distribución para el año 2013 son de 1,180.58 MWh, que representan el 1.14% de la energía disponible en el sistema para este año (incluye al gran consumidor Cementera Nacional Guapán).

Considerando únicamente el sistema de distribución, las pérdidas en transformadores de distribución de 1,180.58 MWh representan el 2.24% de la energía disponible en barras de medio voltaje del sistema de distribución (52,745.89 MWh). De ése valor, 86% corresponde a pérdidas de energía sin carga y 14% a pérdidas de energía con carga.

Tabla 4.6. Resultados de la evaluación de pérdidas, para julio de 2013 y para el año 2013.

Mes	Pérdidas en MWh en	Alimentador 121	Alimentador 122	Alimentador 123	Alimentador 124	Total
Julio de 2013	Cables	0.03	0.21	0.00	0.16	0.40
	Conductores	5.47	12.39	2.33	4.01	24.21
	Transformadores	28.60	38.09	11.67	23.11	101.47
	Total	34.11	50.68	14.00	27.28	126.08
Año 2013	Cables	0.36	2.48	0.05	1.66	4.55
	Conductores	65.47	149.99	27.92	46.33	289.71
	Transformadores	333.71	442.76	136.85	267.26	1,180.58
	Total	399.55	595.22	164.82	315.25	1,474.84
Energía disponible en el sistema año 2013					MWh	103,350.04
Año 2013	Cables	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	Conductores	0.06%	0.15%	0.03%	0.04%	0.28%
	Transformadores	0.32%	0.43%	0.13%	0.26%	1.14%
	Total	0.39%	0.58%	0.16%	0.31%	1.43%

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.7 se muestran los valores de pérdidas para los perfiles analizados y su porcentaje de participación. Se observa que las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución son el principal componente,



Fuente: Elaboración propia.

4.7 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En la tabla 4.7 se muestran los resultados generales del flujo para la hora de demanda máxima del mes de julio de 2013 (20h00). En ésta condición las pérdidas totales son el 2.42% de la demanda máxima del sistema de distribución (no incluye al gran consumidor Guapán), y las pérdidas en transformadores representan el 1.57%.

Tabla 4.7. Resultados de pérdidas en demanda máxima

S/E Azogues 1 Nombre de la red	Capacidad instalada	Carga total		Pérdidas cond	Pérdidas transfo	Pérdidas variables	Pérdidas fijas	Pérdidas totales
	kVA	kW	FP (%)	kW	kW	kW	kW	kW
ALIM-0121	8,375.00	2,484.68	98.58	20.70	43.45	29.15	35.01	64.16
ALIM-0122	11,557.50	3,689.88	98.32	44.90	59.17	58.60	45.47	104.07
ALIM-0123	3,355.50	862.29	-100.00	9.59	17.16	12.01	14.74	26.75
ALIM-0124	6,660.00	3,063.39	97.69	10.62	39.20	28.15	21.67	49.82
Total	29,948.00	10,100.24	98.49	85.81	158.99	127.91	116.89	244.80

Fuente: Elaboración propia.

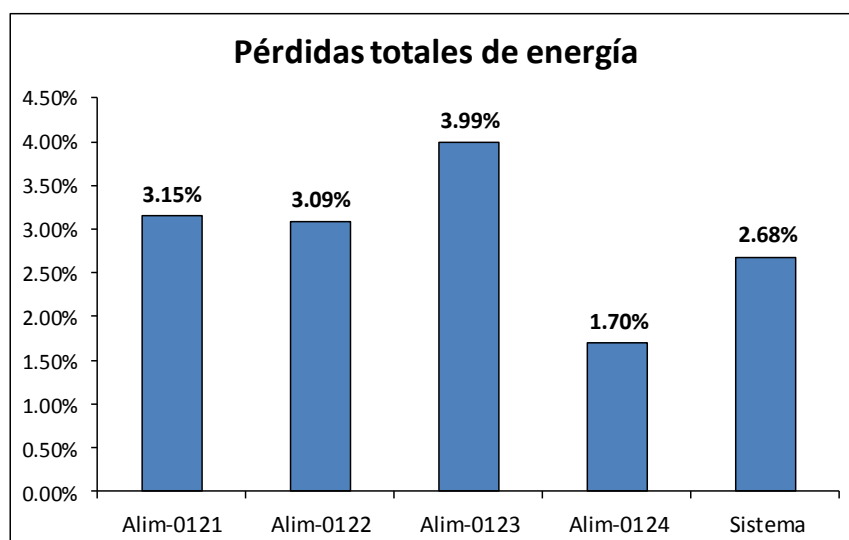


Fig. 4.8 Pérdidas de energía totales (primarios y transformadores) para el día de demanda máxima como porcentaje de la energía diaria, día típico lunes-viernes
Fuente: Elaboración propia.



La integración de las pérdidas durante el día de demanda máxima del mes de julio de 2013, permite obtener las pérdidas energéticas para ese día. Las pérdidas energéticas totales son del 2.68% de la energía total, valor que es mayor al porcentaje correspondiente para la eficiencia en la hora de demanda máxima.

Para las simulaciones realizadas, se muestra el resumen de resultados en la tabla 4.8. El factor de pérdidas ha sido calculado a partir de las curvas de pérdidas, y no en base a estimaciones o al factor de carga.

Tabla 4.8. Resumen de pérdidas diarias.

Días	Alimentador	Energía	Dmax		Factor de carga	Factor de utilización	Pérdidas en primarios	Pérdidas con carga en transformadores	Factor de pérdidas	Pérdidas en el núcleo de transformadores
		kWh	kVA	Factor de potencia	%	%	kWh	kWh	p.u.	kWh
Lunes-Viernes	Alim-0121	34,873.92	2,484.67	0.9857	58.48%	30.10%	180.99	76.09	0.3643	840.97
	Alim-0122	52,939.74	3689.92	0.9832	59.78%	32.47%	419.95	128.48	0.3840	1,088.03
	Alim-0123	11,283.57	862.29	1.0000	54.52%	25.70%	74.69	18.99	0.3238	356.54
	Alim-0124	53,328.54	3063.40	0.9769	72.53%	47.09%	146.97	244.27	0.5667	513.09
	Sistema	152,425.77	10100.28	0.9833	62.88%	34.30%	822.60	467.83	0.4193	2,798.63
Sábado	Alim-0121	34,486.04	2503.64	0.9859	57.39%	30.32%	178.11	74.94	0.3532	841.17
	Alim-0122	51,687.23	3642.98	0.9827	59.12%	32.08%	403.68	123.57	0.3784	1,088.72
	Alim-0123	11,574.74	897.25	1.0000	53.75%	26.78%	79.24	20.17	0.3170	356.33
	Alim-0124	48,998.72	2937.66	0.9760	69.50%	45.19%	123.21	205.25	0.5161	513.85
	Sistema	146,746.73	9981.53	0.9830	61.26%	33.91%	784.24	423.93	0.3999	2,800.07
Domingo	Alim-0121	33,679.52	2388.82	0.9857	58.75%	28.94%	169.00	71.18	0.3683	841.75
	Alim-0122	50,186.48	3524.11	0.9830	59.34%	31.02%	379.52	116.09	0.3807	1,090.11
	Alim-0123	11,527.95	848.31	1.0000	56.62%	25.28%	77.03	19.56	0.3449	356.40
	Alim-0124	42,808.62	2655.24	0.9757	67.18%	40.86%	93.09	155.55	0.4778	515.30
	Sistema	138,202.57	9416.48	0.9831	61.15%	31.98%	718.64	362.38	0.3991	2,803.56

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 4.9 se muestran los resultados de la aplicación del concepto de eficiencia en la transmisión de potencia, ecuación (2.10). Es importante notar que dicho concepto se aplica para cada valor de demanda, por lo que, desde el punto de vista energético, es más importante la eficiencia en energía, que lleva asociado un período de tiempo.

En la figura 4.9 se muestra la eficiencia en la transmisión de potencia en



transformadores de distribución en función de su demanda horaria para los días lunes a viernes.

Tabla 4.9. Eficiencia en la transmisión de potencia en transformadores de distribución, días lunes a viernes.

Hora	Eficiencia Alim-0121			Eficiencia Alim-0122			Eficiencia Alim-0123			Eficiencia Alim-0123		
	kWin	kWout	npot	kWin	kWout	npot	kWin	kWout	npot	kWin	kWout	npot
1:00	1,327	1,289	97.16%	1,996	1,946	97.51%	457	442	96.60%	1,550	1,523	98.30%
2:00	1,264	1,227	97.04%	1,893	1,843	97.39%	442	427	96.49%	1,450	1,424	98.23%
3:00	1,237	1,200	96.98%	1,852	1,803	97.34%	431	415	96.40%	1,413	1,388	98.19%
4:00	1,224	1,186	96.95%	1,838	1,789	97.33%	423	407	96.34%	1,396	1,371	98.18%
5:00	1,236	1,198	96.98%	1,851	1,802	97.34%	428	412	96.38%	1,402	1,377	98.18%
6:00	1,357	1,320	97.22%	1,969	1,919	97.48%	464	449	96.64%	1,494	1,468	98.26%
7:00	1,356	1,319	97.22%	1,870	1,820	97.37%	422	406	96.33%	1,610	1,584	98.35%
8:00	1,275	1,238	97.06%	1,831	1,782	97.32%	379	364	95.95%	1,839	1,811	98.48%
9:00	1,251	1,214	97.01%	1,898	1,849	97.40%	373	358	95.88%	2,253	2,222	98.62%
10:00	1,260	1,223	97.03%	1,942	1,893	97.45%	369	354	95.84%	2,566	2,532	98.67%
11:00	1,253	1,216	97.01%	1,930	1,881	97.44%	376	361	95.91%	2,670	2,635	98.68%
12:00	1,258	1,221	97.03%	1,968	1,918	97.48%	383	368	95.98%	2,716	2,681	98.69%
13:00	1,222	1,184	96.94%	1,887	1,838	97.39%	375	360	95.90%	2,610	2,576	98.68%
14:00	1,216	1,178	96.93%	1,893	1,844	97.40%	371	356	95.86%	2,481	2,448	98.66%
15:00	1,221	1,183	96.94%	1,943	1,894	97.45%	369	354	95.84%	2,603	2,569	98.67%
16:00	1,212	1,174	96.92%	1,917	1,867	97.42%	369	354	95.84%	2,630	2,595	98.68%
17:00	1,211	1,173	96.92%	1,879	1,830	97.38%	371	356	95.86%	2,596	2,562	98.67%
18:00	1,262	1,225	97.03%	1,934	1,884	97.44%	393	378	96.08%	2,516	2,482	98.66%
19:00	1,943	1,903	97.94%	2,882	2,829	98.14%	636	620	97.46%	2,875	2,838	98.71%
20:00	2,464	2,421	98.25%	3,644	3,586	98.40%	853	836	97.99%	3,053	3,013	98.72%
21:00	2,328	2,286	98.19%	3,518	3,461	98.36%	789	772	97.87%	2,881	2,844	98.70%
22:00	2,067	2,026	98.03%	3,203	3,147	98.27%	676	659	97.59%	2,596	2,562	98.67%
23:00	1,761	1,722	97.77%	2,718	2,666	98.06%	567	551	97.20%	2,181	2,150	98.59%
0:00	1,488	1,450	97.44%	2,263	2,212	97.76%	494	478	96.83%	1,798	1,770	98.45%

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 4.10 a 4.11 se presentan los resultados de la eficiencia para demanda máxima (rendimiento) y la eficiencia en la transmisión de energía para un día. El resultado general es que ésta última es menor, y está relacionada con el factor de utilización y el factor de carga.

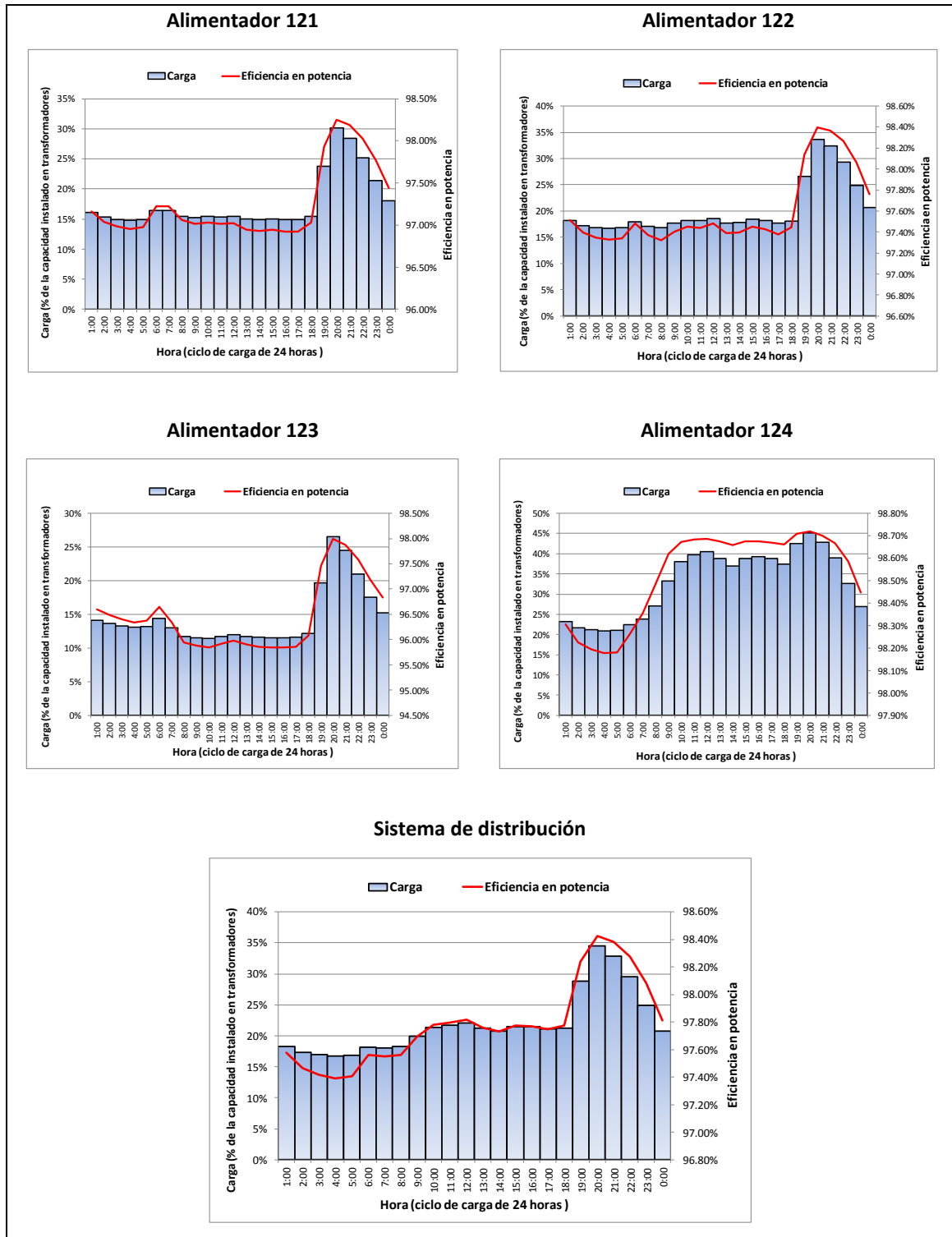




Fig. 4.9 Eficiencia en la transmisión de potencia en transformadores en función de la carga, días lunes a viernes.
Fuente: Elaboración propia.

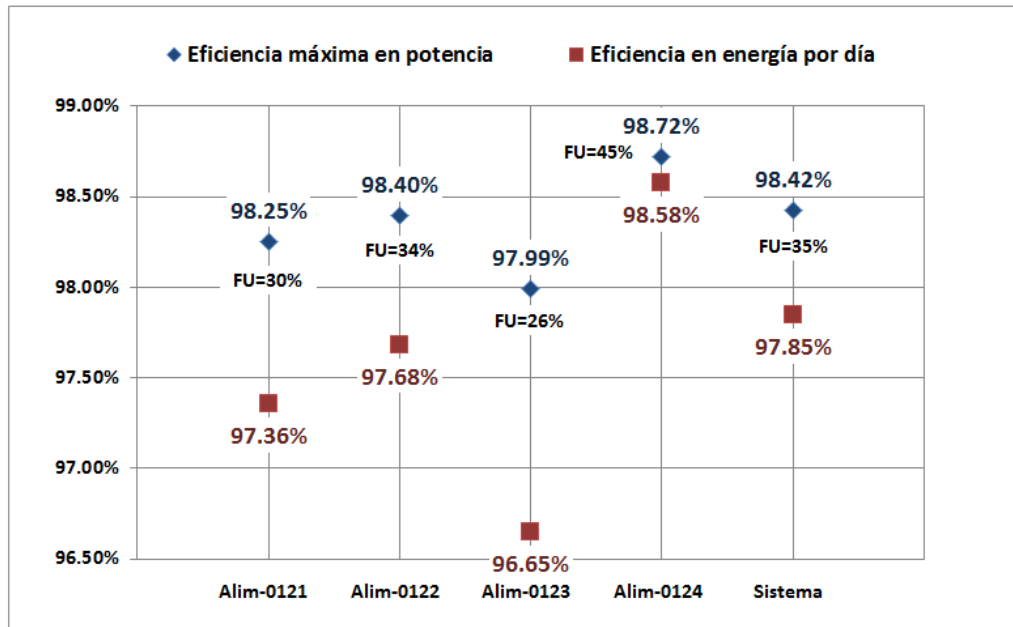


Fig. 4.10 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, días lunes a viernes.
Fuente: Elaboración propia.

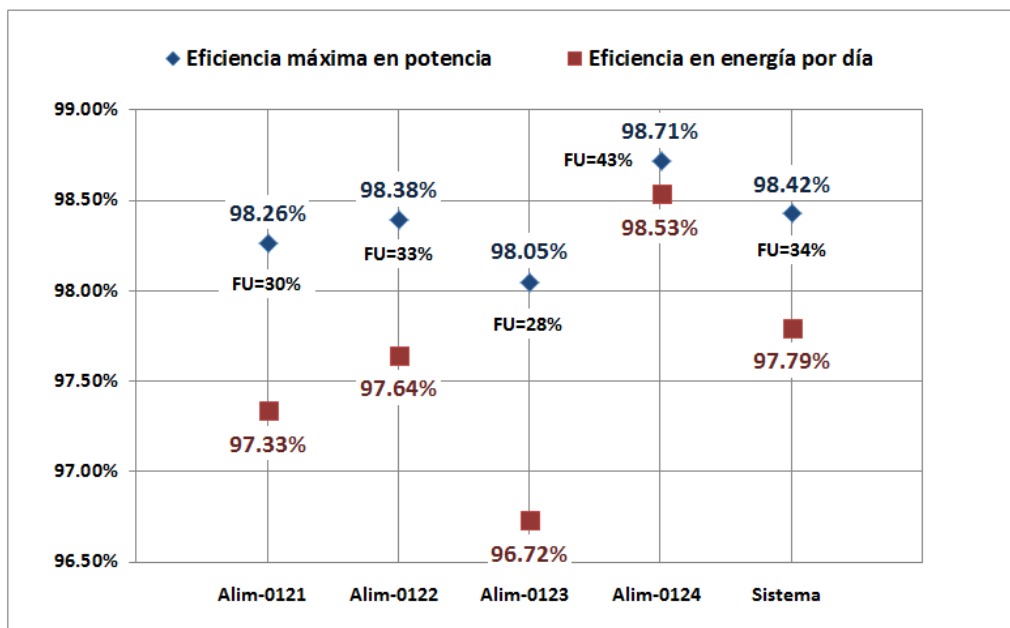


Fig. 4.11 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, día sábado.



Fuente: Elaboración propia.

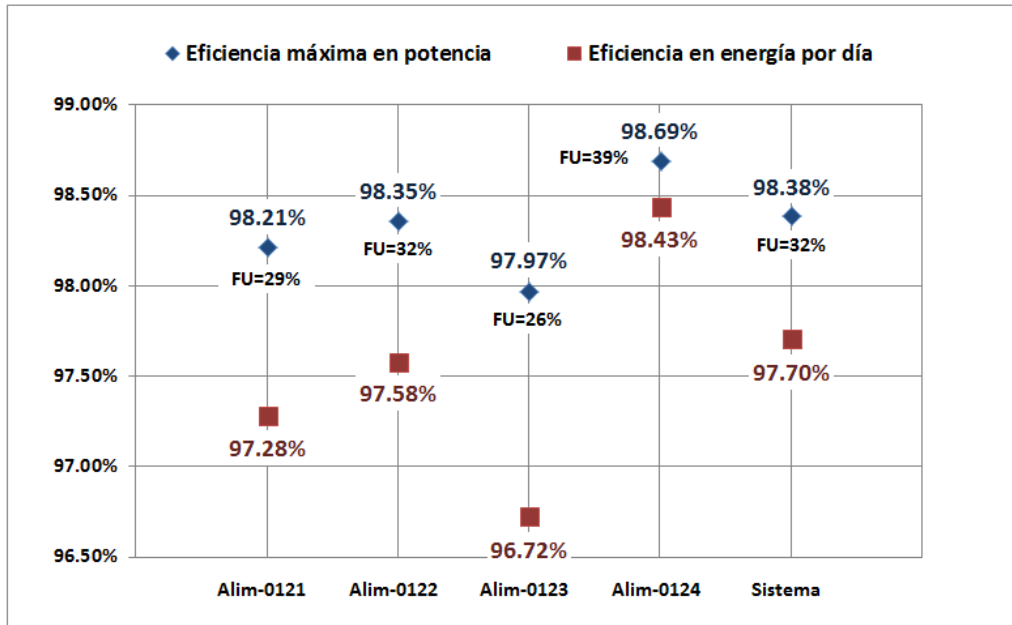


Fig. 4.12 Comparación de la eficiencia máxima en potencia y la eficiencia en energía diaria en transformadores de distribución, día domingo.

Fuente: Elaboración propia.

4.8 ECONOMÍA DE LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a los resultados obtenidos, las pérdidas totales en transformadores de distribución para el año 2013 son de 1,180.58 MWh, de los cuales 1,015.30MWh (86%) corresponden a pérdidas sin carga y 165.28 MWh (14%) a pérdidas con carga.

Esto se puede explicar debido al bajo factor de utilización, indicativo de que los transformadores se encuentran operando muy por debajo de su capacidad nominal.

Considerando un costo de la energía de 0.0803 US\$/kWh, el costo de las pérdidas de energía en transformadores de distribución es de US\$ 94,800.57



anuales.

A fin de ejemplificar la aplicación de transformadores de distribución, se analizan: carga, pérdidas y eficiencia de la aplicación de tres transformadores monofásicos de 5, 10 y 15 kVA, para la curva de carga de la figura 4.13.

En la evaluación de pérdidas, se usa la medición del perfil de carga horario. Se considera que el ciclo se repite cada 24 horas. La eficiencia en energía del transformador bajo análisis es determinada para cada intervalo de demanda, mediante el cálculo de la energía de pérdidas durante el ciclo de carga; y no únicamente para el caso de la demanda máxima o demanda media, cuando se utiliza la eficiencia en potencia.

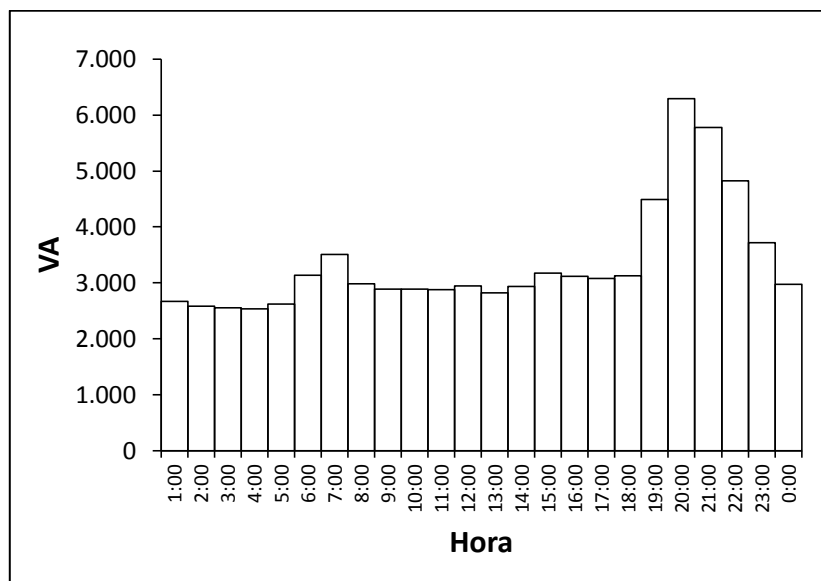


Fig. 4.13 Curva de carga para el análisis
 Fuente: Elaboración propia.

Se evalúan los costos totales de propiedad de los transformadores para un crecimiento de carga del 3%. El tiempo de vida útil se asume en 30 años.

En la tabla 4.10 se presentan los resultados en términos de pérdidas y



eficiencia para para los transformadores analizados. Es importante notar que, en todos los casos, las eficiencias en la transmisión de energía son superiores al 97.6%, pero esto no debe llevar a pensar que los transformadores son tan eficientes que las pérdidas pueden ser despreciadas.

Los resultados muestran que en un transformador sobredimensionado se tienen altas pérdidas sin carga, mientras que en un transformador subdimensionado predominan las pérdidas con carga. El dimensionamiento adecuado de un transformador depende de varios factores económicos, así como también de sus pérdidas.

Tabla 4.10. Análisis de eficiencia y carga de operación de transformadores.

Parámetro	Unidad	5 kVA	10 kVA	15 kVA
Potencia nominal	kVA	5	10	15
Pérdidas sin carga	W	31	52	68
Pérdidas a plena carga	W	91	142	192
Precio de adquisición	US\$	1,318	1,576	1,765
Vida útil	años	20	20	20
Tasa de descuento	%	11.20%	11.20%	11.20%
Precio de energía	US\$/kWh	0.0803	0.0803	0.0803
Costo de potencia	US\$/kWh-año	44.40	44.40	44.40
Factor de pérdidas	%	30.81%	30.81%	30.81%
Factor de utilización	%	125.95%	62.97%	41.98%
Factor de carga	%	53.26%	53.26%	53.26%
Max eficiencia potencia	%	97.90%	98.29%	98.39%
Carga para máxima eficiencia	%	59.50%	57.83%	41.98%
Energía diaria	kWh	79.35	79.35	79.35
Pérdidas energía sin carga diarias	kWh	0.74	1.25	1.63
Pérdidas energía sin carga diarias	%	41.07%	74.98%	86.71%
Pérdidas energía sin carga diarias	% de energía diaria	0.94%	1.57%	2.06%
Pérdidas energía con carga diarias	kWh	1.07	0.42	0.25
Pérdidas energía con carga diarias	%	58.93%	25.02%	13.29%
Pérdidas energía con carga diarias	% de energía diaria	1.35%	0.52%	0.32%
Pérdidas de energía totales diarias	kWh	1.81	1.66	1.88
Pérdidas de energía totales diarias	%	100.00%	100.00%	100.00%
Pérdidas de energía totales diarias	% de energía diaria	2.28%	2.10%	2.37%
Eficiencia energética	%	97.77%	97.95%	97.68%

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.14, se han indicado dos valores de eficiencia: 1) la eficiencia máxima en potencia (generalmente empleada en los análisis); y, 2) la



eficiencia real en energía, que considera las pérdidas de energía por la variación de la carga. Adicionalmente, puede observarse que la mayor eficiencia energética corresponde al transformador de 10 kVA.

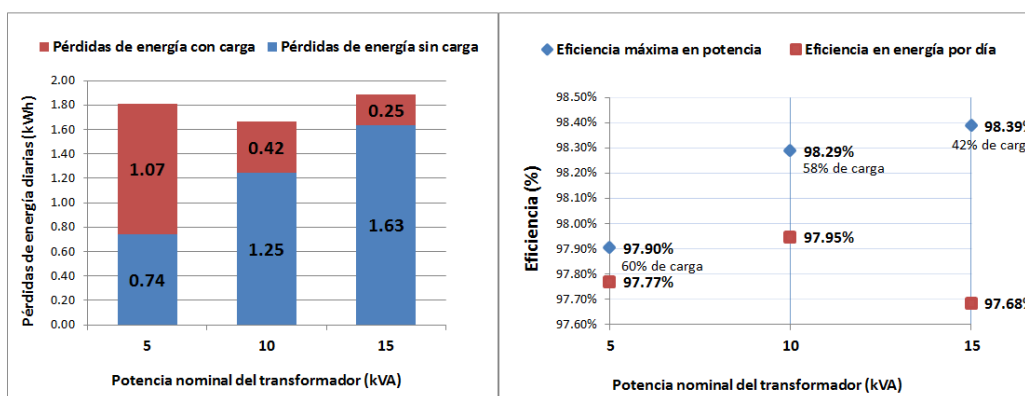


Fig. 4.14 Componentes de pérdidas y eficiencia de transformadores analizados
Fuente: Elaboración propia.

Considerando el incremento de carga anual del 3%, se realizó la evaluación de pérdidas, para una vida útil de 30 años.

Tabla 4.11. Costo total de propiedad de transformadores analizados.

Caso		Sin crecimiento de carga			Crecimiento de carga del 3%		
		5 kVA	10 kVA	15 kVA	5 kVA	10 kVA	15 kVA
Transformador	US\$	1,318.00	1,576.00	1,765.00	1,318.00	1,576.00	1,765.00
Costo de adquisición	US\$	1,318.00	1,576.00	1,765.00	1,318.00	1,576.00	1,765.00
Costo de pérdidas VP	US\$	521.05	458.70	510.88	756.21	550.44	566.01
Costo total de propiedad	US\$	1,839.05	2,034.70	2,275.88	2,074.21	2,126.44	2,331.01

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de mantenerse la carga, la opción adecuada es operar el transformador de 5 kVA con una sobrecarga permitida durante el pico de demanda (IEEE Std C57.91-2011, 2011).

Con el objeto de analizar el desempeño energético en situaciones de crecimiento se realizó la evaluación de pérdidas para un crecimiento de carga del 3% anual, figura 4.15.

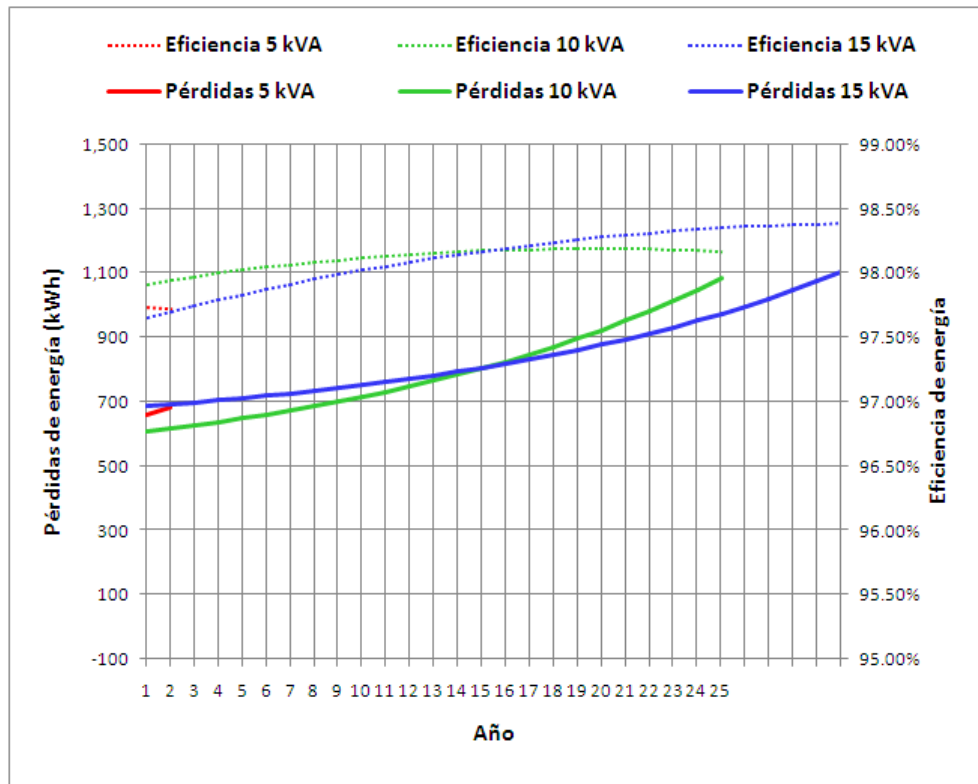


Fig. 4.15 Intervalos de carga óptimos de transformadores estudiados.
Fuente: Elaboración propia.

Obsérvese que, en el caso del transformador de 5 kVA, éste podría abastecer la demanda hasta el segundo año, luego del cual supera sus límites de sobrecarga. El transformador de 10 kVA, podría abastecer la demanda hasta el año 25; sin embargo, su intervalo de operación eficiente es hasta el año 15, a partir del cual la mayor eficiencia corresponde al transformador de 15 kVA.

4.9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Para demanda máxima, las pérdidas totales de potencia son de 2.42% de la demanda máxima del sistema de distribución (no incluye al gran consumidor Guapán); y las pérdidas en transformadores representan el 1.57%. De éste valor, el 74% corresponde a pérdidas sin carga y 26% a pérdidas con carga.



Las pérdidas totales en transformadores de distribución para el año 2013 son de 1,180.58 MWh, que representan el 1.14% de la energía disponible en el sistema para este año (incluye al gran consumidor Cementera Nacional Guapán).

Considerando únicamente el sistema de distribución, las pérdidas en transformadores de distribución de 1,180.58 MWh representan el 2.24% de la energía disponible en barras de medio voltaje del sistema de distribución (52,745.89 MWh). De ese valor, 86% corresponden a pérdidas energéticas sin carga (en el núcleo) y 14% a pérdidas energéticas con carga.

Para transformadores de distribución de varias capacidades nominales, se pueden graficar curvas de costos en función de la carga, determinándose rangos operativos que tienen el menor costo total.

Desde el punto de vista de eficiencia energética, es más importante la eficiencia en la transmisión de energía, que está asociada a un período (día, mes o año) y no únicamente a un valor de carga.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Generalmente, la energía eléctrica no es usada en el lugar en que es producida. En el proceso de transmisión se producen pérdidas de energía en componentes de la red, entre los cuales revisten importancia, por su cantidad, los transformadores de distribución.

Los transformadores operan a niveles de eficiencia que frecuentemente exceden el 98%; a pesar de aquello, se realizan grandes esfuerzos para mejorar la eficiencia mediante la reducción de sus pérdidas, debido a que el gran número de transformadores instalados genera altas pérdidas de energía que representan un importante costo para el sistema.

Las pérdidas en un transformador son: 1) las pérdidas sin carga o en vacío, que son constantes; y, 2) las pérdidas bajo carga o resistivas, proporcionales al cuadrado de la carga del transformador.

En el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, las pérdidas en transformadores de distribución son el principal componente de pérdidas técnicas, con un valor de 2.24% de la energía disponible en medio voltaje del sistema de distribución, ocasionando que 1,180.58 MWh se pierdan en ellos, con un costo asociado de US\$ 94,800.57 por año. De las pérdidas totales en transformadores de distribución para el año 2013, corresponden a pérdidas en vacío 1,015.30 MWh (86%) y 165.28 MWh (14%) a pérdidas con carga.

La máxima eficiencia de un transformador ocurre a una carga L_{opt} a la cual



las pérdidas con carga son iguales a las pérdidas sin carga. Un transformador de distribución, para las pérdidas indicadas en la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2114, opera con la máxima eficiencia en potencia a una carga del orden del 50%-60% de su capacidad nominal, pero no se aprovecha toda la capacidad del transformador. Desde el punto de vista de eficiencia energética, es más importante la eficiencia de la transmisión de energía, que no sólo depende de las características del transformador, sino también del ciclo de carga.

Las prácticas comunes de dimensionamiento de transformadores, basadas en demandas máximas unitarias de usuarios tipo y previsión de crecimiento futuro, han ocasionado el sobredimensionamiento de transformadores, ocasionando que las pérdidas de energía totales se incrementan. Esto debido que a que el componente de pérdidas de energía sin carga se incrementa a una razón mayor que el componente de las pérdidas de energía con carga se reduce para un aumento de la capacidad nominal del transformador.

La evaluación de pérdidas es un trabajo importante que permite determinar la naturaleza y magnitud de aquellas, para incrementar la eficiencia de la infraestructura eléctrica mediante la reducción de pérdidas y costos.

5.2 RECOMENDACIONES

Dadas la alta fiabilidad, eficiencia y baja necesidad de mantenimiento de los transformadores de distribución, las pérdidas de los mismos no han sido un foco de atención especial dentro del sector eléctrico.

Los transformadores de distribución representan un alto costo de inversión de capital y de operación, por lo que es importante determinar la naturaleza



y magnitud de sus pérdidas, para incrementar la eficiencia de su operación.

A pesar de su alta eficiencia, existen grandes oportunidades de mejora en la aplicación de transformadores de distribución, que se puede conseguir mediante la incorporación de tecnologías eficientes en nuevos transformadores o la asignación de niveles de carga eficiente para transformadores existentes.

La concepción generalizada de que un transformador opera de manera más eficiente a un valor de carga mucho menor que su capacidad nominal debe ser cuidadosamente revisada, puesto que puede conducir a gastos innecesarios por la capacidad en exceso.

El operar un transformador adecuadamente aprovechando su capacidad nominal en base a la curva de carga y la aplicación de criterios de eficiencia y de costos, permite diferir las inversiones por cambio o ampliación de capacidad de transformadores.

La eficiencia debe ser determinada en base a las pérdidas de energía durante cada intervalo del ciclo de carga, y no en base a la eficiencia en potencia definida para un nivel particular de carga, asumido constante.

Muy en general, para los transformadores altamente cargados, la atención debería centrarse en las pérdidas con carga; mientras que para aquellos que están ligeramente cargados, en las pérdidas en vacío.

Es recomendable, en base a análisis similares al aquí desarrollado, emprender un programa de manejo de carga en los transformadores para aprovechar su capacidad de mejor manera.



BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2011). Programa de transformador verde de distribución.
- ABB Asea Brown Boveri Ltd. (2012). *ABB review special report. Transformers*. ABB Technology Ltd.
- ABB. (s.f.). *Transformer loss capitalization and total ownership cost calculator*. Recuperado el 2013, de <http://www.abb.com/product/ap/db0003db004283/d84817f7d6f20ab9c1257737007aed81.aspx>
- Amoiralis, E. I., Tsili, M. A., & Kladas, A. G. (October de 2009). Transformer Design and Optimization: A Literature Survey. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 24(4), 1999-2024.
- Arritt, R., & Dugan, R. (2013). Comparing load estimation methods for distribution system analysis. *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on. IET.(Paper 0664)*, 1-4. Stockholm.
- Benedict, E., Collins, T., Gotham, D., Hoffman, S., Karipides, D., Pekarek, S., y otros. (1992). *LOSSES IN ELECTRIC POWER SYSTEMS*. Obtenido de Purdue University Purdue e-Pubs: <http://docs.lib.purdue.edu/ecetr/266/>
- CONELEC. (2013). *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012*. Quito: CONELEC.
- Corhodzic, S. (2006). A new approach to assessment and utilization of distribution power transformers. Melbourne, Australia: Victoria University.
- CYME. (2013). CYME 5.04. *Análisis Básicos de CYMDIST - Guía del Usuario*.
- de Oliveira, M. E. (2009). Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica. *Diss. Tese de doutorado, Universidade Estadual Paulista, Campus de Ilha Solteira, Departamento de Engenharia Elétrica*.
- E.E. Staff del M.I.T. (1965). *Circuitos magnéticos y transformadores*. Nueva York: Jhon Wiley & Sons.



- Energy Computer Graphics . (1999). SPARD Help. *Asignación de Carga*.
- Georgilakis, P. S. (2007). Decision support system for evaluating transformer investments in the industrial sector. *Journal of Materials Processing Technology* 181, 307–312.
- Georgilakis, P. S. (2009). *Spotlight on Modern Transformer Design*. Springer.
- Georgilakis, P. S. (2011). Environmental cost of distribution transformer losses. *Applied Energy* 88, 3146–3155.
- Harlow, J. H. (2012). *Electric power transformer engineering*. Boca Raton: CRC Press.
- Heathcote, M. J. (1998). *The J&P Transformer Book*. Newnes.
- Hernandez, J. (2010). *DOE Regulation Changes - Commercial Equipment - Distribution Transformers*. Obtenido de GE Industrial Solutions: <http://www.geindustrial.com/publibrary/checkout/DOE1?TNR=White%20Papers|DOE1|generic>
- IEEE C57.91. (1981). IEEE C57.91-1981. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Overhead and Pad-Mounted Distribution Transformers Rated 500 kVA and Less with 65 Degrees C or 55 Degrees C Average Winding Rise*.
- IEEE Std C57.91-2011. (2011). IEEE Std C57.91-2011. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*. IEEE.
- INEN. (2007). NTE INEN 2394:2007. *Guía para fórmulas de evaluación de pérdidas en transformadores de potencia y distribución*. Quito, Ecuador: INEN.
- INEN. (2013). NTE INEN 2126:2013. *Transformadores. Límites de calentamiento*. Quito, Ecuador: INEN.
- Jiménez, J. (2004). *Mantenimiento de Máquinas Eléctricas*. McGraw-Hill.
- John, J. K., & Sarkar, S. (1999). A comparison of IEC 76 and ANSI C57. 12 on transformers. *IEEE Pulp and Paper, 1999. Industry Technical Conference Record of 1999 Annual*, 204-208.
- Kersting, W. (2002). *Distribution system modeling and analysis*. Boca Raton:



CRC Press.

- Kersting, W. H., & Phillips, W. H. (Abril de 2008). Load Allocation Based Upon Automatic Meter Readings. *In proceeding of: Transmission and Distribution Conference and Exposition*.
- Kovacs, J. P. (1980). Economic Considerations of Power Transformer Selection and Operation. *IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. IA-16, No. 5*.
- McLyman, C. (2011). *Transformer and Inductor Design Handbook*. New York: CRC Press.
- Mora, J. F. (2003). *Máquinas Eléctricas*. Madrid: McGraw-Hill.
- NEMA. (2002). NEMA TP 1-2002. *Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers*.
- NEMA Standards Publication TP 1-2002. (2002). *Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers*. Virginia.
- NTE INEN 2110:98 Transformadores. Definiciones. (1998). Norma Técnica Ecuatoriana. *Transformadores. Definiciones*. Quito, Ecuador: INEN.
- NTE INEN 2114:2004. (2004). Norma Técnica Ecuatoriana. *Transformadores de distribución nuevos monofásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito*. Quito, Ecuador: INEN.
- NTE INEN 2115:2004. (2004). Norma Técnica Ecuatoriana. *Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito*. Quito, Ecuador: INEN.
- Pérez, P. A. (2001). *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*. México: Reverté.
- Rural Electrification Administration. (1983). REA Bulletin Number 61-16. *Guide for Economic Evaluation of Distribution Transformers*.
- Sallam, A. A. (2010). *Electric Distribution Systems. IEEE Press Series on Power Engineering* (IEEE press series on power engineering ed.). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- SEEDT. (s.f.). *Strategies for development and diffusion of Energy Efficient Distribution Transformers*. Recuperado el 2013, de <http://seedt.ntua.gr>



- Shirek, G. J., Lassiter, B. A., Carr, W. C., & Kersting, W. H. (2012). Modeling secondary services in engineering and mapping. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 254-262.
- Short, T. (2006). *Electric power distribution equipment and systems*. Boca Raton: Taylor & Francis Group.
- Targosz, R. (2005). *The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers*. LEONARDO Energy.
- U.S. Department of the Interior. (2005). *Transformers:Basics, Maintenance, and Diagnostics*.
- Van Zandt, D., & Walling, R. (2004). *DSTAR's Transformer Cost Analysis Software Enhances Utility Decision Process*. General Electric.
- Vest, S. J. (1957). Estimating Kw Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems. *Power apparatus and systems, part iii. transactions of the american institute of electrical engineers*, 76(3), 652-655.
- Willis, H. L. (2004). *Power Distribution Planning Reference Book*. Nueva York: Marcel Dekker.



Anexo 1: Resultados de simulaciones en CYMDIST - EPM



Alimentador 121

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

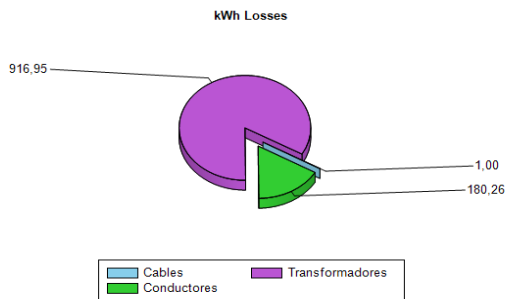
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día WEEKDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	1.00	kWh
Conductores	180.26	kWh
Transformadores	916.95	kWh
Total Losses	1.098.20	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

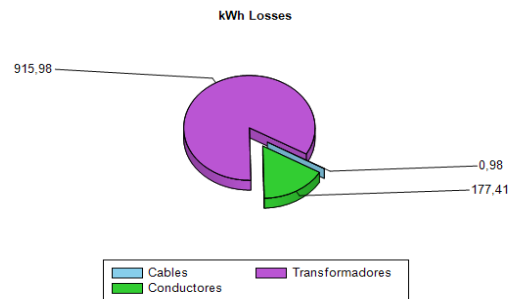
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SATURDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	0.98	kWh
Conductores	177.41	kWh
Transformadores	915.98	kWh
Total Losses	1.094.36	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

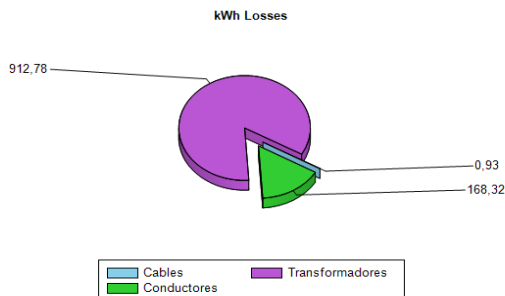
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SUNDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	0.93	kWh
Conductores	168.32	kWh
Transformadores	912.78	kWh
Total Losses	1.082.03	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

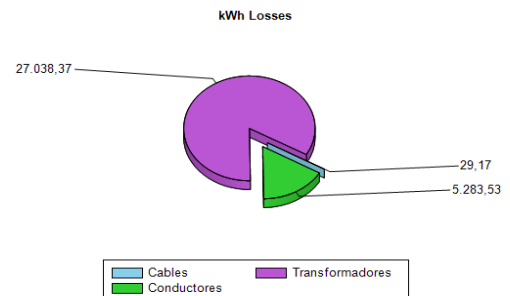
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 12:00
 Tiempo final miércoles, 31 de julio de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	29.17	kWh
Conductores	5.283.53	kWh
Transformadores	27.038.37	kWh
Total Losses	32.351.07	kWh



Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

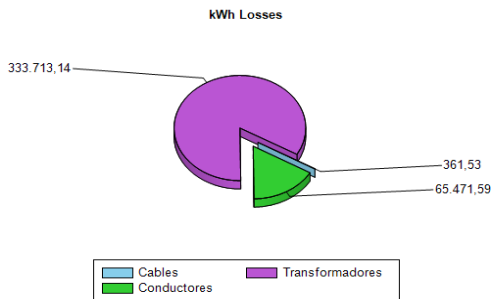
Period Simulated

Tiempo inicial martes, 01 de enero de 2013 0:00
 Tiempo final martes, 31 de diciembre de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	361.53	kWh
Conductores	65,471.59	kWh
Transformadores	333,713.14	kWh
Total Losses	399,546.26	kWh

Device Usage Curve Report

Title

Curva de uso del dispositivo

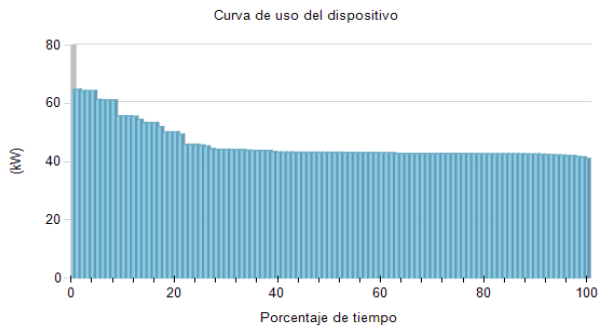
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 0:00
 Tiempo final jueves, 01 de agosto de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0121
 Device Type Breaker
 Device ID M-0121

Curva de uso del dispositivo



Pérdidas kW totales aguas abajo



Alimentador 122

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

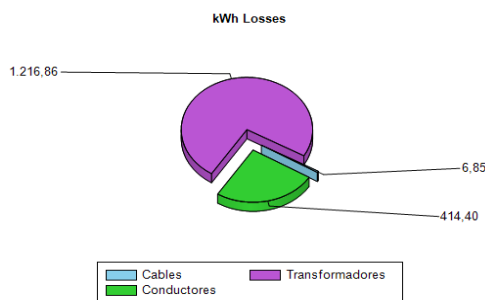
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día WEEKDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	6.85	kWh
Conductores	414.40	kWh
Transformadores	1,216.86	kWh
Total Losses	1,638.11	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

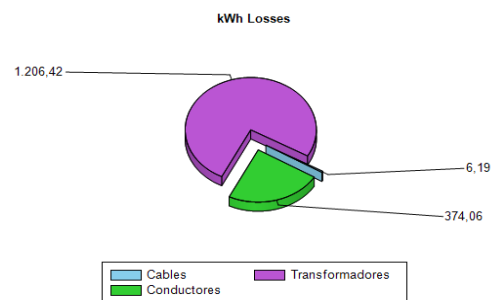
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SUNDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	6.19	kWh
Conductores	374.06	kWh
Transformadores	1,206.42	kWh
Total Losses	1,586.67	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

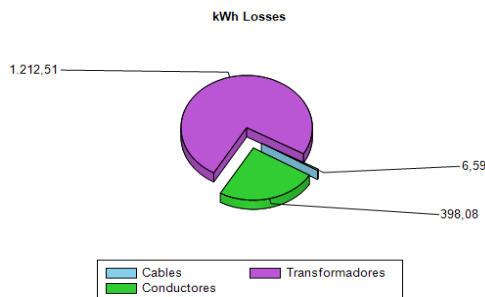
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SATURDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	6.59	kWh
Conductores	398.08	kWh
Transformadores	1,212.51	kWh
Total Losses	1,617.18	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

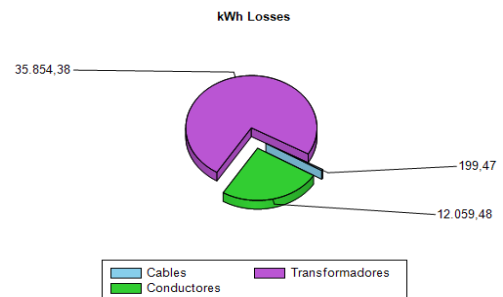
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 12:00
 Tiempo final miércoles, 31 de julio de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	199.47	kWh
Conductores	12,059.48	kWh
Transformadores	35,854.38	kWh
Total Losses	48,113.33	kWh



Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

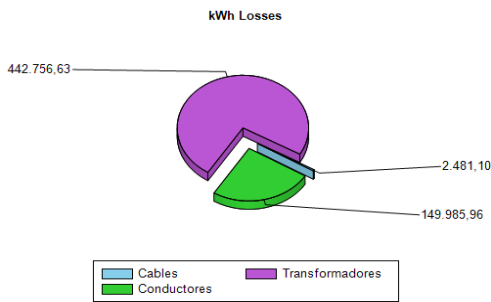
Period Simulated

Tiempo inicial martes, 01 de enero de 2013 0:00
 Tiempo final martes, 31 de diciembre de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	2,481.10	kWh
Conductores	149,985.96	kWh
Transformadores	442,756.63	kWh
Total Losses	595,223.68	kWh

Device Usage Curve Report

Title

Curva de uso del dispositivo

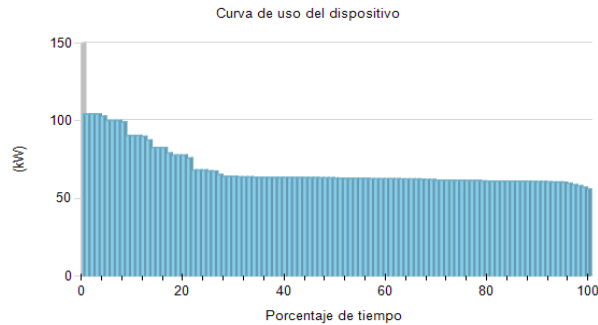
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 0:00
 Tiempo final jueves, 01 de agosto de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0122
 Device Type Breaker
 Device ID M-0122

Curva de uso del dispositivo



Pérdidas kW totales aguas abajo



Alimentador 123

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

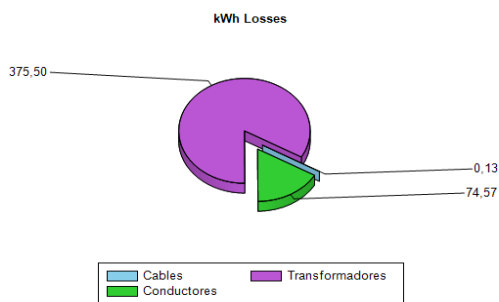
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día WEEKDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	0,13	kWh
Conductores	74,57	kWh
Transformadores	375,50	kWh
Total Losses	450,20	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

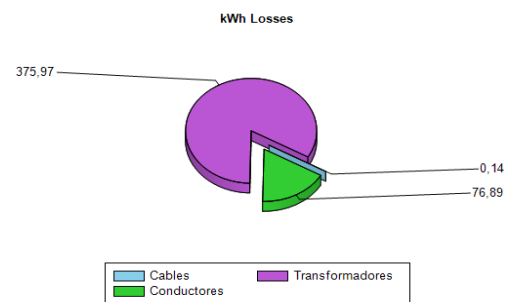
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SUNDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	0,14	kWh
Conductores	76,89	kWh
Transformadores	375,97	kWh
Total Losses	453,00	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

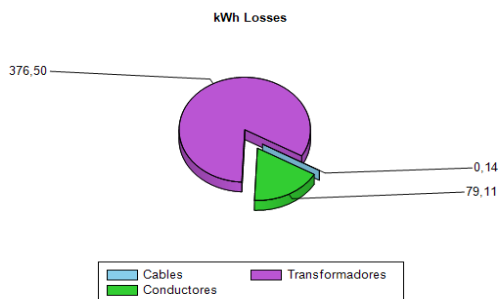
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SATURDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	0,14	kWh
Conductores	79,11	kWh
Transformadores	376,50	kWh
Total Losses	455,75	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

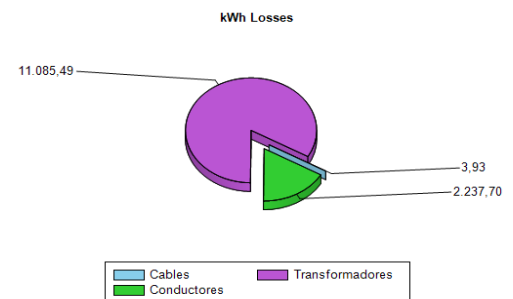
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 12:00
 Tiempo final miércoles, 31 de julio de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	3,93	kWh
Conductores	2,237,70	kWh
Transformadores	11,085,49	kWh
Total Losses	13,327,12	kWh



Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

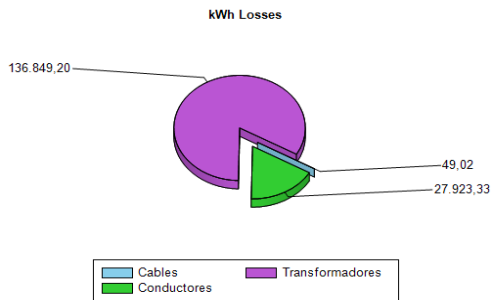
Period Simulated

Tiempo inicial martes, 01 de enero de 2013 0:00
 Tiempo final martes, 31 de diciembre de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	49.02	kWh
Conductores	27.923.33	kWh
Transformadores	136.849.20	kWh
Total Losses	164.821.55	kWh

Device Usage Curve Report

Title

Curva de uso del dispositivo

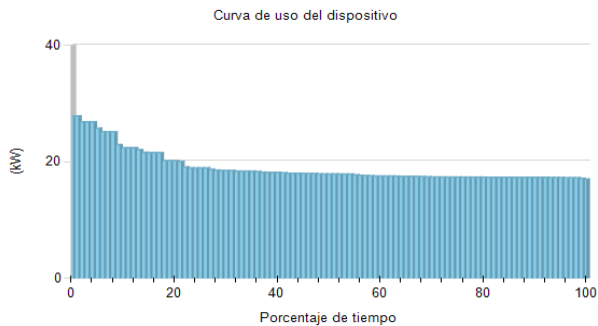
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 0:00
 Tiempo final jueves, 01 de agosto de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0123
 Device Type Breaker
 Device ID M-0123

Curva de uso del dispositivo



Pérdidas kW totales aguas abajo



Alimentador 124

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

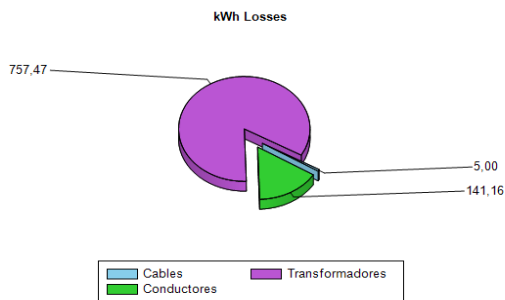
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día WEEKDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	5,00	kWh
Conductores	141,16	kWh
Transformadores	757,47	kWh
Total Losses	903,63	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

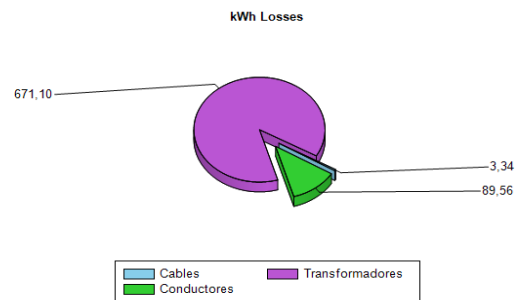
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SUNDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	3,34	kWh
Conductores	89,56	kWh
Transformadores	671,10	kWh
Total Losses	764,00	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

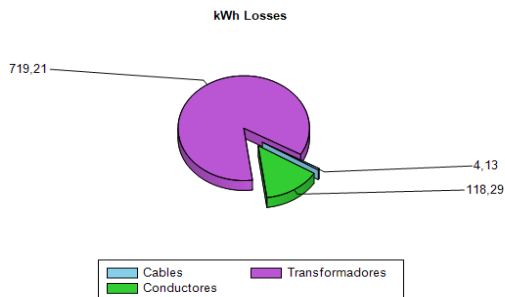
Period Simulated

Tipo de estación Julio, 2013
 Tipo de día SATURDAY
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	4,13	kWh
Conductores	118,29	kWh
Transformadores	719,21	kWh
Total Losses	841,64	kWh

Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

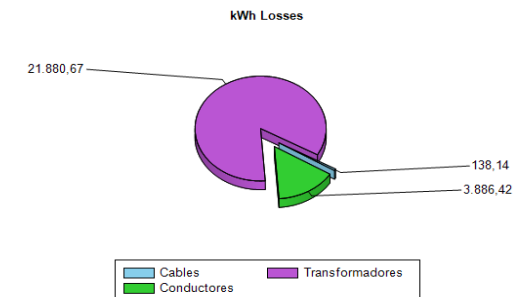
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 12:00
 Tiempo final miércoles, 31 de julio de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	138,14	kWh
Conductores	3.886,42	kWh
Transformadores	21.880,67	kWh
Total Losses	25.905,24	kWh



Network Losses Curve Report

Title

Pérdidas de la red

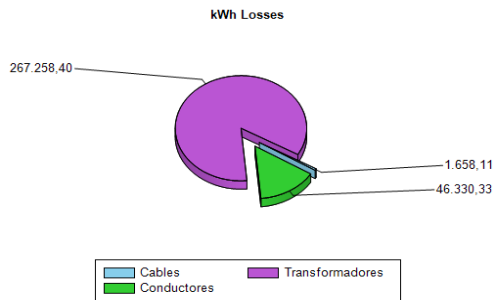
Period Simulated

Tiempo inicial martes, 01 de enero de 2013 0:00
 Tiempo final martes, 31 de diciembre de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124

Chart kWh



Detailed kWh

Devices	Losses	Unit
Cables	1.658,11	kWh
Conductores	46.330,33	kWh
Transformadores	267.258,40	kWh
Total Losses	315.246,84	kWh

Device Usage Curve Report

Title

Curva de uso del dispositivo

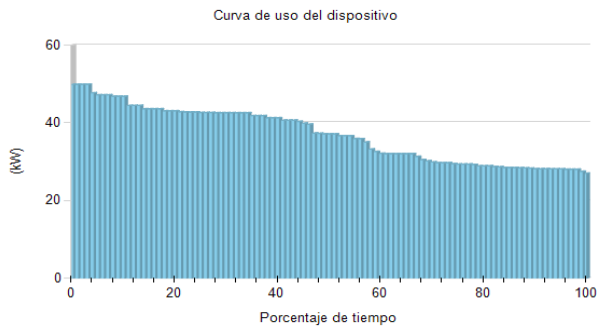
Period Simulated

Tiempo inicial lunes, 01 de julio de 2013 0:00
 Tiempo final jueves, 01 de agosto de 2013 0:00
 Intervalo de tiempo 60

Network Information

Network ALIM-0124
 Device Type Breaker
 Device ID M-0124

Curva de uso del dispositivo



Pérdidas kW totales aguas abajo



Anexo 2: Capturas de pantalla



Licencias de CYMDIST y módulos de la Empresa Eléctrica Azogues

Administrador de licencias CYME 2.0 Rev 2 -> Sentinel Local License Manager (Ejecución) -> 5.22.1306.1

Nombre de la licencia	Disponible	Límite	Vencimiento
CYME Distribution Analysis	2	2	perpetuo
CYME Energy Profile Manager	2	2	perpetuo
CYME Fault Analysis	1	1	perpetuo
CYME Geographic Background Overlay	2	2	perpetuo
CYME Network Editor	2	2	perpetuo
CYME Power Flow	1	1	perpetuo
CYME Secondary Network Grid Analysis	1	1	perpetuo
CYME Substation Modeling	1	1	perpetuo
CYME Switching Optimization	1	1	perpetuo
CYMFAULT Short-Circuit IEC	1	1	perpetuo
CYMTCC Protective Device Coordination	2	2	perpetuo

Administrador de perfiles de carga

CYME Energy Profiles Manager C:\ESTUDIOS CYMDIST\NOV2013\PERFILES.mdb

Calendar (NODOFUENTE-121) NODOFUENTE-121 NODOFUENTE-121 NODOFUENTE-121

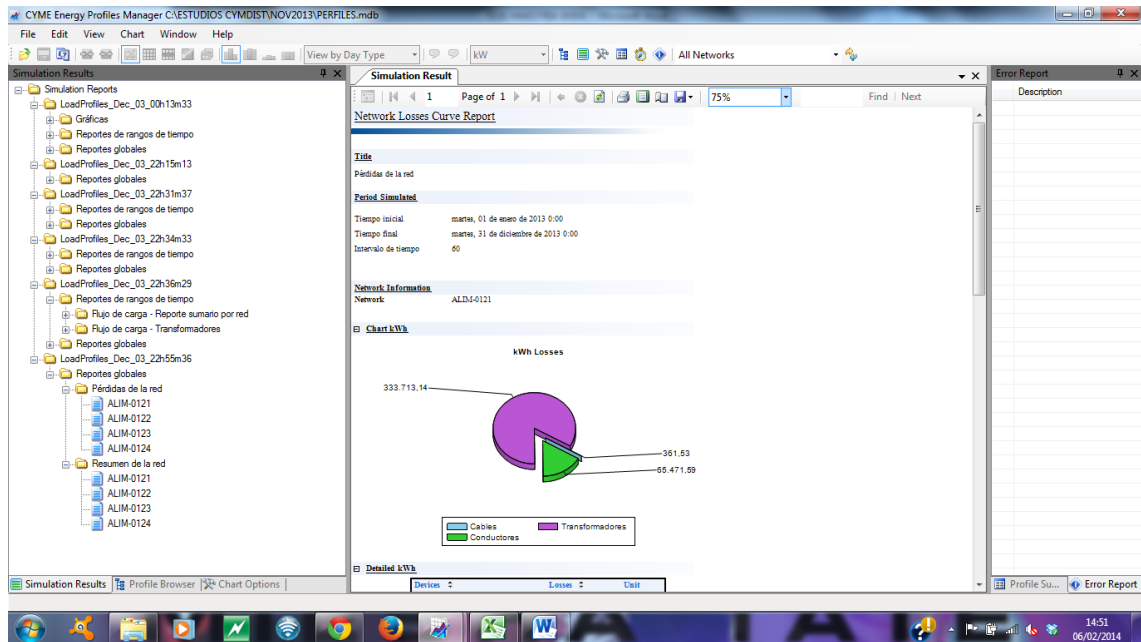
Network (NODOFUENTE-121) July 2013, WEEKDAY

Profile Summary

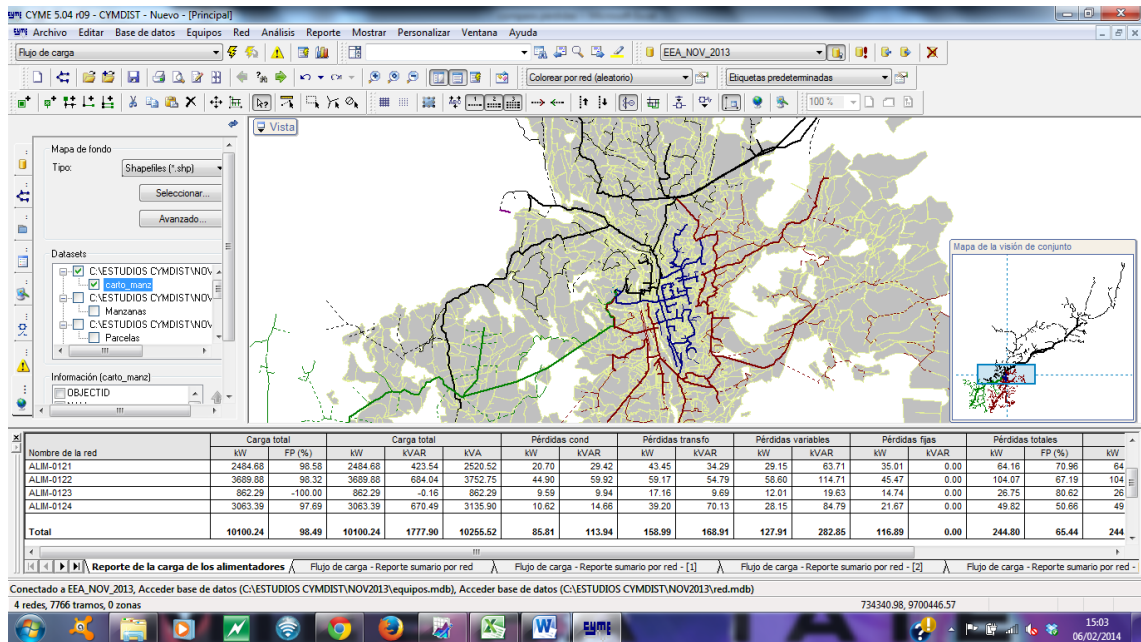
Demand	Time
Peak 2,490,998	20:00:00
Min 1,217,462	17:00:00
Avg 1,454,628	
Area 34,911,082	



Administrador de perfiles de carga



CYMDIST – Flujo de carga





Anexo 3: Perfiles de carga de transformadores



<p>T0046 - Cdla. Cantos Alimentador 121</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>14.74</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>25.99</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>57%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>35%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	14.74	Dmáx	25.99	Fcarga	57%	Futilización	35%
Dmedia	14.74								
Dmáx	25.99								
Fcarga	57%								
Futilización	35%								
<p>T0251 - Guapán Alimentador 121</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>5.98</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>10.97</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>55%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>44%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	5.98	Dmáx	10.97	Fcarga	55%	Futilización	44%
Dmedia	5.98								
Dmáx	10.97								
Fcarga	55%								
Futilización	44%								
<p>T0464 - San José La Playa Alimentador 121</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>4.72</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>10.11</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>47%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>40%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	4.72	Dmáx	10.11	Fcarga	47%	Futilización	40%
Dmedia	4.72								
Dmáx	10.11								
Fcarga	47%								
Futilización	40%								
<p>T0059 - Vintimilla y F. Carrasco Alimentador 122</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>23.49</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>38.39</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>61%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>77%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	23.49	Dmáx	38.39	Fcarga	61%	Futilización	77%
Dmedia	23.49								
Dmáx	38.39								
Fcarga	61%								
Futilización	77%								



<p>T0141 - Cdla. BEV Alimentador 122</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>10.05</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>17.48</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>58%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>35%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	10.05	Dmáx	17.48	Fcarga	58%	Futilización	35%
Dmedia	10.05								
Dmáx	17.48								
Fcarga	58%								
Futilización	35%								
<p>T0648 - Cruz Loma Borrero Alimentador 122</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>2.06</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>4.31</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>48%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>43%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	2.06	Dmáx	4.31	Fcarga	48%	Futilización	43%
Dmedia	2.06								
Dmáx	4.31								
Fcarga	48%								
Futilización	43%								
<p>T0762 - Uchupucún Alimentador 122</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>5.02</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>9.38</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>54%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>38%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	5.02	Dmáx	9.38	Fcarga	54%	Futilización	38%
Dmedia	5.02								
Dmáx	9.38								
Fcarga	54%								
Futilización	38%								
<p>T0786 - Av. de la Virgen y 4 de Noviembre Alimentador 122</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>20.66</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>34.25</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>60%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>114%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	20.66	Dmáx	34.25	Fcarga	60%	Futilización	114%
Dmedia	20.66								
Dmáx	34.25								
Fcarga	60%								
Futilización	114%								



<p style="text-align: center;">T0484 - Llimpi Alimentador 123</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>7.72</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>15.56</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>50%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>41%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	7.72	Dmáx	15.56	Fcarga	50%	Futilización	41%
Dmedia	7.72								
Dmáx	15.56								
Fcarga	50%								
Futilización	41%								
<p style="text-align: center;">T0054 - Emilio Abada (Escalinata) Alimentador 124</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>57.97</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>79.06</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>73%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>79%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	57.97	Dmáx	79.06	Fcarga	73%	Futilización	79%
Dmedia	57.97								
Dmáx	79.06								
Fcarga	73%								
Futilización	79%								
<p style="text-align: center;">T1761 - Cabina Vintimilla y Matovelle Alimentador 124</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>63.62</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>103.08</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>62%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>34%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	63.62	Dmáx	103.08	Fcarga	62%	Futilización	34%
Dmedia	63.62								
Dmáx	103.08								
Fcarga	62%								
Futilización	34%								
<p style="text-align: center;">T0021 - Bolívar y Samuel Abad Alimentador 124</p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Dmedia</td> <td>38.42</td> </tr> <tr> <td>Dmáx</td> <td>55.18</td> </tr> <tr> <td>Fcarga</td> <td>70%</td> </tr> <tr> <td>Futilización</td> <td>74%</td> </tr> </tbody> </table>	Dmedia	38.42	Dmáx	55.18	Fcarga	70%	Futilización	74%
Dmedia	38.42								
Dmáx	55.18								
Fcarga	70%								
Futilización	74%								