

**“OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN BASADA
EN
LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS POR CAPACIDAD OCIOSA Y
CONEXIONES
INADECUADAS.”**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
“OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN
LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS POR CAPACIDAD OCIOSA Y CONEXIONES
INADECUADAS.”**

**AUTOR:
ANGEL EDUARDO ROBAYO CABRERA**

**DIRECTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, Febrero de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Angel Eduardo Robayo Cabrera autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaramos que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 27 de Febrero del 2015

Angel Eduardo Robayo Cabrera

CC: 1714769328

AUTOR

CERTIFICACIÓN:

Yo, Ing. Alexander Águila Téllez, Msc. certifico haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, desarrollada por Angel Eduardo Robayo Cabrera previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 27 de Febrero del 2015

Ing. Alexander Águila Téllez, Msc.
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Angel Eduardo Robayo Cabrera

Este proyecto es dedicado con mucho amor en especial a Dios por ser mi guía en este camino de lucha, quien en los momentos de caídas me supo levantar y dar fuerzas para seguir adelante.

A mis padres, mi querida esposa, mis hijas, mis hermanos/as; quienes han sido el apoyo fundamental para obtener este logro deseado siendo de una o u otra forma el motor en todo este tiempo de sacrificio y amor para mi realización tanto personal como profesional, y a todas las personas que, de una u otra manera, me han brindado su apoyo en este arduo camino.

AGRADECIMIENTO.

Angel Eduardo Robayo Cabrera

Además agradezco infinitamente al Ing. Alexander Águila Téllez, Msc. por su ardua y magnífica labor e interés por la tutoría de este proyecto y junto a él haber llegado a la culminación del mismo. De la misma manera, a la Universidad Politécnica Salesiana por su auspicio y colaboración para la realización de este proyecto.

INDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN:	I
DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTO.	III
INDICE GENERAL.....	IV
INDICE DE FIGURAS.....	VII
INDICE DE TABLAS	IX
INDICE DE ANEXOS.....	X
RESUMEN.....	XI
ABSTRACT	XIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
PÉRDIDAS POR TRANSFORMACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	2
1.1 Redes de Distribución. Descripción de los tipos de pérdidas.	2
1.1.1 Sistemas de Distribución	2
1.1.2 Componentes de un sistema de distribución.....	3
1.1.3 Pérdidas por cargas lineales y no lineales.	4
1.1.4 Pérdidas por magnetoestricción.....	6
1.1.5 Pérdidas No técnicas	7
1.2 Proceso de transformación de energía en Redes de Distribución	7
1.2.1 Conexiones frecuentes de los devanados	7
1.2.2 Rendimiento del Transformador	8
1.2.3 Impedancia del transformador $Z\%$	10
1.2.4 Regulación de Voltaje $\delta V\%$	10
1.2.5 Capacidad o potencia de un transformador.....	10
1.2.6 Capacidad de Sobrecarga.....	11
1.3 Transformadores de Distribución.....	11
1.3.1 Constitución de un transformador.....	12
1.3.2 Principio de funcionamiento	17
1.3.3 Tipos de transformadores.....	17
1.3.4 Clasificación	18
1.4 Evaluación de pérdidas en sistemas de distribución	18
1.4.1 Tipo de pérdidas.....	18

CAPITULO II.....	29
TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ..	29
2.1 Estado actual de los métodos de optimización	29
2.2 Técnicas modernas de optimización.	34
2.3 Valoración de los estados ideales de cargabilidad y conectividad.	38
2.4 Desarrollo de las técnicas de optimización para Transformadores de Distribución.	
45	
CAPITULO III	49
Valoración técnico- económico para poder reducir las pérdidas de energía en circuitos de distribución.....	49
Métodos generales de análisis económicos.....	49
3.1 Desarrollo del modelo matemático para la valoración económica de la sustitución de un transformador monofásico.....	51
3.1.1 Valoración Económica de la sustitución de un transformador monofásico.....	51
3.1.2 Análisis económico del sistema.	53
3.1.3 Evaluación Financiera.....	53
3.2 Desarrollo del modelo matemático para la valoración económica de la sustitución de un transformador trifásico.	55
3.2.1 Valoración económica de la sustitución de un transformador trifásico.....	55
3.3 Efecto de las conexiones en bancos compuestos y en transformadores trifásicos.	56
3.3.1 Transformador trifásico	56
3.3.2 Banco Trifásico	57
3.3.3 Conexión de transformadores trifásicos o en bancos trifásicos.	57
3.3.4 Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos.....	59
3.4 Efecto de las conexiones abiertas y bancos con capacidades desiguales.	60
3.4.1 Conexiones Asimétricas	60
3.4.2 Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos.....	61
CAPITULO IV	62
4.1 Análisis de la sustitución de transformadores de Distribución.	62
4.1.1 Análisis de la carga limite referente a los coeficientes de carga de los transformadores.	63
4.1.2 Análisis de la capacidad ociosa en transformadores de distribución.	66
4.1.3 Análisis para un transformador de 100KVA que trabaja al 20% de su carga nominal. 67	
4.1.4 Análisis de cambio transformador 37,5KVA.	75
4.2 Análisis de los cambios de conexiones en bancos de Transformadores.	82

4.2.1 Análisis de los grupos de conexiones.	83
4.3 Análisis de Factibilidad para la implementación de las medidas propuestas.....	85
4.3.1 Análisis Técnico del Proyecto	85
4.3.2 Análisis Económico del Proyecto	87
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES	95
ANEXOS	96
BIBLIOGRAFÍA	101

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1:1. Red de Distribución	2
Figura 1.1:2. Sistema de Distribución	3
Figura 1.1:3 Componentes de un sistema de distribución.....	3
Figura 1.1:4 Campo electromagnético producido por una corriente de carga.....	5
Figura 1.1:5 Pérdidas No Técnicas.....	7
Figura 1.2:1 Grupos de Conexión.....	8
Figura 1.2:2 Curvas de pérdidas de rendimiento típicas contra la relación entre potencia aparentemente y nominal de un transformador.	11
Figura 1.3:1 Transformadores de Distribución.....	12
Figura 1.3:2 Tipos de núcleos para transformadores.....	13
Figura 1.3:3 Bobinado para transformadores	14
Figura 1.4:1 Pérdidas Técnicas.....	19
Figura 1.4:2 Pérdidas Técnicas en Vacío	20
Figura 1.4:3 Campos electromagnéticos	21
Figura 1.4:4 Corrientes de Foucault	22
Figura 1.4:5 Reducción de pérdidas en el cobre ante variaciones de carga.	24
Figura 1.4:6 Pérdidas técnicas y no técnicas a nivel nacional.....	25
Figura 1.4:7 Dependencia de las pérdidas en función de K para transformadores de distribución.	27
Figura 1.4:8 Cambio de transformador de mayor a menor $K < K_L$	28
Figura 2.1:1 Modelo de trabajo multicriterial	33
Figura 2.1:2 Ventajas y desventajas de optimización multicriterial.....	34
Figura 2.3.1 Diagrama funcional de la administración de carga.	42
Figura 3.1:1 Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.....	54
Figura 3.3:1 Conexión delta-delta.	58
Figura 3.3:2 Conexión delta-estrella.	58
Figura 3.3:3 Conexión estrella-delta.	59
Figura 3.3:4 Conexión estrella-estrella.....	59
Figura 3.4:1 Conexión delta abierta-delta abierta.	60
Figura 3.4:2 Conexión estrella abierta-delta abierta.....	61

Figura 4.1:1 Perdidas vs carga.....	62
Figura 4.1:2 Pérdidas de potencia referente a la carga.	67
Figura 4.1:3 Pérdidas de potencia 25kva,50kva, 75kva y 100kva.	68
Figura 4.1:4 Coeficiente de carga limite 25KVA, 50KVA y 75KVA.	70
Figura 4.1:5 Pérdidas en el hierro.....	71
Figura 4.1:6 Pérdidas en transformadores vs carga.....	73
Figura 4.1:7 Pérdidas de cobre.	74
Figura 4.1:8 Tomas de Carga.	75
Figura 4.1:9 Pérdidas de potencia 37,5kva, 25kva, 15kva y 10kva.	76
Figura 4.1:10 Coeficiente de carga limite 10 KVA, 15KVA y 25KVA.	78
Figura 4.1:11 Pérdidas en transformadores vs carga.....	81
Figura 4.1:12 Demanda transformador 37,5KVA.....	82
Figura 4.3:1 Demanda promedio y máxima transformador de 37,5kva.	86
Figura 4.3:2 Representación Gráfica de las opciones de cambio.	86

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1:1 Diferencias eléctricas entre cargas lineales y no lineales.	4
Tabla 1.2:1 Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución.	9
Tabla 1.4:1 Pérdidas sin carga de los transformadores de distribución.	23
Tabla 1.4:2 Pérdidas totales máximas permitidas referidas a un factor de carga del 80%(W).	26
Tabla 3.3:1 Conexión de transformadores formando bancos trifásicos.	60
Tabla 3.4:1 Conexiones con dos transformadores.....	61
Tabla 4.1:1 Coeficientes de carga limite obtenidos en mathlab.	65
Tabla 4.1:2 Coeficientes de carga limite respecto a los coeficientes de carga de los transformadores.	65
Tabla 4.1:3 Coeficiente de carga limite 25KVA, 50KVA y 75KVA.....	70
Tabla 4.1:4 Coeficiente de carga límite 10KVA, 15KVA y 25KVA.....	79
Tabla 4.3:1 Cálculo de la Potencia ahorrada para el cambio de transformador.	87
Tabla 4.3:2 Lista de Materiales.	87
Tabla 4.3:3 Tasa mínima aceptable de rendimiento.	88
Tabla 4.3:4 Inversión Inicial.....	88
Tabla 4.3:5 Calculo valor actual neto.	89
Tabla 4.3:6 Cálculo tasa interna de retorno.	90
Tabla 4.3:7 Comprobación TIR.....	90
Tabla 4.3:8 Periodo de recuperación.	91
Tabla 4.3:9 Ahorro anual.....	92
Tabla 4.3:10 Análisis costo beneficio.	92

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.- Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución.	97
ANEXO 2.- Pérdidas del sistema durante un periodo.	97
ANEXO 3.- Curva de las pérdidas en los sistemas de distribución.	98
ANEXO 4.- Costos unitarios de la generación, transmisión y distribución.	98
ANEXO 5.- Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito Norma NTE INEN.	99
ANEXO 6.- Datos Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ.	99

RESUMEN

“OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS POR CAPACIDAD OCIOSA Y CONEXIONES INADECUADAS.”

Angel Eduardo Robayo Cabrera

angelrobayo_6@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen— Debido que en la actualidad existe un alto interés por parte de las autoridades del gobierno local con el desarrollo de la matriz energética se está tomando en consideración muchos factores que se encuentran involucrados en el cambio de todo el sistema de producción de energía tanto en generación, transmisión y distribución con el único fin de aumentar la calidad del suministro y por ende mejorar el consumo de energía.

El estudio está dirigido a transformadores de distribución que se encuentran trabajando en capacidad ociosa provocando que por esta causa existan pérdidas técnicas para todas las distribuidoras del país que se ven reflejadas en pérdidas económicas.

Se obtuvo datos de mediciones por parte de la Empresa Eléctrica Quito y se ha evidenciado que parte de los transformadores de distribución se encuentran trabajando a un porcentaje bajo de su capacidad nominal motivo por el cual se ha desarrollado un modelo matemático el cual nos permita obtener cálculos que estén muy acorde a la realidad de los coeficientes de cargabilidad tanto para el transformador de mayor capacidad y un transformador de menor capacidad, con los datos podemos realizar una comparación de pérdidas tanto para el transformador existente como el nuevo, el cual lo vaya a reemplazar permitiendo de esa forma bajar un porcentaje significativo de pérdidas técnicas.

Se planteó las fórmulas en matlab ingresando datos de pérdidas de vacío y cortocircuito para ambos casos, de esta manera se logró obtener valores de coeficientes de cargabilidad con sus respectivas gráficas para los dos transformadores, las cuales se les analizó y se llegó a determinar que este método nos ayudaría significativamente en la reducción de pérdidas tanto para el hierro como para el cobre y de esta forma lograr optimizar el funcionamiento.

Se realizó un estudio técnico-económico con el fin de analizar el costo beneficio del proyecto y en qué tiempo es factible recuperar dicha inversión llegando a la conclusión que el proyecto es viable ya que el margen de recuperación es menor a los 5 años propuestos.

ABSTRACT

"OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS BASED ON THE MINIMIZATION OF LOSSES IDLE CAPACITY INADEQUATE AND CONNECTIONS."

Angel Eduardo Robayo Cabrera

angelrobayo_6@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract-Because there is a high interest from local government authorities with the development of the energy matrix is currently considering many factors that are involved in changing the whole system of energy production both generation, transmission and distribution for the sole purpose of increasing the quality of supply and thereby improve energy consumption. The study is intended for distribution transformers are working on slack causing this cause there are technical losses for all distributors in the country that are reflected in economic losses.

Measurement data was obtained by the Utility Quito and has shown that part of distribution transformers are working at a low percentage of rated capacity which is why we have developed a mathematical model which allows us to obtain estimates they are very consistent with the reality of chargeability coefficients for both the transformer higher capacity and lower capacity transformer, the data can make a comparison of losses for both the existing transformer as the new, which it will replace thereby allowing lose a significant percentage of technical losses.

I was a plotting the formulas in matlab entering loss data vacuum and short for both cases, so he was able to obtain coefficient values chargeability with their respective graphs for the two transformers, which are analyzed and it was determined that this method would help us significantly reducing losses for both iron and copper and to thus achieve optimize performance. A technical-economic study was conducted to analyze the cost benefit of the project and what time it is

feasible to recover the investment concluding that the project is viable since the margin recovery is less than 5 years proposed.

INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de reducir los altos niveles de pérdidas en el transporte de energía eléctrica hasta los usuarios finales y elevar la calidad y confiabilidad de la misma ha sido una necesidad impetuosa para las empresas eléctricas de distribución ver mecanismos que nos ayuden a bajar estos índices. Debido a la falta de eficiencia de los sistemas eléctricos y de gestión administrativa para un control adecuado de los equipos y parámetros incidentes no se ha logrado una reducción óptima de las pérdidas en las redes eléctricas.

La inadecuada selección de capacidad y tipo de conexión en los transformadores de distribución es un grave problema que está afectando la eficiencia energética de nuestras redes de distribución. Se puede decir que las pérdidas por transformación en su mayoría integran las ineficiencias que se van produciendo a lo largo del tiempo con las variaciones en las cargas secundarias alimentadas, que revelan las consecuencias de criterios de diseño que pudieron ser económicos en el pasado o erróneamente determinados económicos. La falta en stock de toda la gama de capacidades es otra de las causas que ha dado lugar a solucionar fallas sustituyendo transformadores de distribución por las capacidades más cercanas a la deseada, generando cada vez más pérdidas por capacidades inadecuadas para los niveles de carga existente.

Las empresas distribuidoras son las más afectadas por este tipo de manejo a la hora de elegir un transformador y no ser el idóneo.

CAPÍTULO I

PÉRDIDAS POR TRANSFORMACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Redes de Distribución. Descripción de los tipos de pérdidas.

1.1.1 Sistemas de Distribución

La red de reparto o distribución es el medio a través del cual se transmite energía y potencial al usuario final. Una red se compone de líneas de transmisión aéreas o subterráneas, cuyas dimensiones están determinadas por las magnitudes de los voltajes y las potencias de transporte, además de transformadores, conectores y desconectores, empalmes y equipos de medición y control.[1]

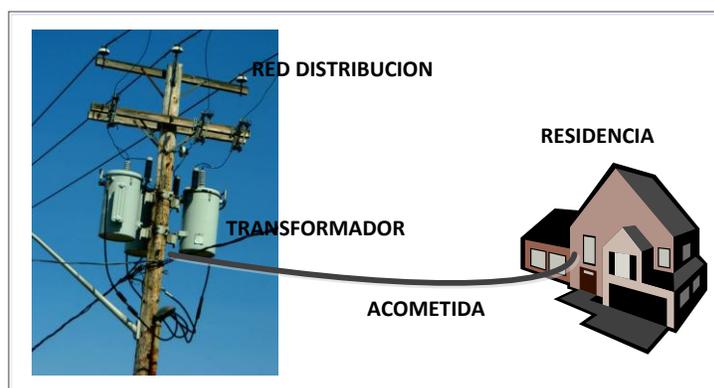


Figura 1.1:1. Red de Distribución
Fuente: Autor

Un sistema de distribución normal consta de: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, que transforman la energía a una tensión más baja, adecuada para la distribución local, alimentadores, los cuales alimentan un área bien definida; estaciones de transformación de distribución, montada en postes o cámaras subterráneas, para de esta manera transformar la energía a la tensión de los usuarios finales.

Luego se tiene las redes de distribución de baja tensión que transportan la energía a lo largo de las calles y por acometidas desde las redes de baja tensión a los medidores de cada beneficiario. [2]

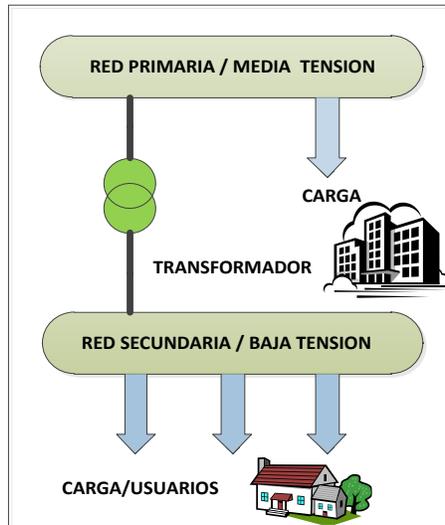


Figura 2.1:2. Sistema de Distribución
Fuente: Autor

1.1.2 Componentes de un sistema de distribución.

En todo sistema de distribución suelen encontrarse los siguientes elementos: alimentadores, transformadores, líneas y cables, capacitores o condensadores y equipos de protección.

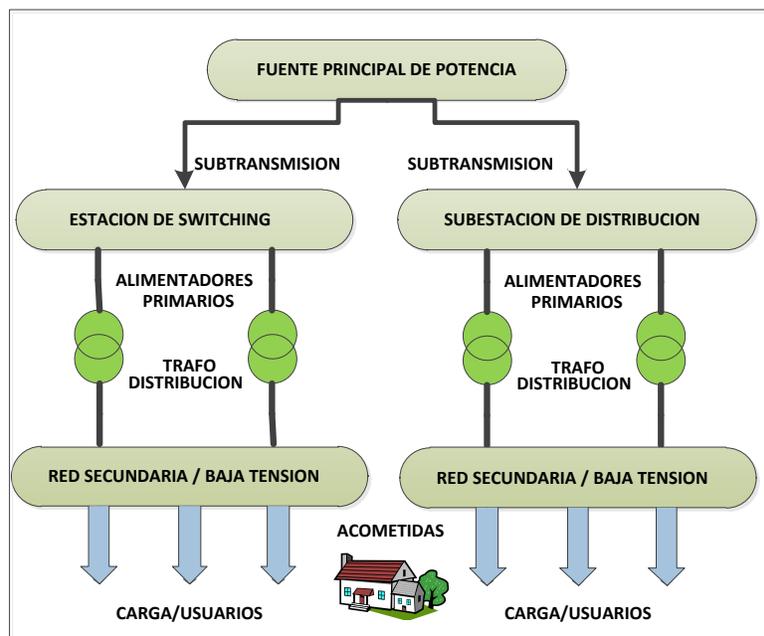


Figura 3.1:3 Componentes de un sistema de distribución
Fuente: Autor

1.1.3 Pérdidas por cargas lineales y no lineales.

La carga no lineal es cuando la corriente de carga no es proporcional al voltaje instantáneo, y muchas de estas veces la corriente de carga no es continua y su valor de onda no es sinusoidal y aun cuando la fuente de voltaje sea una onda sinusoidal perfecta, este tipo de cargas distorsionan esta onda de voltaje transformándola en una no sinusoidal. . Estas corrientes armónicas causan excesivo calentamiento en el núcleo de hierro magnético de los transformadores, transformando estas en pérdidas en el núcleo.

Las cargas lineales es cuando la corriente de carga es proporcional al voltaje instantáneo, y la corriente de carga es continua y su onda sinusoidal no se ve afectada por las ondas de corriente.

<i>CARGAS LINEALES</i>	<i>CARGAS NO LINEALES</i>
La corriente de carga es completamente proporcional al voltaje.	La corriente de carga no es completamente proporcional al voltaje.
Si el voltaje de alimentacion es sinusoidal la corriente tambien es sinusoidal	Aun con voltaje de alimentacion sinusoidal la corriente puede no ser sinusoidal
Las ondas de voltaje no se ven afectadas por las ondas de corriente.	Las ondas de voltaje se distorsionan debido a las ondas de corriente.

Tabla 1.1:1 Diferencias eléctricas entre cargas lineales y no lineales.
Fuente: Autor

1.1.3.1 Efecto de la carga no lineal sobre las pérdidas por corrientes de Eddy.

Las pérdidas por corrientes de Eddy es la unión de pérdidas que se producen en los conductores debido al flujo magnético y en otros partes como el núcleo, tanque, partes estructurales etc.

Estas pérdidas dependen del cuadro de la dimensión de los estratos de conductores perpendiculares al flujo de campo de distorsión. Para los extremos de los bobinados el flujo de campo se curva y la mayor parte de la capa rectangular es perpendicular al vector componente al flujo de campo de dispersión. Si se iguala la altura del bobinado primario y secundario se reduce las pérdidas por corriente de Eddy en los extremos de los bobinados; sin embargo, la magnitud de tales perdidas es todavía mayor que las pérdidas en la región media del bobinado debido a la curvatura del flujo de campo.

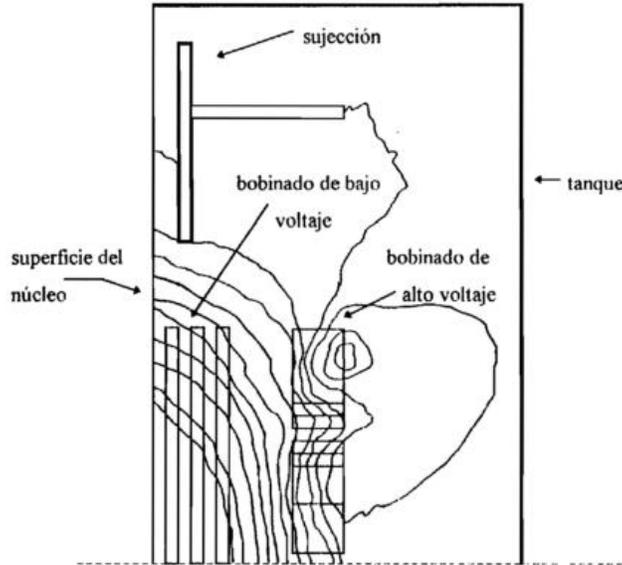


Figura 4.1:4 Campo electromagnético producido por una corriente de carga.

Fuente: J. C. H. Heredia, "Determinación de la potencia de cargas no lineales," p. 318, 1997.

La relación que permite evaluar las pérdidas por corrientes de Eddy (P_{EC}) en los bobinados bajo corrientes sinusoidales es:

$$1 + \frac{P_{EC1}}{W_{\Omega 1}} = \varphi(\xi) + A \cdot \Psi(\xi)$$

Dónde:

$$\varphi(\xi) = \xi \frac{\sinh(2\xi) + \sin(2\xi)}{\cosh(2\xi) - \cos(2\xi)}$$

$$\Psi(\xi) = 2\xi \frac{\sinh(\xi) - \sin(\xi)}{\cosh(\xi) + \cos(\xi)}$$

Y para:

$$A = \frac{m^2 - 1}{3}$$

$$\xi = a \sqrt{\left(\frac{\pi \cdot f \cdot N_0}{\rho}\right) \left(\frac{h_T}{h}\right)}$$

P_{EC1} = Pérdidas por corrientes de Eddy bajo corriente sinusoidal (60Hz).

$W_{\Omega 1}$ = Pérdidas óhmicas a la componente fundamental.

a = Dimensión radial de cada estrato.

m = Numero de estratos.

f = Frecuencia de alimentación.

N_0 = 1.256×10^6 henrios/metro.

ρ = Resistividad del conductor.

h_T = Es la altura neta de los conductores en dirección del flujo de dispersión.

h_t = Es la altura total del bobinado en dirección del flujo de dispersión.

1.1.3.2 Efecto de la carga no lineal sobre las pérdidas de dispersión.

Estas pérdidas se dan debido al flujo de dispersión que concatena el núcleo, soportes, tanque y otras partes estructurales.

Los armónicos en la corriente de la carga crean distorsión en las ondas de voltaje, cuando más significativo sea este efecto mayor es la probabilidad de saturación del núcleo por lo que las pérdidas se aumentan y se eleva la corriente de excitación y los niveles de sonido en el interior del transformador.

Las pérdidas de dispersión son proporcionales a una potencia ligeramente menor a 2, y elevan la temperatura de las partes estructurales.

1.1.3.3. Influencia de la carga no lineal sobre las pérdidas por Histéresis (P_h).

Este fenómeno se produce en materiales ferromagnéticos en el cual un ciclo de imanación ascendente y descendente, no coinciden, dejando encerradas entre ellas una cierta superficie.

Esta superficie señala la diferencia entre la potencia absorbida durante la fase de acumulación de energía durante la fase de acumulación de energía y la restitución de la misma, tal diferencia se traduce en pérdida pura que se evidencia en calor en el interior del material sometido a un proceso de inducción magnético alterno.

Donde A_h representa la superficie de la histéresis, las pérdidas específicas, por unidad de volumen, y ciclo de imanación expresadas:

$$J_h = k_1 \cdot A_h \left(\frac{J}{m^3 \cdot ciclo} \right)$$

Donde k_1 es un coeficiente de proporcionalidad.

El número de ciclos por segundo es la f , entonces la potencia de pérdida resultara ser:

$$P_h = k_1 \cdot A_h \cdot f \left(\frac{W}{m^3} \right)$$

1.1.4 Pérdidas por magnetoestricción.

Son pérdidas debidas a la radiación sonora a causa de los cambios en las dimensiones físicas en el núcleo de acero, originadas por la variación de la densidad de flujo en el núcleo. Las laminaciones de acero del núcleo sufren elongaciones contracciones al variar el

flujo que pasa por ellas. Esta magnetoestricción es no lineal e independiente de la dirección del flujo. Por tanto, el ruido se emite en múltiples pares de la frecuencia de excitación, es decir, 120, 240,360 Hz, etc. Para un sistema de potencia de 60 Hz. Las componentes armónicas decrecen en magnitud, al subir el modo de vibración. Sin embargo, un transformador sobrecargado o de resonancia en el núcleo puede producir una tercera frecuencia anormalmente alta o frecuencias armónicas de orden más elevado.[3]

1.1.5 Pérdidas No técnicas

Generalmente, las pérdidas no técnicas en un sistema de distribución ocurren en la red de bajo voltaje, cuyas fuentes principalmente son los medidores inexactos, diferencias en la parte comercial de la distribuidora, incluyendo aquí la mala lectura de los medidores la mala digitación de las buenas lecturas de los mismos o hasta los medidores que no son leídos debido a las largas distancias a las que se encuentran estos.[4]

Otros de los motivos es el hurto de la energía debido a instalaciones clandestinas conectadas en la acometida antes de llegar al equipo de medición.



Figura 5.1:5 Pérdidas No Técnicas
Fuente: Autor

1.2 Proceso de transformación de energía en Redes de Distribución

1.2.1 Conexiones frecuentes de los devanados

- **Conexión estrella**

Este tipo de conexión tiene un punto común en sus extremos de los devanados que poseen la misma polaridad, existiendo dos formas básicas según se unan, (U, V, W) o bien (U', V', W').[5]

- **Conexión triángulo**

En la conexión en triángulo se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito. Según sea el orden de sucesión se obtienen dos configuraciones.[5]

- **Conexión zig-zag**

La conexión zig-zag en la práctica solo se emplea en el lado de menor tensión. Consiste en subdividir en dos partes iguales los devanados secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un determinado orden cíclico.[5]

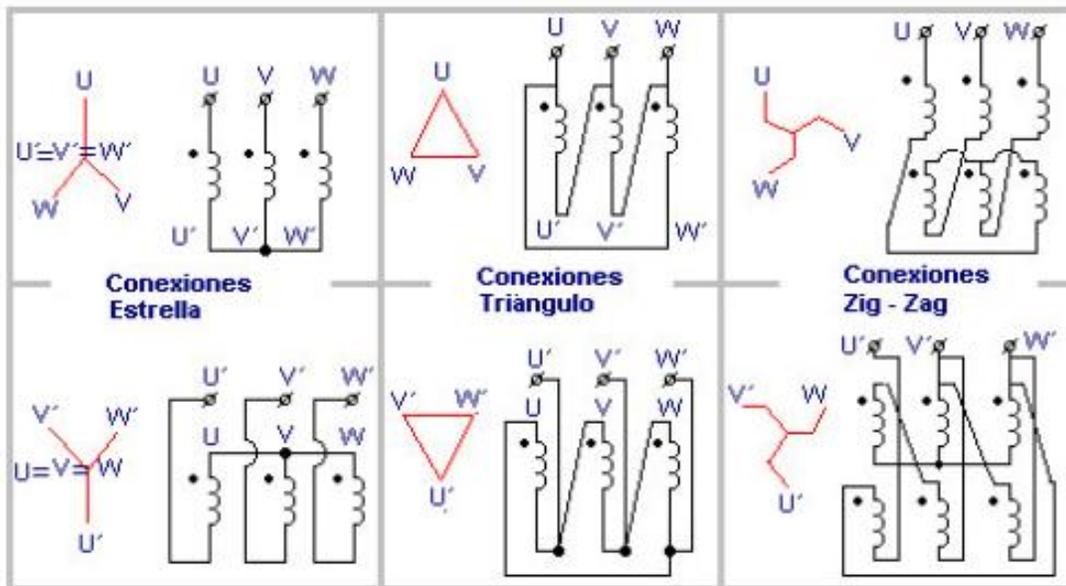


Figura 6.2:1 Grupos de Conexión

Fuente: T. De Potencia, “Análisis comparativo de los grupos de conexión más importantes,” pp. 1–18.

1.2.2 Rendimiento del Transformador

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas con valores típicos de eficiencia superior a 0,96. Su valor está dado por la relación entre la potencia de salida y la de entrada.[6]

Es la relación entre la potencia útil cedida por el secundario y la potencia absorbida por el primario de la red y se las puede medir de la siguiente manera:

Medida directa: Medimos directamente toda la potencia suministrada, colocando un vatímetro en el secundario y otro en el primario respectivamente, siendo el cociente entre ambas lecturas:

$$\eta = \frac{W1}{W2} \cdot 100$$

W1= Potencia activa cedida a la carga.

W2= Potencia activa absorbida de la red.

Medida indirecta: Consiste en medir las pérdidas del transformador. Añadiendo estas pérdidas a la potencia suministrada por el secundario, se obtiene la potencia absorbida:

$$\eta = \frac{Pu}{Pu + Pp} \cdot 100$$

Pu= Potencia activa cedida a la carga.

Pp= Potencia perdida en el transformador.

Este método es el más aplicado por que ofrece mayor precisión.

TIPO DE ALIMENTACIÓN	CAPACIDAD kVA	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO		
		Hasta 95 (clase 15 kV)	Hasta 150 (clase 18 y 25 kV)	Hasta 200 (clase 34,5 kV)
M O N O F A S I C O	10	98,61%	98,49%	98,28%
	15	98,75%	98,63%	98,43%
	25	98,90%	98,79%	98,63%
	37,5	98,99%	98,90%	98,75%
	50	99,08%	98,99%	98,86%
	75	99,21%	99,12%	99,00%
	100	99,26%	99,16%	99,06%
	167	99,30%	99,21%	99,13%
T R I F A S I C O	15	98,32%	98,18%	98,03%
	30	98,62%	98,50%	98,35%
	45	98,72%	98,60%	98,48%
	75	98,86%	98,75%	98,64%
	112,5	98,95%	98,85%	98,76%
	150	99,03%	98,94%	98,86%
	225	99,06%	98,96%	98,87%
	300	99,11%	99,02%	98,92%
500	99,20%	99,11%	99,03%	

Tabla 2.2:1 Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución.
Fuente: MINISTERIO DE INDUSTRIAS Y PRODUCTIVIDAD, “Página 1 de 9,” pp. 1-9, 2013.

1.2.3 Impedancia del transformador $Z\%$

También denominada impedancia de dispersión voltaje se le calcula con la siguiente formula:

$$\%Z = \sqrt{(\%R)^2 + (\%X)^2}$$

Para los transformadores de distribución la parte resistiva de la impedancia es muy significativa para lo cual siempre se debe especificar la temperatura a la cual se ha calculado el porcentaje de impedancia, por lo general se calcula para 75°C o 85°C para transformadores con elevación de temperatura de 75°C o 85°C respectivamente.

1.2.4 Regulación de Voltaje $\delta V\%$

En un transformador no ideal el voltaje nominal del secundario con carga V_s es menor que V_1/a , debido a la caída de voltaje en la impedancia interna. La regulación de voltaje es la relación entre la diferencia de voltaje del secundario en vacío y el voltaje a plena carga con respecto al voltaje a plena carga o nominal. La regulación de voltaje depende del factor de potencia de la carga conectada.[7]

$$\delta V\% = 100 \frac{V \text{ en vacio} - V \text{ nominal}}{V \text{ nominal}}$$

$$\delta V\% = 100 \frac{V_2 - V_s}{V_s} = 100 \frac{\frac{V_1}{a} - V_s}{V_s}$$

$$\text{Voltaje en vacio} = \frac{V_1}{a} = V_s + I_s(\text{Req}2 + j\text{Xeq}2)$$

$$\delta V\% = 100 \frac{I_s \text{Zeq}2}{V_s}$$

I_s = Corriente en el secundario.

V_s = Voltaje en el secundario.

$\text{Zeq}2$ = Impedancia interna en el transformador.

1.2.5 Capacidad o potencia de un transformador

Es la capacidad de transformar una determinada potencia aparente o total sin sobrepasar sus límites de temperatura, regulación de voltaje y eficiencia. Ya que los voltajes para los que

están diseñados son fijos y la elevación de temperatura depende casi solamente de la pérdidas en el cobre, o sea de la corriente, se mide como potencia aparente total, en VA o KVA.[7]

$$P_x = V_s \cdot I_s$$

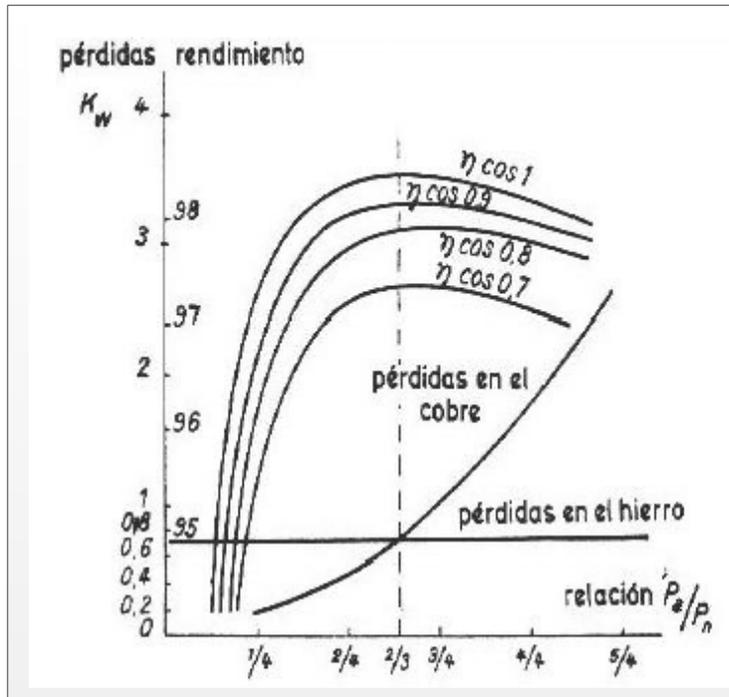


Figura 7.2:2 Curvas de pérdidas de rendimiento típicas contra la relación entre potencia aparentemente y nominal de un transformador.

Fuente: T. Aparato and T. Son, "Cuarta parte," pp. 53–68.

1.2.6 Capacidad de Sobrecarga

Cuando un transformador soporta el aumento de corrientes por sobre su capacidad nominal, las cuales son la principal causa de pérdidas en el cobre y elevación de la temperatura. En los transformadores de distribución existen tablas que se indican la capacidad de carga de cada transformador dependiendo de la potencia. La capacidad de sobrecarga depende de la temperatura que el transformador haya sufrido previamente.

1.3 Transformadores de Distribución

Introducción.- Debemos recordar que tiempo atrás la conducción de la electricidad fue un gran inconveniente, debido a los voltajes que se pretendían trasladar y de las distancias que se pretendía trasladar y de las distancias que requería realizar este proceso.

La necesidad de buscar alternativas para ese transporte de electricidad dio paso a lo que hoy conocemos como transformadores.

El transformador es un componente fundamental en los sistemas eléctricos de potencia y además es una de las máquinas que conceptualmente ha cambiado en menor medida de su invención y no se proveen grandes cambios en su concepto en el futuro. Por lo tanto cualquier aporte realizado para mejorar y optimizar los procesos actuales de construcción y operación constituyen una contribución para los sistemas eléctricos actuales y del futuro.[8]

El transformador de distribuciones un equipo fundamental dentro de cualquier Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE).[9]

Este es un dispositivo eléctrico estático, que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, con una tensión e intensidad determinada, en energía eléctrica con tensión e intensidad distintas o iguales, mediante el principio de inducción electromagnética, sin cambio de frecuencia, además está compuesto por circuitos eléctricos aislados entre sí que son eslabones por un circuito magnético común.[10]

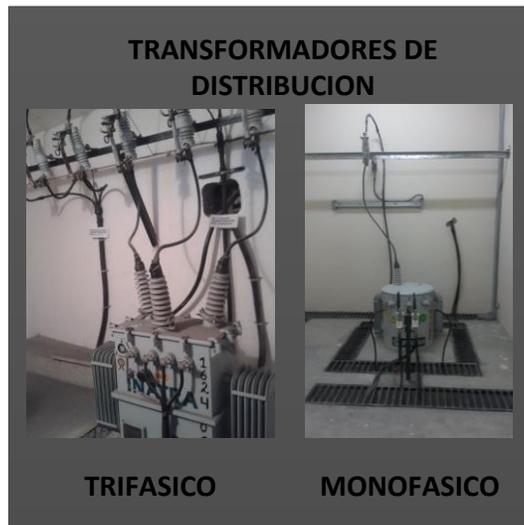


Figura 8.3:1 Transformadores de Distribución
Fuente: Autor

1.3.1 Constitución de un transformador

La constitución de un transformador está dada por un par de circuitos eléctricos acoplados mediante un circuito magnético basándose en la ley de Inducción de Faraday.

1.3.1.1 Núcleo o Circuito Magnético

- **Núcleo Monofásico**

Es el encargado de transmitir el flujo magnético producido por arrollamientos del transformador, su fabricación se la debe realizar con materiales magnéticos blandos, con la baja reluctancia, para reducir al mínimo las pérdidas que se pueden derivar de su magnetización. [11]

Para la fabricación estará considerada conseguir la mayor eficiencia en la magnetización, por ende se deberán combatir las pérdidas que se puedan producir por corrientes parasitas en su interior (corrientes de Foucault o Eddy).

Para evitar este tipo de pérdidas se deberá elegir de la mejor manera el material con el que se va a realizar la construcción de dicho núcleo y de su fabricación que de esto dependerá el buen funcionamiento del transformador.

El hierro será el material magnético empleado como núcleo, al que se le realizara una serie de tratamientos como puede ser la eliminación de impurezas o la adición de materiales que mejoraran sus propiedades magnéticas a las vez que se reducirán las perdidas.[11]

El núcleo es la unión de dos columnas por medio de yugos ubicados en la parte superior e inferior y en cada columna se coloca los devanados primarios y secundarios respectivamente.

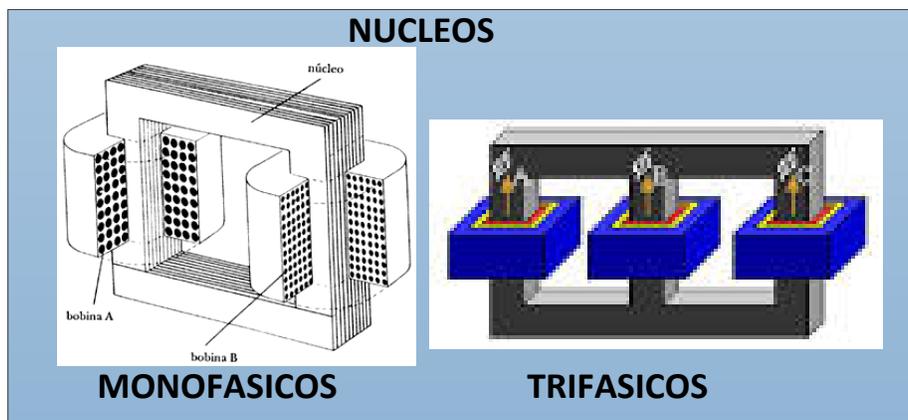


Figura 9.3:2 Tipos de núcleos para transformadores
Fuente: Autor

- **Núcleo Trifásico**

Es la unión de tres columnas por medio de yugos ubicados en la parte superior e inferior y sobre cada columna se colocan los devanados primarios y secundarios de una fase. El campo magnético de cada fase es diferente entre sí, debido a que el campo magnético de las columnas externas es más largo que el correspondiente a la columna del medio.

1.3.1.2 Bobinas o Devanados

Los bobinados tienen la función de conducir la corriente eléctrica por el interior del transformador, serán construidos siempre de cobre con alta conductividad, el cobre siempre será el material empleado ya que además de ser el material con la conductividad más alta de los metales comerciales presenta unas muy buenas propiedades mecánicas.[11]

Todos los cables o conductores que se usen para los bobinados y equipo relacionado con los mismos, serán de cobre electrolítico de alta calidad.[12]

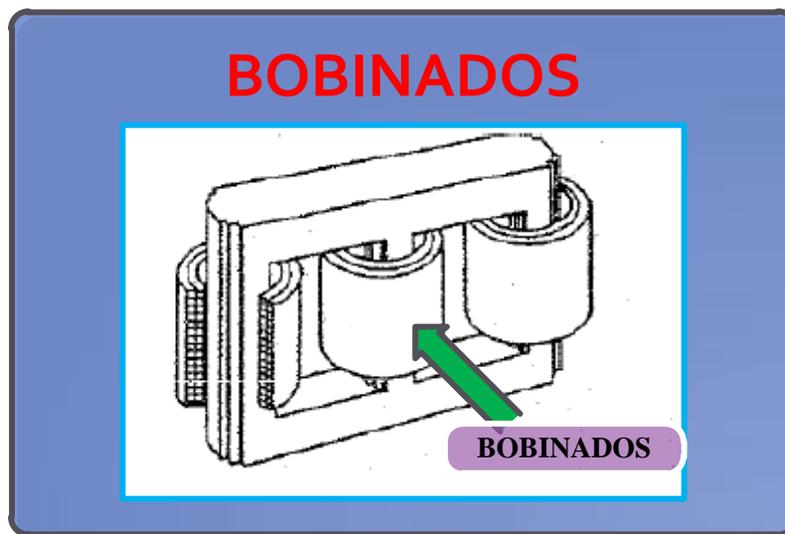


Figura 10.3:3 Bobinado para transformadores
Fuente: Autor

El bobinado es parte elemental en el transformador este puede ser devanado primario por donde ingresa la energía y un bobinado secundario por donde se suministra la energía, estos bobinados tienen un aislamiento entre sí y con el núcleo y uno de estos materiales son: fibra, papel barnizado, algodón impregnado, cinta impregnada, etc.

Estos pueden ser:

Cilíndricos: Estos se utilizan en núcleo del tipo apilado o escalonado.

Planos: Estos utilizados en núcleos de tipo acorazados.

Los bobinados primario y secundario, rara vez se apartan en dos grupos de espiras, encimándolas una de otra, generalmente se partan en dos partes o más envueltas una encima de otra, con el embobinado de bajo voltaje en la parte interna.

Con los siguientes objetivos:

- Facilita el aislar la bobina de alto voltaje del núcleo.
- Menos filtración de flujo.
- Mayor refrigeración.

1.3.1.2.1 Materiales aislantes para el bobinado

Es algo muy importante para la parte de los bobinados y para utilizarlo entre las capas los materiales más utilizados son:

- Papel prestan
- Papel nomex
- Fibra de vidrio
- Micanita
- Cinta impregnada
- Algodón impregnado, etc.

Este tipo de materiales son utilizados para transformadores con bobinados en el aire y para los que son sumergidos en aceite, debemos evitar el uso de caucho en los transformadores en aceite, ya que estos tienen efectos nocivos también sobre la micatina y aun sobre los barnices.

Las piezas separadas entre bobinados, secciones, o entre estas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares. Si usamos madera no será como aislamiento sino solamente como un separador.

1.3.1.2.2 Procesos de confección de las bobinas

1. Calculo de la bobina.
2. Diagrama de la bobina.
3. Construcción de la formaleta.

4. Montaje de la formaleta en la maquina bobinadora.
5. Adquisición en bodega de los materiales (aislamiento y cobre).
6. Montaje de aislamiento BT (baja tensión) contra el hierro.
7. Confección del arrollamiento de BT
8. Montaje de aislamiento AT contra BT.
9. Confección del arrollamiento de AT.
10. Montaje de aislamiento de protección a la AT.
11. Retirar la formaleta con el bobinado de la máquina.
12. Retirar la formaleta de la bobina.
13. Bobina lista para montar en el núcleo.

1.3.1.3 Sistemas de Aislamiento

Los más utilizados son líquidos, gaseosos y sólidos, en los cuales el aceite es el más utilizado, pero también utilizamos gases, aire y nitrógenos.

El aislamiento que separa el devanado de alta tensión del devanado de baja tensión, soporta la tensión más elevada. Según la construcción, pueden utilizarse el aislamiento de capas o el aislamiento de bobinas entre las distintas secciones de los devanados.

1.3.1.3.1 Envejecimiento del Aislamiento y pérdida de vida del transformador.

El envejecimiento del aislamiento es función, de la temperatura y del tiempo expuesto a esta. En el transformador la distribución de temperatura no es uniforme, debido a esto el deterioro será donde el punto de temperatura sea mayor.

Según la teoría del régimen de reacción de Arrhenius el logaritmo de la vida del aislamiento es una función recíproca de la temperatura absoluta, como se expresa en la ecuación siguiente:

$$\log_{10}(h) = A + \frac{B}{T}$$

T = Temperatura absoluta en Kelvin.

A, B = Constantes determinadas por pruebas.

H = Horas de vida del aislamiento.

Esta ecuación nos indica la vida probable del aislamiento a temperaturas moderadas.

1.3.1.4 Partes Auxiliares

- Tanque, cuba o recipiente
- Boquillas terminales (Buchings)
- Medios refrigerantes o áreas de disipación.
- Conmutadores
- Indicadores.

1.3.2 Principio de funcionamiento

Este se basa en los fenómenos físicos de la Inducción Electromagnética produciendo una f.e.m por variación de flujo en un circuito estático o por corte de flujo en un circuito en movimiento.

1.3.3 Tipos de transformadores

- **Transformador de distribución tipo pedestal.-** Este transformador está integrado con un gabinete de accesorios adecuados para conectarse en sistemas de distribución subterránea, este sirve para instalaciones en intemperie y en pedestal.[13]
- **Transformador de distribución tipo auto protegido.-** Este tipo de transformador incorpora componentes de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y fallas internas en el transformador, posee fusibles de alta tensión y disyuntores de baja tensión.
- **Transformador de distribución tipo poste.-** Este tipo de transformador por su configuración externa sirve para instalarse en poste o algo similar.[13]
- **Transformador de distribución tipo padmounted.-** Este tipo de transformadores tienen partes vivas en compartimientos totalmente adecuados con seguridad y son diseñados y dispuestos para ser instalados en lugares subterráneos y exteriores montados en una base de concreto
- **Transformador de distribución tipo subestación.-** Este transformador por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para ser instalado en un plataforma, cimentación o estructura similar y su acceso está limitado por una área restrictiva.[13]

- **Transformador de distribución tipo sumergible.**-Este transformador esta adecuado para ser instalado en un pozo o bóveda y que puede estar expuesto a sufrir inundaciones.[13]

1.3.4 Clasificación

Se clasifican por su tipo de alimentación eléctrica, capacidad nominal y clase de aislamiento:

1.3.4.1 Tipo de alimentación Eléctrica

- Monofásico
- Trifásico

1.3.4.2 Por su capacidad Nominal

- De 10 a 167 KVA para monofásicos
- DE 15 a 500 KVA para trifásicos

1.3.4.3 Por su nivel básico de aislamiento.

- Hasta 95 KV (Clase 15KV).
- Hasta 150KV (Clase 18 y 25 KV).
- Hasta 200 KV (Clase 34,5KV).

1.4 Evaluación de pérdidas en sistemas de distribución

1.4.1 Tipo de pérdidas.

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de las empresas eléctricas, se tornan un problema muchas veces grave cuando estas rebasan ciertos límites lógicos.

Y se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas.

1.4.1.1 Pérdidas Técnicas

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones de manejo y la

conducción de energía.

En un sistema eléctrico se pueden clasificar en: pérdidas en vacío y pérdidas de carga.

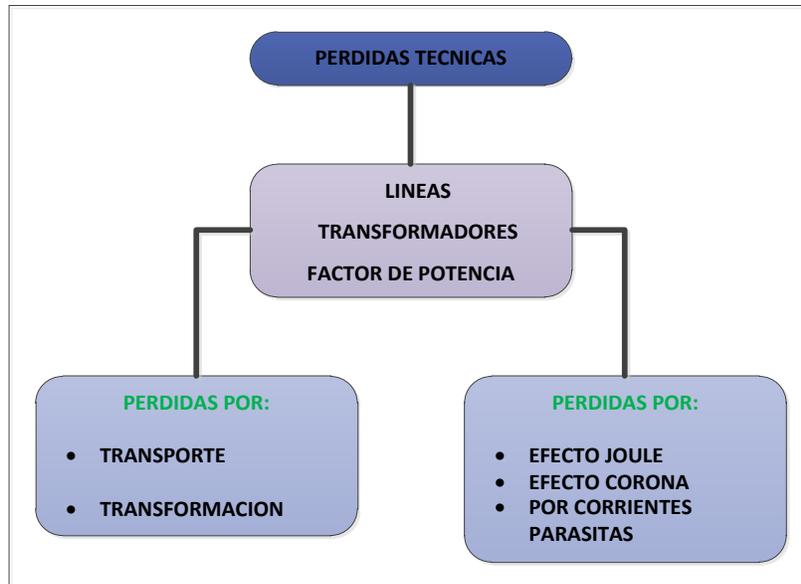


Figura 11.4:1 Pérdidas Técnicas
Fuente: Autor

1.4.1.1.1 Pérdidas en Vacío

Estas dependen de la variación de tensión más no de la demanda y se presentan normalmente en los transformadores y las maquinas eléctricas. Estas pérdidas se deben a las corrientes de Foucault y las corrientes de histéresis producidas por las corrientes de excitación; también se incluyen en este tipo de pérdidas las que se deben al efecto corona, las mismas que se dan a niveles de voltajes más elevados. [14]

Como en los sistemas eléctricos se tienen fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas de vacío en función de la tensión y está dada por:

$$P^j_{\emptyset} = P^i_{\emptyset} \left(\frac{V^j}{V^i} \right)^2 \quad [\text{W}] \quad [14]$$

Dónde:

P^j_{\emptyset} : Pérdidas en vacío a un valor de tensión V^i

V^j : Valor de tensión a la cual se debe conocer las perdidas

1.4.1.1.1.1 Por histéresis

Todos los materiales ferromagnéticos tienden a retener algún grado de magnetización

después de la exposición a un campo magnético externo. Esta tendencia a quedarse magnetizada se la llama histéresis y desarrolla una cierta inversión de la energía para superar esta oposición y cambiar cíclicamente el campo magnético producido por los cambios de polaridad en el devanado primario.[15]

Están relacionadas directamente con la memoria del material magnético con que está construido el núcleo del transformador, debido a cambios de ciclo en la dirección de flujo magnético en el acero, son la tendencia que tiene el material de conservar su imanación o a oponerse a una variación de esta imanación.

Con este fenómeno la fuerza electromotriz sufre una variación debido al sometimiento del material a campos magnéticos cíclicos.[16]

$$P_{histerisis} = n * B^{1.6} * f * 10^{-6}[16]$$

n = Coeficiente de Steinmentz del material

B = Densidad de flujo máximo

f = Frecuencia del campo magnético al que esta sometido al material ferromagnético.

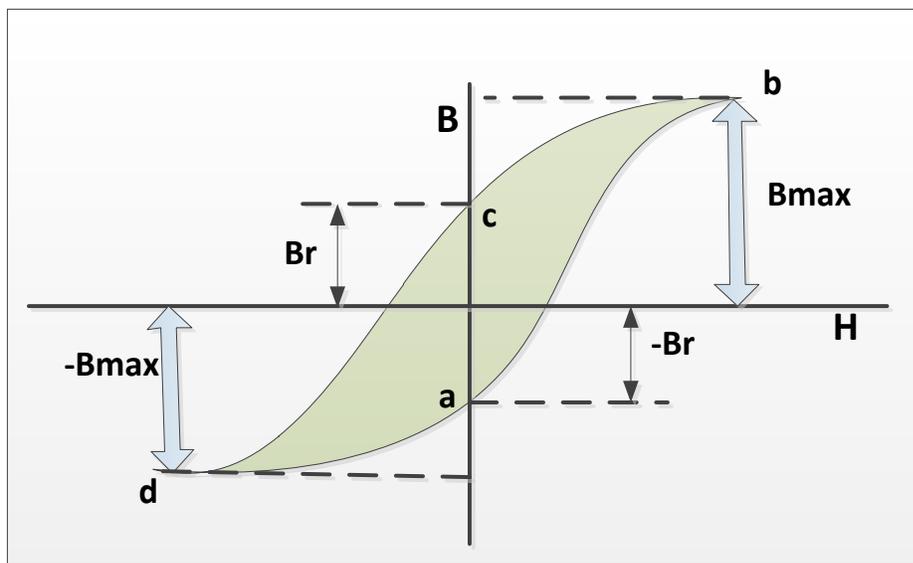


Figura 12.4:2 Pérdidas Técnicas en Vacío
Fuente: Autor

1.4.1.1.2 Por corrientes Parasitas o por Corrientes de Eddy

Las pérdidas por corrientes parasitas o perdidas en el núcleo son producto de las pequeñas

corrientes circulantes en el núcleo ferromagnético del transformador.[16]

$$P_{parasitas} = 2.2 * f^2 * e^2 * B * 10^{-11}[16]$$

e = Espesor de las láminas del material.

B = Densidad de flujo máximo.

f = Frecuencia del campo magnético al que está sometido al material ferromagnético.

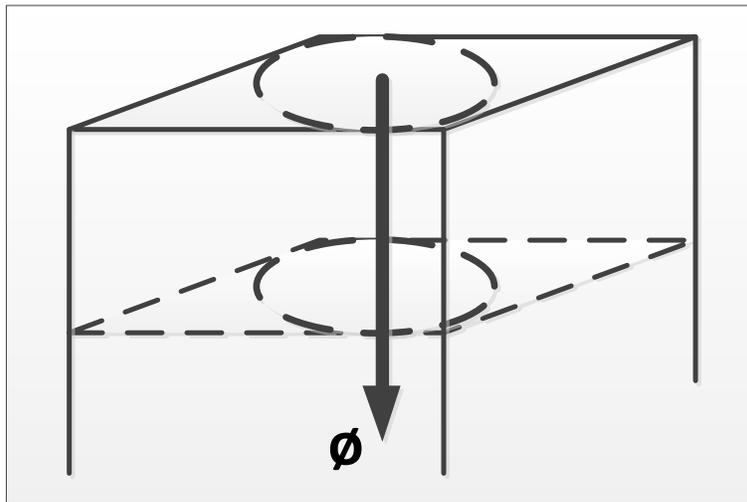


Figura 13.4:3 Campos electromagnéticos
Fuente: Autor

1.4.1.1.3 Pérdidas por corriente de Foucault

Se crean en las chapas del núcleo, por la variación alterna del flujo, originando calor que debe evacuarse para que el núcleo no alcance temperatura elevada para reducir este efecto se emplean chapas con pequeño espesor y aisladas entre sí.

Otra parte importante es blindar las caras internas del tanque para reducir las pérdidas por corrientes de Foucault en las mismas.[17]

Estas pérdidas se calculan con la siguiente ecuación:

$$P_f = K_e * f^2 * B^2 max$$

Dónde:

K_e = Constante de proporcionalidad que depende del volumen del núcleo, el espesor de las laminaciones y la resistividad del acero.

B_{max} = Densidad de flujo máximo eficaz.

f = Frecuencia del campo magnético al que esta sometido al material ferromagnético.

P_f = Pérdidas por corrientes de Foucault (w)

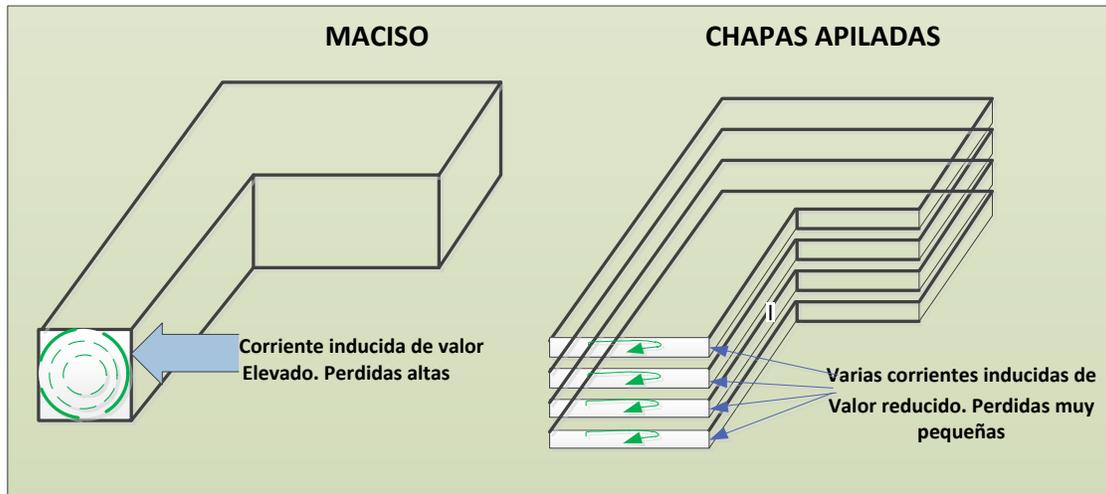


Figura 14.4:4 Corrientes de Foucault
Fuente: Autor

1.4.1.1.4 Pérdidas adicionales en vacío.

Estas son:

- Pérdidas en las chapas debidas a los cambios de estructuras durante el trabajo mecánico.
- Pérdidas en las uniones y pasadores debidas a la desigualdad de distribución de flujo magnético.
- Pérdidas en los componentes constructivos.
- Pérdidas en los aislamientos internos.

Para los transformadores construidos con acero laminado en caliente las pérdidas adicionales en vacío se elevan significativamente cuando la densidad de flujo en el núcleo excede de $1,5 \text{ wb/m}^2$. Para las densidades usuales de flujo en el núcleo, es decir $1,45 - 1,47 \text{ wb/m}^2$, las pérdidas adicionales alcanzan del 15 al 20% de las pérdidas principales.[3]

Tipo de alimentación	Capacidad KVA	Clase de aislamiento					
		Hasta 15 KV		Hasta 25 KV		Hasta 34,5 KV	
		En vacío	Totales	En vacío	Totales	En vacío	Totales
Monofásicos	5	30	107	38	112	63	118
	10	47	178	57	188	83	199
	15	62	244	75	259	115	275
	20	86	368	100	394	145	419
	37.5	114	513	130	552	185	590
	50	138	633	160	684	210	736
	75	186	834	215	911	270	988
	100	235	1061	265	1163	320	1266
167	365	1687	415	1857	425	2028	
Trifásicos	15	88	314	110	330	135	345
	30	137	534	165	565	210	597
	45	180	755	215	802	265	848
	75	255	1142	305	1220	365	1297
	112,5	350	1597	405	1713	450	1829
	150	450	1976	500	2130	525	2284
	225	750	2844	820	3080	900	3310
	300	910	3644	1000	3951	1100	4260
	500	1330	5561	1475	6073	1540	6586

Tabla 3.4:1 Pérdidas sin carga de los transformadores de distribución.
Fuente: V. Hugo and Y. Salazar, “Escuela politecnica nacional,” 2010

1.4.1.1.2 Pérdidas en Carga

Pérdidas asociadas con la variación de la demanda. Este tipo de pérdidas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto joule); cada componente del sistema tiene asociado una resistencia a sus características técnicas y tipo de material componente de la misma, que al combinarse con la corriente producen estas pérdidas. En forma general la relación entre las pérdidas de potencia, la corriente y la resistencia se expresa por:

$$P_L = I^2 * r \quad [\text{W}] \quad [14]$$

Dónde:

P_L : Pérdidas de potencia [W].

I : Corriente, que depende de la carga o demanda [A].

r : Resistencia del conductor [Ω].

La ley de Joule anuncia que: “El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente” [18]

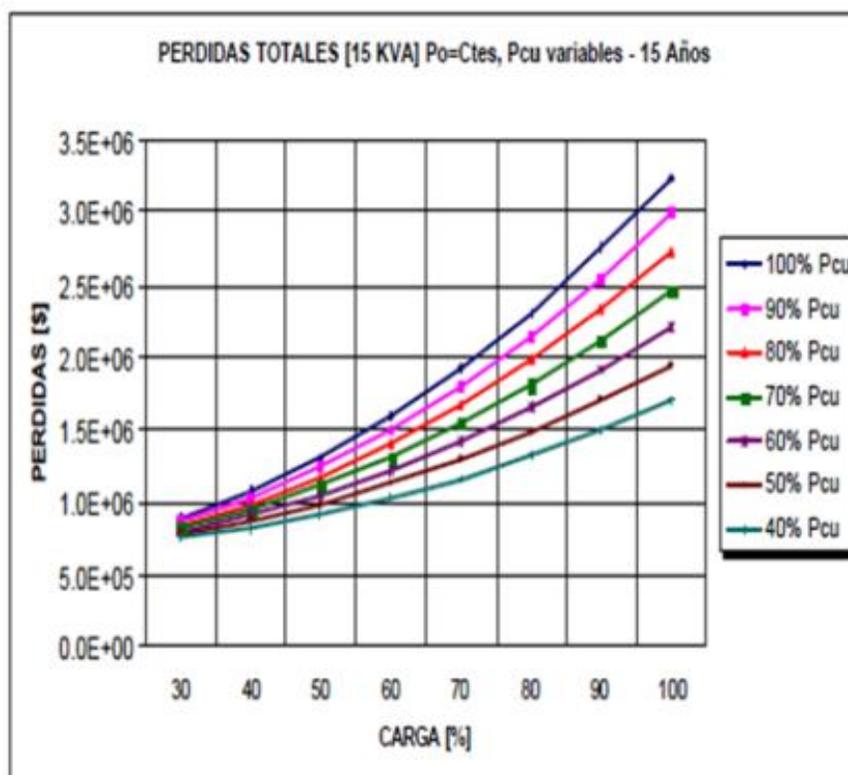


Figura 15.4:5 Reducción de pérdidas en el cobre ante variaciones de carga.

Fuente: L. Zambrano and M. Byron, “PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL, SECTOR CDLA. BOLIVARIANA,” 2012.

1.4.1.1.2.1 Pérdidas en el conductor

Las pérdidas producidas en el conductor o más conocidas como las de cobre debido a su material de construcción, claro que también hay de otros tipos de material como el aluminio, estas se dan debido al efecto Joule, las cuales se obtienen realizando pruebas de cortocircuito.

Para lo cual podemos calcular la resistencia con la siguiente formula:

$$R = p_{Cu} \frac{L}{A} \text{ ohms}$$

Donde:

R = resistencia del conductor

L = longitud

A = area

p_{Cu} = permeabilidad del cobre

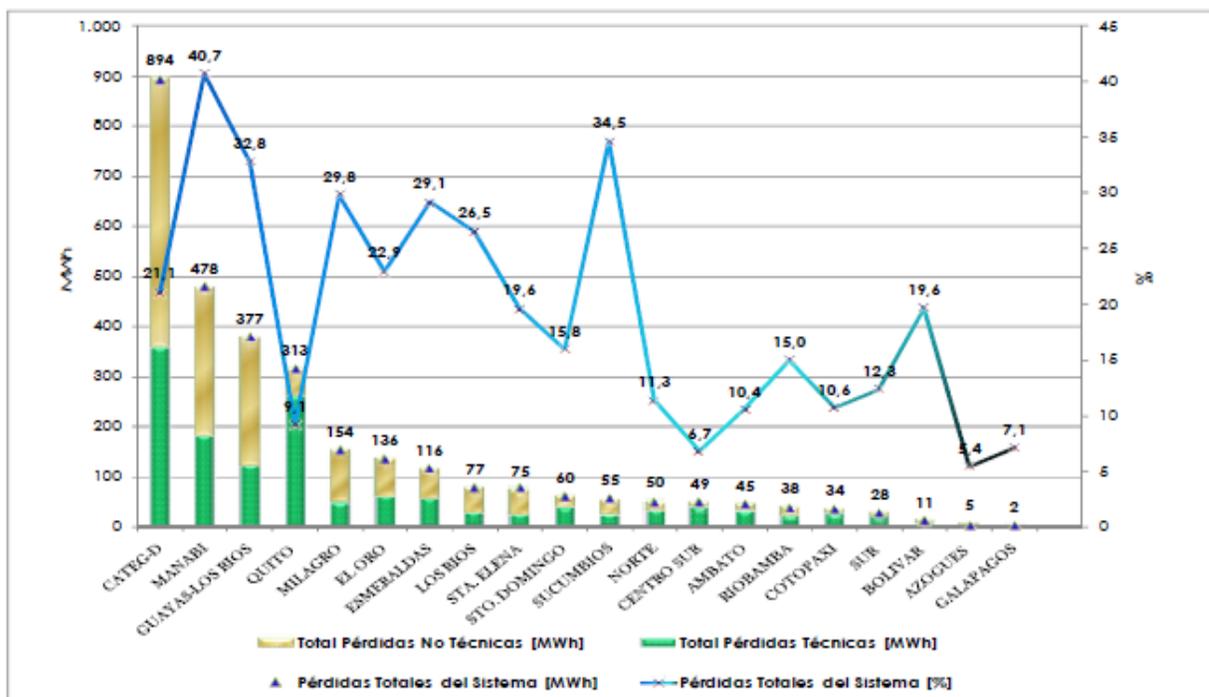


Figura 16.4:6 Pérdidas técnicas y no técnicas a nivel nacional.

Fuente P. I. D. E. Estabilizaci, M. Del, and S. El, “conelec”.

TIPO DE ALIMENTACIÓN	Capacidad kVA	Nivel básico de aislamiento al impulso kV		
		Hasta 95 (Totales)	Hasta 150 (Totales)	Hasta 200 (Totales)
M O N O F A S I C O	10	113	123	140
	15	152	167	191
	25	222	245	278
	37,5	306	334	380
	50	371	408	461
	75	478	533	606
	100	596	678	759
	167	942	1064	1173
T R I F A S I C O	15	205	222	241
	30	336	365	403
	45	467	511	556
	75	692	759	827
	112,5	955	1047	1130
	150	1175	1286	1384
	225	1708	1892	2057
	300	2155	2375	2620
	500	3226	3592	3918

Tabla 4.4:2 Pérdidas totales máximas permitidas referidas a un factor de carga del 80%(W).
Fuente: MINISTERIO DE INDUSTRIAS Y PRODUCTIVIDAD, “Página 1 de 9,” pp. 1–9, 2013

1.4.1.1.3 Pérdidas en transformadores de distribución (capacidad ociosa).

Las pérdidas de potencia en un transformador de distribución se expresa como:

$$P = \Delta P_0 + \Delta P_c K^2$$

Dónde:

K = Coeficiente de carga

ΔP_0 = Pérdidas de vacío.

ΔP_c = Pérdidas en cortocircuito.

Utilizando un software como el matlab realizamos la gráfica utilizando la expresión se puede realizar un gráfico con diferentes valores de pérdidas en función de los coeficientes de carga para cada uno de los transformadores utilizados para el ejemplo:

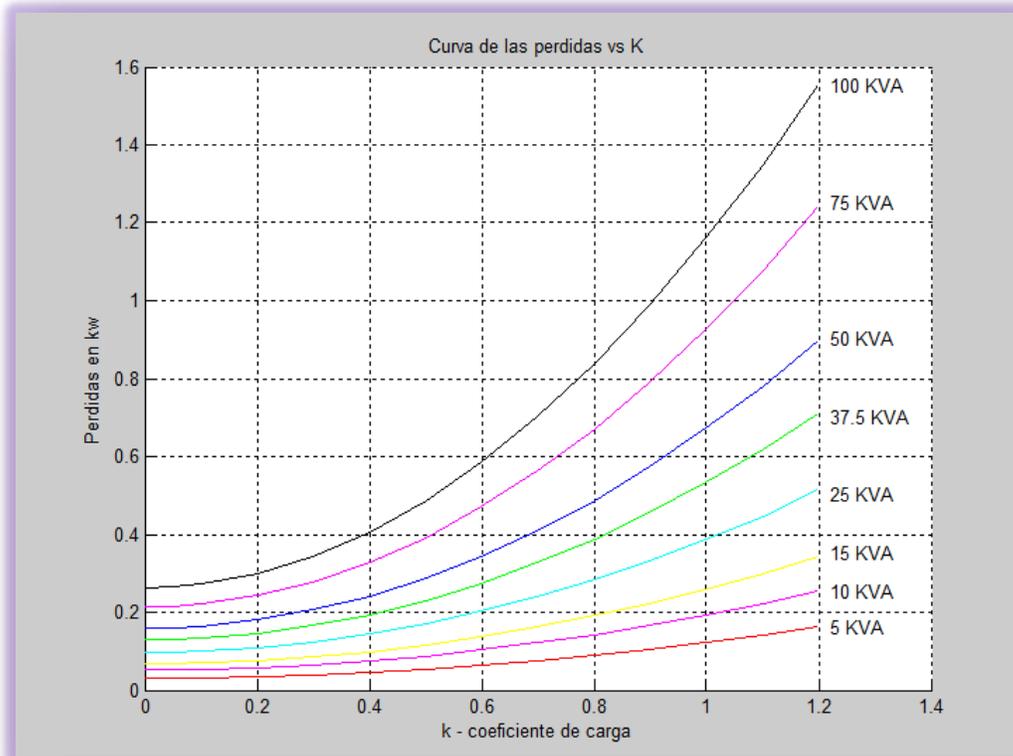


Figura 17.4:7 Dependencia de las pérdidas en función de K para transformadores de distribución.
Fuente: Autor

De esta forma el coeficiente de carga límite, por debajo del cual se puede sustituir un transformador de mayor capacidad por uno de menor potencia nominal, se podrá hallar a partir de igualar ambas expresiones de pérdidas de potencia, de donde:

$$K_L = \sqrt{\frac{\Delta P_0 - \Delta P_{01} + \Delta P_c K^2}{\Delta P_{c1}}}$$

ΔP_0 = Pérdidas de vacío para el transformador de mayor capacidad.

ΔP_{01} = Pérdidas de vacío para el transformador de menor capacidad.

ΔP_c = Pérdidas de cortocircuito para el transformador de mayor capacidad.

ΔP_{c1} = Pérdidas de cortocircuito para el transformador de menor capacidad.

K = Coeficiente de carga del transformador de mayor capacidad.

K_L = Coeficiente de carga límite, del transformador menor.

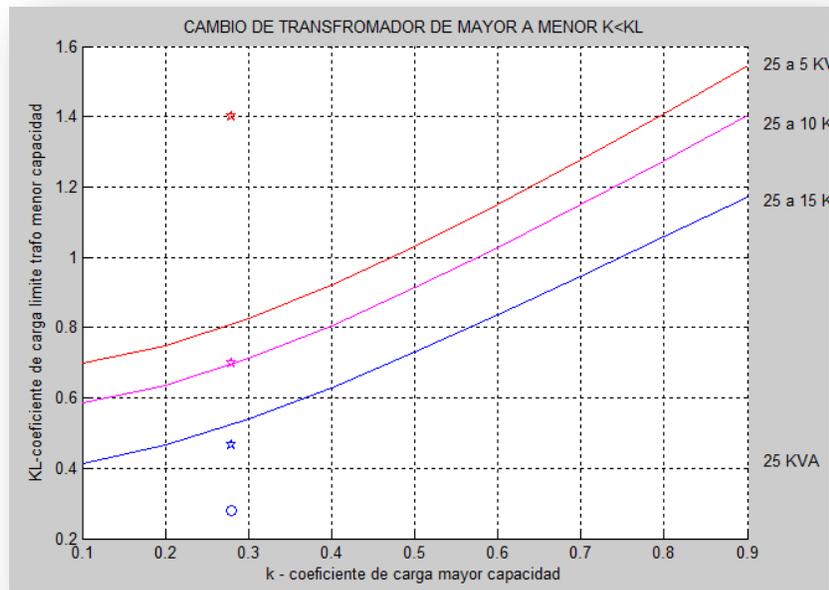


Figura 18.4:8 Cambio de transformador de mayor a menor $K < KL$.
Fuente: Autor

Capacidad Ociosa

Se constituye en un elemento central para evaluar el comportamiento de los transformadores en relación con la demanda. Se entiende también que es aquella capacidad instalada en un transformador que no se utiliza o que se subutiliza. Todo transformador para poder operar requiere que sus instalaciones estén conforme a su capacidad para que estas instalaciones sean aprovechadas a un 100%, algo que no siempre sucede ya sea por falta de planeación o por situaciones ajenas al control del transformador. La capacidad instalada no utilizada es lo que se conoce como capacidad ociosa.

Se divide en dos componentes:

- La capacidad ociosa anticipada, que se conoce y define en el momento en que se fija el nivel de actividad al que se prevé operar, determina que porción de los factores fijos estructurales no será utilizada o transferida a los costos. [19]
- La capacidad ociosa operativa que surge como diferencia entre el nivel de actividad real alcanzado y el fijado ex ante como objetivo y que originara un desaprovechamiento adicional de costos fijos, tanto estructurales como operativos.[19]

CAPITULO II

TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN EN TRANFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Estado actual de los métodos de optimización

2.1.1 Introducción

A lo largo de los años, en todo el mundo, los estudios de confiabilidad han estado enfocados a las áreas de generación y transmisión en los sistemas de potencia; Ecuador no ha sido la excepción, pero a partir de la aparición del Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M) y la posible venta de las empresas distribuidoras, se empieza a regular la calidad de servicio eléctrico y se establece la Regulación CONELEC -004/01, la cual establece como se debe calcular los índices para evaluar la calidad del servicio técnico e indica los valores que se debe cumplir.[20]

2.1.2 Optimización en los Sistemas Eléctricos

Todo lo que vaya relacionado al sistema eléctrico está basado en la optimización de recursos, tiempo o de inversión.

Optimización va muy de la mano de lo económico, por este motivo es necesario ver los conceptos.

- Es un instrumento fundamental en la economía. Es empleado para modelar la asignación de recursos escasos entre fines alternativos, y resolver problemas de distribución económica desarrollados en la teoría del consumidor, teoría de la producción, economía del bienestar, equilibrio general etc. [21]
- Es saber utilizar de la mejor manera todos los recursos existentes en el medio en pos de un objetivo específico.

2.1.3 Modelos de Optimización.

Se los puede dividir en diferentes tipos de modelos dependiendo de las características y necesidad a ser utilizados:

2.1.3.1 Clasificación de los modelos

Se dividen por algunas características:

2.1.3.1.1 Según la naturaleza de los datos:

- **Modelos Deterministas.-** Aquí podemos reconocer con exactitud los datos que van a intervenir en el modelo a realizar.
- **Modelos Estocásticos.-** Se puede decir que se utilizan datos que dependen de fenómenos aleatorios.

2.1.3.1.2 Según la variable de tiempo:

- **Modelos Estáticos.-** La variable tiempo no se toma en consideración, se tienen:
 - Programación Clásica
 - Programación No Lineal
 - Programación Lineal
 - Juegos diferenciales, etc.
- **Modelos Dinámicos.-** Cuando se considera la variable tiempo de forma explícita en el modelo, se tienen :
 - Optimización o programación dinámica.
 - El principio del máximo
 - Juegos diferenciales, etc.

2.1.3.1.3 Según los objetivos del problema:

- Modelos de un único objetivo
- Modelos Multiobjetivos.

2.1.3.1.4 Según existan restricciones:

- Modelos libres
- Modelos con restricciones.

2.1.3.1.5 Según linealidad:

- **Modelos lineales.-** Todas las funciones que intervienen son lineales.
- **Modelos no lineales.-** Cuando al menos unas de las funciones que intervienen no es lineal.

2.1.3.1.6 Según tipo de variables:

- **Modelos Continuos.-** Todas las variables son continuas
- **Modelos Discretos.-** Al menos una de las variables únicamente pueden tomar valores enteros.

2.1.4 Metodología de las Técnicas de Optimización

La metodología se sustenta en los siguientes supuestos:

- Alternativa en las decisiones
- Posibilidades de crear una base de datos
- Posibilidades mínimas de poder aplicar resultados.

Pasos para lo obtención de los objetivos:

- Identificar el problema
- Formulación general
- Modelo a emplear
- Generar una solución
- Evaluación de la solución
- Implantación
- Desarrollo.

2.1.5 Métodos Heurísticos

Establecen condiciones que deben de cumplirse a la hora de calcular la solución óptima mediante el algoritmo matemático, una muestra de la heurística empleada es la siguiente:

- Establecer los límites para las actuaciones que se realicen con el fin de mantener un margen de seguridad.
- Definir los límites de las tensiones en los nudos de la red.
- Fijar una potencia reactiva limite en los nudos de generación.
- Priorizar la resolución de unas anomalías del sistema frente a otras.
- Limitar el uso de algunas variables de control en determinados periodos de tiempo.
- Establecer el número máximo de actuaciones simultaneas que se pueden realizar a fin de ser practico para el operador del sistema.

- Preferencia el uso de una variable de control determinada frente a otras que estén disponibles en determinadas regiones o situaciones de la red.

Actualmente la unión de los métodos numéricos con los heurísticos ha dado lugar a los métodos llamados “híbridos” mostrando unos buenos resultados en el momento de la optimización.

Entre los métodos heurísticos se tiene los de naturaleza determinista como es el denominado búsqueda tabú, y los de naturaleza probabilística, denominación asociada con el hecho de que la optimización depende de eventos aleatorios[22]:

Para lo cual se dividen en dos grupos:

1. Son aquellas que utilizan un único punto de partida como es el reconocido como simulado.
2. Estas emplean una población dentro de los que se encuentran: programación evolutiva, algoritmos genéticos, estrategias evolutivas, programación genética y el optimizador por enjambre de partículas.

2.1.6 Métodos Multicriteriales

Es un método el cual se evalúa basándose y teniendo en cuenta datos de fabricantes, los criterios de los expertos, los datos históricos de funcionamiento y los costos de las reparaciones parciales o capitales, etc.

El problema de seleccionar el mejor proyecto o, mejor aún, de obtener una ordenación del mejor al peor de ellos, basada en un conjunto de criterios (cuantitativos o no), es la cuestión central que resuelven los métodos multicriteriales (Barba y Pomerol, 1997). Todos los métodos multicriteriales parten del siguiente modelo de trabajo único:[23]

Criterios		C1.....Cj.....Cn
Proyectos	P1	<div style="text-align: center;"> e_{ij} </div>
	⋮	
	Pi	
	⋮	
	Pm	
Pesos		W1.....Wj.....Wn

Matriz de decision

Figura 19.1:1 Modelo de trabajo multicriterial
Fuente: Autor

Dónde:

e_{ij} : Evaluación (cuantitativa del criterio j con relación al proyecto).

W_j : Peso (importancia) del criterio j.

Lo critico de este método es seleccionar el proyecto que mayor satisfaga las preferencias del decisor. Podemos decir que ningún método es al 100% eficiente no nos dan una solución óptima.

Todos los métodos multicriteriales exigen que las evaluaciones e_{ij} sean comparables en magnitud, unidad de medida, posición del cero, etc., por lo que está implícita el todo método la normalización de las evaluaciones.

Los métodos más utilizados son los de optimización de productos indeterminados, el de empleo de la optimización en la solución de problemas de perfeccionamiento de las redes eléctricas y el método de la media aritmética.

2.1.6.1 Ventajas y desventajas de los métodos de optimización multicriterial.

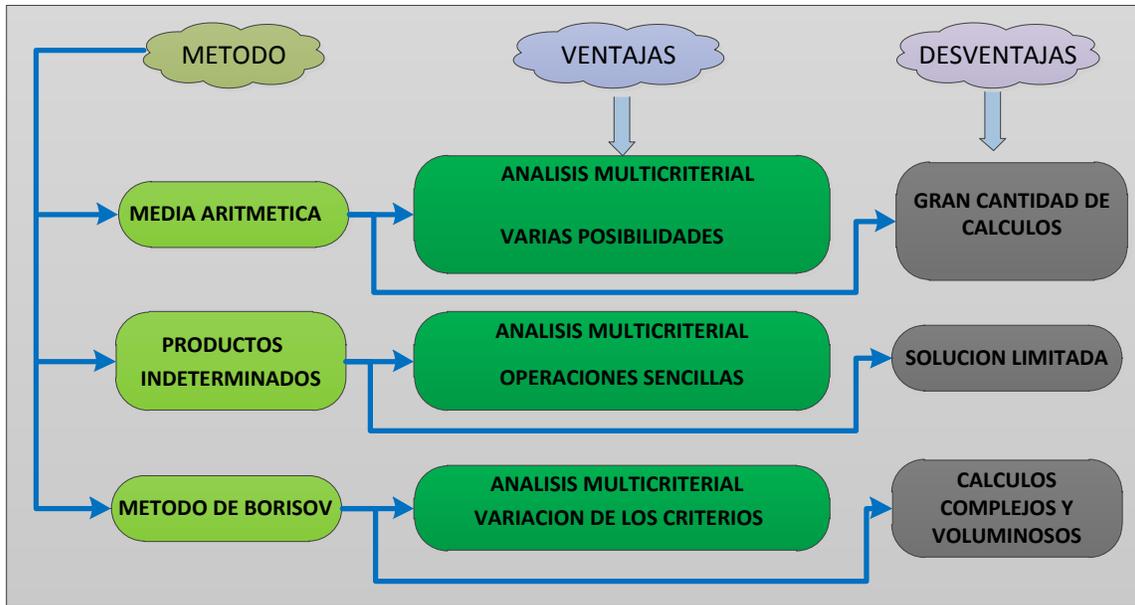


Figura 20.1:2 Ventajas y desventajas de optimización multicriterial.
Fuente: Autor

2.2 Técnicas modernas de optimización.

2.2.1 Técnicas de Optimización: Con el fin de optimizar el control de tensiones y de potencia se han inventado técnicas, métodos y algoritmos que faciliten la optimización de dichos sistemas en diferentes campos.

Se pretende que estas herramientas den fiabilidad, robustez y facilidad de forma que se adapten a cualquier tipo de red o sistema.

Algunos algoritmos matemáticos se basadas en técnicas numéricas que con el pasar del tiempo se siguen mejorando.

Las limitaciones que presentan los sistemas eléctricos se las toma como restricciones para poder resolver su optimización.

En la mayoría de las restricciones se le incluye métodos numéricos en forma de ecuaciones matemáticas, y las reglas empleadas se conocen como métodos heurísticos.[24]

Algunas técnicas utilizadas:

- Método de Newton.
- Método del gradiente.

- Optimización con restricciones lineales.
- Programación cuadrática.
- Programación Lineal.

2.2.2 Planteamiento del modelo

El planteamiento general de un problema de programación matemática:

* Optimizar $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$

$$\begin{aligned} \text{Sujeta a} \quad & g_1(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_1 \\ & g_2(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_2 \\ & \dots\dots\dots \\ & g_m(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_m \end{aligned}$$

* Forma abreviada: Opt. $f(\mathbf{x})$

$$\text{s. a. } g(\mathbf{x}) \leq \mathbf{b}$$

$$\begin{aligned} \text{Dónde: } f : \mathbb{R}^n &\longrightarrow \mathbb{R}, \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n, \\ g : \mathbb{R}^n &\longrightarrow \mathbb{R}^m, \quad \mathbf{b} \in \mathbb{R}^m \end{aligned}$$

f : Función objetivo. Es la función definida de un dominio de \mathbb{R}^n sobre \mathbb{R}

Representa una descripción matemática y cuantificada del objetivo que se pretende alcanzar.

\mathbf{x} : Vector de variables instrumentales o variables de decisión

De los valores posibles de las variables, se elige aquel o aquellos que proporcionen el valor óptimo de la función f .

Conjunto de Oportunidades (S): Llamado conjunto factible, es el conjunto de puntos $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ que cumplen todas y cada una de las restricciones y al mismo tiempo pertenecen al dominio de f .

$$X = \{ \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n / \mathbf{x} \in S, g(\mathbf{x}) \leq \mathbf{b} \}$$

Cada vector de X se llama solución factible

Luego, el problema de programación matemática consiste en elegir aquel o aquellos valores de las variables instrumentales pertenecientes al conjunto S , es decir $x \in S$, que proporcionen el mayor o menor valor de la función objetivo (f).

Representación, en general: $\text{Max } f(\mathbf{x})$
s. a. $g(\mathbf{x}) \leq \mathbf{b}$

En forma análoga se establece el planteamiento de los problemas de minimización, ya que:

$$\text{Mín } f(\mathbf{x}) = - \text{Max } [- f(\mathbf{x})]$$

2.2.3 Programación Estática

2.2.3.1 Clasificación de la Optimización Estática

Las clasificamos de acuerdo al tipo de funciones que interviene y según las condiciones sobre las variables:

2.2.3.1.1 Programación Clásica

Todos aquellos problemas en los que independientemente de cual sea la función objetivo, las restricciones son todas igualdades y las variables pueden tomar cualquier valor real.

Planteamiento: $\text{Max } f(X_1, X_2, \dots, X_n)$

s. a. $h_1(X_1, X_2, \dots, X_n) = b_1$
 $h_2(X_1, X_2, \dots, X_n) = b_2$
.....
 $h_m(X_1, X_2, \dots, X_n) = b_m$

- La función y las restricciones pueden ser de cualquier tipo
- Si tanto la función como las restricciones fueran todas lineales, se tiene un problema de programación lineal.
- Se debe cumplir $m < n$, ósea número de restricciones < número de variables

- Si $m \geq n$, el conjunto de oportunidades (S) podría estar formado por un único punto o ser el conjunto vacío y el problema de optimización carecería de significado.

- Si $m = 0$, es el caso de programación clásica sin restricciones, cuyo planteamiento es:

$$\text{Max } f(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

2.2.3.1.2 Programación No lineal

Es el caso más general de la programación matemática. La función puede ser de cualquier tipo y las restricciones pueden ser tanto igualdades como desigualdades.

Planteamiento:
$$\text{Max } f(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

$$\begin{aligned} \text{s.a. } & g_1(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_1 \\ & g_2(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_2 \\ & \dots\dots\dots \\ & g_m(X_1, X_2, \dots, X_n) \leq b_m \end{aligned}$$

En este tipo de problemas, además se puede añadir restricciones sobre el signo de las variables.

2.2.3.1.3 Programación Lineal

Aquellos modelos en que tanto la función objetivo como las restricciones son lineales, y las restricciones pueden ser igualdades o desigualdades.

Planteamiento:
$$\text{Max } Z(\mathbf{x}) = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n$$

$$\begin{aligned} \text{s.a. } & a_{11} X_1 + a_{12} X_2 + \dots + a_{1n} X_n \leq b_1 \\ & a_{21} X_1 + a_{22} X_2 + \dots + a_{2n} X_n \leq b_2 \\ & \dots\dots\dots \\ & a_{m1} X_1 + a_{m2} X_2 + \dots + a_{mn} X_n \leq b_m \end{aligned}$$

$$X_1, X_2, \dots, X_n \geq 0$$

Forma matricial: $\text{Max } Z = \mathbf{c}^t \mathbf{x}$

s. a. $A \mathbf{x} \leq \mathbf{b}$

$\mathbf{x} \geq 0$

Siendo $\mathbf{c}, \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$; $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$; $A \in M_{m \times n}$

2.3 Valoración de los estados ideales de cargabilidad y conectividad.

La vida de un transformador está vinculada con la cargabilidad de este transformador, partiendo de que la vida útil de un transformador se puede asimilar a la vida de su aislamiento sólido.

Un transformador que funciona a regímenes de carga muy elevadas verá reducida la vida útil de su aislamiento a un ritmo mucho más alto que un transformador que trabaja en regímenes de carga inferiores, por lo tanto resultara fundamental analizar qué aspectos influyen sobre la cargabilidad de un transformador y como se pueden buscar condiciones que permitan optimizar la utilización de este a partir de parámetros que intervienen en su cargabilidad.[11]

Parámetros importantes que influyen en la cargabilidad de un transformador:

- Nivel de potencia y tamaño del transformador.
- Tipo de aislamiento celulósico del transformador.
- Tipo de refrigeración.
- Condiciones ambientales.
- Otros aspectos relacionados con el estado del transformador.

2.3.1 Niveles de Carga y sobrecarga de los Transformadores de Distribución.

Los niveles de carga que tiene un Transformador de Distribución, es de gran importancia en las Empresas Eléctricas Distribuidoras, ya que debido a la carga que tenga se puede afirmar si tiene carga inferior a la capacidad nominal o si esta sobrecargado.[25]

Definiciones Básicas

Capacidad Nominal

Esta medida se basa en los datos de origen de fábrica de la capacidad de los transformadores en KVA.

Ciclo Real de Carga

Es la variación de la carga en un determinado tiempo.

Demanda

Es la exigencia que da un sistema durante un intervalo de tiempo previamente establecido.

Demanda Pico

Es la exigencia de la demanda máxima durante un ciclo de carga.

Precarga

Se define como los valores por debajo de 90% de la demanda pico sobre el transformador.

Sobrecarga

Es el valor máximo de la demanda que supera al valor nominal.

Porcentaje de Pérdida de Vida Útil.

Es cuando la pérdida de características del aislamiento sufre un bajón dieléctrico que sufre el transformador, debido a la humedad, contenido de oxígeno y de altas temperaturas.

Relación de Pérdidas

Es la relación entre las pérdidas resistivas y las pérdidas en el núcleo.

Constante de Tiempo del Líquido Refrigerante.

Es el periodo necesitado por el líquido refrigerante para cambiar desde su valor inicial de temperatura hasta su valor final, si la velocidad inicial de cambio se mantiene hasta que alcance la temperatura final.

Administración de carga en Transformadores de Distribución

Esta tiene como objetivo supervisar y controlar la utilización de la capacidad de los transformadores existentes en una red de distribución, en base a los datos de facturación del consumo eléctrico de los clientes de las empresas distribuidoras.[26]

Basándose en la información proporcionada de la carga en dichos transformadores pretendemos realizar los cambios necesarios de transformadores que nos estén trabajando en condiciones óptimas y de esta forma:

- Optimizar el factor de utilización.
- Y evitar gastos en compras innecesarias para una posible extensión de una red logrando de esta manera optimizar recursos.

Requerimientos

Entre los principales requerimientos para el buen uso de la administración de carga en transformadores de distribución es:

- Los transformadores debe ser colocados o distribuidos según la carga que se la vaya a instalar.
- Las acometidas deben estar repartidas en una forma tal que no haya desfase en las líneas secundarias que alimenta el transformador evitando así tener sobrecarga solo en una de sus fases.
- La relación entre el consumo y la demanda máxima se la hace mediante modelos matemáticos que son utilizados para estimar la demanda máxima de cada sector alimentado por un determinado transformador.
- Se dispondrá de una base de datos de clientes en un determinado tiempo con la información básica para poder realizar los estudios pertinentes.
 - Designación de un número que identifique al medidor.
 - Nombre del cliente
 - Dirección
 - Consumo en KWH.
 - Número del transformador del cual se está abasteciendo.
 - Fases de la red que alimentan el medidor.
 - Tipo de cliente
 - Periodo de consumo.

- Se dispondrá datos de Transformadores de distribución.
 - Designación de un número que identifique al transformador.
 - Serie
 - Marca
 - Potencia
 - Perdidas sin carga
 - Perdidas con carga
 - Numero de grupo.
 - Voltaje primario/Voltaje secundario
 - Tipo de refrigeración
 - Grupo de conexión
 - Numero de fases
 - Dirección.
 - Fecha de instalación.
 - Trabajo sobre el nivel del mar.
 - Tap actual.
 - Tap máximo.
 - Tap mínimo.
 - Motivo de fallas.

Operación de un programa de Administración de carga en Transformadores de Distribución.

La buena administración de carga se lo realiza de la siguiente forma:

- Se ingresa datos de facturación de los clientes a la base de datos.
- Se relaciona al cliente con el transformador basándose en los números asignados para el usuario y del transformador que le alimenta. (Base de datos de clientes y base de datos de transformadores.
- Por modelos matemáticos se estima la demanda máxima.
- Para la estimación del funcionamiento de los transformadores de distribución también realizamos mediante el desarrollo de modelos matemáticos basados en los límites económicos de cargabilidad y también basados en la pérdida del aislamiento del transformador.

Diagrama Funcional:

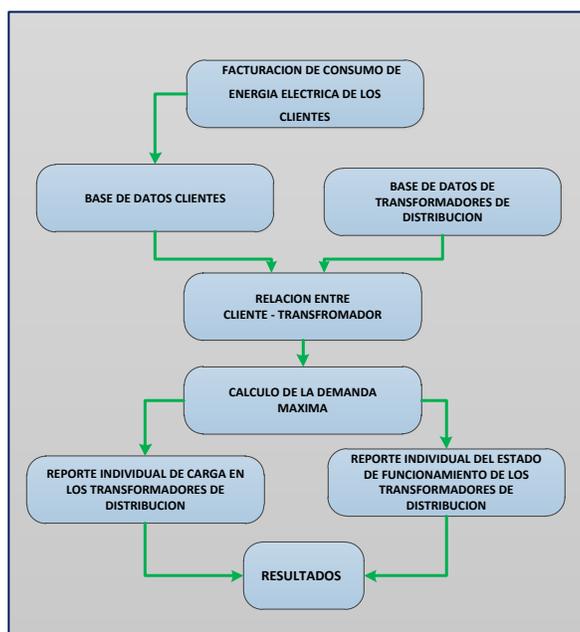


Figura 21.3.1 Diagrama funcional de la administración de carga.
Fuente: Autor

Resultados:

Con estos resultados el fin es dar información del funcionamiento de los Transformadores de Distribución, con esto logrando y controlando la correcta utilidad de los transformadores.

Los estados de funcionamiento pueden ser los siguientes:

- Estado normal
- Estado sobrecargado.
- Estado subcargado.

Y se logra obtener la siguiente información:

- Número de clientes por transformador.
- Consumo mensual por cliente (KWH).
- Demanda máxima de cada transformador.

Beneficios:

Se los puede relacionar directos e indirectos:

- Mayor utilidad de la capacidad instalada.
- Las cargas se las repartir de una mejor manera por alimentador.

- Se considerara una disminución en la adquisición de transformadores.
- Se dispondrá de una base de datos actualizada.

2.3.2 Análisis Comparativo de los grupos de conexiones más importantes.

2.3.2.1 Grupo de Conexión Estrella-Estrella

Los grupos de conexión más usuales de dicho grupo son Yy0 y Yy6.

Lo que concuerda al funcionamiento del transformador en vacío, conviene distinguir los dos casos de aparatos con circuito magnético de flujos libres (3 circuitos monofásicos o circuito acorazado) o con circuito magnético de flujos enlazados (circuito trifásico con las tres columnas).

En el caso de un grupo trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos, las corrientes en vacío de cada uno de ellos suelen ser distintas debido a diferencias de calidad de las chapas magnéticas, o debido a la fabricación; el grupo de conexión estrella del arrollamiento primario con neutro aislado impone que las corrientes en vacío de las tres fases se anulen en el punto neutro; dado que las tensiones de la red de alimentación son fijas, las tensiones de cada fase se establecerán de modo que se respete esta condición y de ello resultara un desplazamiento del neutro en el diagrama de las tensiones. En las mismas condiciones, los armónicos de tercer grado de la corriente magnetizante, en fase en las tres fases, no pueden circular y por lo tanto, existir: esto provoca una deformación de la tensión en cada fase correspondiente a una tensión armónica de tercer grado que causara también un desplazamiento del neutro.[5]

El grupo de conexión estrella-estrella de los arrollamientos para transformadores con circuitos magnéticos trifásicos con tres columnas y cuando la carga prevista entre fase y neutro no sobrepasa el 10% de la potencia nominal del transformador.[5]

2.3.2.2 Grupo de conexión Triangulo-Estrella o Estrella-Triangulo

Las conexiones más usuales de estos grupos son respectivamente Dy5, Dy11 y Yd5, Yd11. En vacío el equilibrio de las tensiones de fase se conserva bien gracias al arrollamiento triangulo bien sea primario o secundario; si es primario, la corriente magnetizante se establece en consecuencia en cada arrollamiento del triángulo, si es secundario una

corriente magnetizante circulara en el triángulo para mantener este equilibrio, teniendo en cuenta que la tensión de alimentación en los bornes de la estrella es trifásica equilibrada y que la suma de las tensiones en el triángulo debe ser nula.

Cuando funciona en carga equilibrada, los amperios vuelta del primario y secundario se anulan en las tres fases.

El grupo de conexión triángulo – estrella permite por lo tanto la distribución entre fase y neutro con la corriente nominal (33% de la potencia del transformador).[5]

2.3.2.3 Grupo de conexión Triangulo-Triangulo (Dd0 y Dd6)

Debido a los inconvenientes de este grupo de conexión, este tipo de conexión es muy poco utilizada.

Su ventaja que se ha explotado sobre todo en Estados Unidos, reside en la posibilidad, cuando se tiene un grupo de tres transformadores monofásicos, de potencia total P, de permitir su funcionamiento con potencia reducida 0,575P, con dos aparatos montados en V cuando el tercero esta fuera del servicio.[5]

2.3.2.4 Grupo de conexiones típicas:

- **Yyn 0.-** Sirve para transformadores de distribución, el neutro puede cargarse con el 10% o durante 1,5 horas máximo con el 25% de la intensidad nominal (conexión de bobinas de derivación a tierra).
- **YNyn0.-** Para transformadores grandes que sirven para acoplar redes con arrollamientos de compensación. En neutro se puede cargar continuamente con la intensidad nominal.
- **YNd5.-** Para transformadores de máquina y grandes centrales generadoras y transformadores. El neutro puede cargarse con la intensidad nominal.
- **Yzn5.-** Para transformadores de distribución hasta aproximadamente 250kVA para redes locales. El neutro puede cargarse con la intensidad nominal.
- **Dyn11.-** Para transformadores de distribución superior a 315kVA para redes locales e industriales. El neutro puede cargarse con la intensidad nominal.
- **Ii 0.-** Para transformadores monofásicos, previstos para abastecer instalaciones ferroviarias o para grupos trifásicos con muy altas tensiones y potencias.

2.4 Desarrollo de las técnicas de optimización para Transformadores de Distribución.

2.4.1 Optimización multiobjetivo para reubicación de Transformadores.

Esto se lo realiza debido a que es alto el porcentaje de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución que se generan en los transformadores para lo cual las empresas abastecedoras de energía buscan estrategias que permitan bajar estos índices de pérdidas y al mismo tiempo evitar sanciones por parte de las entidades reguladores.[27]

Entonces para lo cual se ha creado una herramienta para los problemas de este tipo, este tipo de problema es multiobjetivo cuando hay varios objetivos y estos se encuentran en conflicto, es decir, que una solución considerada de buena calidad para uno de los objetivos puede ser al mismo tiempo de mala calidad para otro objetivo. Por lo tanto el concepto de solución en la optimización multiobjetivo adquiere un nuevo sentido. En este caso las metodologías usadas no suministran una solución que es simultáneamente buena para todos los objetivos, ya que entregan un conjunto de soluciones óptimas.[27]

2.4.2 Criterios Técnicos de Optimización de Capacidades de Transformador de Distribución.

La capacidad nominal de un transformador de distribución se le establece, en función de la carga a servirse; sin embargo en los sistemas de distribución se pueden encontrar transformadores sobrecargados, subcargados o que estén funcionando con la carga optima, esto es debido a que la capacidad nominal se calcula para una demanda inicial y un porcentaje de crecimiento en el futuro.

- Un transformador se considera subcargado cuando la carga demandada es menor o igual al 50% de la potencia nominal del transformador.[28]
- Un transformador se considera funcionando a carga nominal cuando la carga demandada, siendo mayor al 50% de la capacidad nominal, es menor o igual a la potencia nominal del transformador.[28]

- Se considera un transformador sobrecargado cuando la carga demandada es mayor al 100% de la potencia nominal del transformador.[28]

Para lo cual se describe los siguientes criterios técnicos para determinar la capacidad optima del transformador de distribución.

2.4.3 Determinación de la Capacidad Nominal de un Transformador.

Para determinar la capacidad nominal debemos seguir los siguientes pasos.

- Estudio de carga.

2.4.3.1 Ver tipo de usuario de acuerdo al lugar de implantación y tipo de vivienda.

2.4.3.2 Ver la demanda máxima unitaria (DMU).

- Determinar la carga instalada con el usuario de mayor consumo y establecer una lista con los equipos y artefactos involucrados en dicha vivienda.
- Para cada carga individual establecemos un factor de frecuencia de uso (FFUn) que define la incidencia, en porcentaje de la carga correspondiente al usuario de mayor consumo de aquel consumidor que posee condiciones promedio y que se le tomara como el representativo del grupo.
 - El valor de la carga instalada por usuario referente se determina mediante la siguiente formula (CIR):

$$CIR = Pn * FFUn * 0,01$$

Dónde:

Pn = Potencial nominal de cada equipo o artefacto (W).

FFUn= Factor de frecuencia de uso.

- Determinamos el DMU en un intervalo de 15 minutos para ver el valor máximo de potencia del usuario representativo y lo determinamos mediante la siguiente formula:

$$DMU = CIR * FS_n * 0,01 (W).$$

2.4.4 Selección adecuada de la potencia de los transformadores

Se debe tratar de obtener tanto el régimen de trabajo económicamente útil, como la alimentación de reserva de los consumidores. Además la carga de los transformadores en condiciones nominales no debe (por calentamiento) conducir al acortamiento de su tiempo de vida útil. La capacidad del transformador debe garantizar la demanda indispensable de potencia durante el periodo posterior a la desconexión del transformador averiado, en dependencia de los requerimientos presentados por los consumidores.[29]

Además de esto se debe tener presente:

- Entre las opciones evaluar la aplicación de transformadores de alta eficiencia.
- Debe evaluarse las condiciones de calidad de la energía en el suministro y la probable distorsión armónica de la carga que se alimenta. Aspecto no incluido en este trabajo que se alivia con el incremento de la eficiencia y que puede incluirse cuando se desee.
- Una elevada tarifa de la energía puede favorecer la selección de un transformador que resulte subcargado si las mediciones incluyen las pérdidas de transformación.

2.4.5 Selección de la potencia de los transformadores teniendo en cuenta la Sobrecarga.

Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal. Esta capacidad de sobrecarga se determina en dependencia del gráfico de carga del transformador en cuestión.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de

las corrientes de falla cerca de la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada.

El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel mas importante en las grandes capacidades nominales de kilovatio-amperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados. [29]

2.4.6 Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas.

Una adecuada selección del transformador acorde a las características de la carga, reduce la cantidad de energía que no se aproveche en el proceso de transformación, adicionalmente una adecuada reubicación de los transformadores trae los siguientes beneficios:

- En redes con transformadores de tamaño excesivo, su reubicación minimiza las pérdidas de energía (ocasionadas por perdidas en el núcleo) y como beneficio adicional se tiene un uso adecuado de la capacidad instalada en las redes, permitiendo a las empresas un desplazamiento de inversión en nuevos equipos cuando se requieran.[30]
- En redes con transformadores sobrecargados, su reubicación reduce las pérdidas de energía (ocasionadas por perdidas en el cobre) y aumenta la vida útil de los transformadores al reducir el estrés. Al igual que en el caso anterior, el transformador queda en reserva para nuevas ampliaciones o puede ubicarse en otro sitio donde la demanda sea muy cercana a su capacidad nominal.[30]

CAPITULO III

MODELACIÓN MULTICRITERIAL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

- **Valoración técnico- económico para poder reducir las pérdidas de energía en circuitos de distribución.**

En la mayoría de veces los sistemas de energía eléctrica se encuentran en niveles de energía no aptos y deficientes, motivo por el cual se ha visto necesario aplicar medidas con vista a lograr mejoras técnicas y económicas, por lo cual se ha visto necesario aplicar métodos de balances económicos que nos ayudan para poder ver si una medida es aplicable o no de manera que nos facilite ver y optimizar algún sistema que no esté acorde a las normas aplicadas a nivel nacional e internacional.[31]

- **Métodos generales de análisis económicos**

a.- Valor actual neto (VAN)

$$VAN = K + \sum_{j=1}^N \frac{FCj}{(1 + TD)^j}$$

Dónde:

K= costo dela inversión inicial

TD=tasa de descuento

FCj=flujo de caja

$$FCj = E_j - S_j$$

E_j = entradas

S_j = gastos de explotación

Cuando:

- $VAN \geq 0$ es económicamente aplicable
- $VAN \leq 0$ no es aplicable

Entonces podemos decir que cuando el VAN es mayor es la mejor opción de ser aplicada.

b.- Valor actual neto de costo (VANc)

El VANc puede expresarse de la siguiente manera para el ámbito eléctrico:

$$VAN = K + \sum_{j=1}^N \frac{(G_E + G_a + \Delta E \cdot \beta(1+r)^j)j}{(1+TD)^j}$$

Dónde:

K = Costo del equipamiento o inversión inicial.

$G_E = p_E K$; $G_a = p_a K$ = Gastos anuales de explotación y por concepto de amortización, los cuales se pueden expresar en porciento de la inversión K.

p_E, p_a = Coeficientes de gastos anuales de explotación;

ΔE = Perdidas de energía por la red eléctrica.

B= Costo del kw de pérdidas.

TD= Tasa de descuento anual.

N= Número de años de explotación evaluados.

r=Coeficiente vegetativo de crecimiento anual de carga.

Aquí la mejor variante es la de menor VANc.

Realizamos un estudio técnico, a partir del análisis del VANc, para lo cual se plantea de la siguiente manera que podamos disminuir las pérdidas de energía si:

$$VANc1 \leq VANc$$

Dónde:

$VANc1$ = Valor actual neto de los costos de la nueva variante.

$VANc$ = Valor actual neto de los costos de la antigua variante.

Sustituimos las ecuaciones y obtenemos:

$$\frac{\Delta E - \Delta E1}{\Delta K} \geq \frac{1 + P\Sigma \sum_{j=1}^N \frac{1}{(1+TD)^j}}{\beta \sum_{j=1}^N \frac{(1+r)^j}{(1+TD)^j}}$$

Dónde:

$P\Sigma = P_e + P_a$

$\Delta K = K1 - K$ gastos adicionales requeridos para aplicar la medida técnica.

Aplicamos la nueva medida técnica las cuales nos van ayudar a reducir las pérdidas incrementamos la energía transmitida para lo cual tenemos la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta E - \frac{\Delta E1}{h}}{K(1-h) + K} \geq \frac{1 + P \sum_{j=1}^N \frac{1}{(1+TD)^j}}{h\beta \sum_{j=1}^N \frac{(1+r)^j}{(1+TD)^j}}$$

Dónde:

$\frac{E1}{E} = h$ Coeficiente que muestra las veces en que se ha incrementado la energía transmitida.

Tasa interna de retorno (TIR)

$$0 = -K + \sum_{j=1}^N \frac{FCj}{(1+TIR)^j}$$

Aquí la mejor variante es la de TIR mayor.

3.1 Desarrollo del modelo matemático para la valoración económica de la sustitución de un transformador monofásico.

3.1.1 Valoración Económica de la sustitución de un transformador monofásico.

Si en el análisis comparativo el coeficiente de carga real de transformador de menor capacidad $K1$ es menor que el coeficiente de carga limite, entonces en una primera instancia podrá sustituirse el transformador mayor por ese de menor potencia.

Si $K1 > K_L$ entonces no es posible hacer el cambio.[32]

$$K_L = \sqrt{\frac{\Delta P_o - \Delta P_o1 + \Delta P_c K^2}{\Delta P_c1}}$$

Dónde:

ΔP_o = Pérdidas de vacío para el transformador de mayor capacidad.

ΔP_o1 = Pérdidas de vacío para el transformador de menor capacidad.

ΔP_c = Pérdidas de cortocircuito para el transformador de mayor capacidad.

ΔP_c1 = Pérdidas de cortocircuito para el transformador de menor capacidad.

K = Coeficiente de carga del transformador de mayor capacidad.

K_L = Coeficiente de carga limite, del transformador menor.

Para este caso vamos a realiza un análisis económico comparativo partiendo del VAN de costo cuya expresión para la parte eléctrica es:

Ecuación A

$$VAN_c = K + \sum_{j=1}^N \frac{(G_E + G_A)j}{(1 + TD)^j} + \beta\tau \sum_{j=1}^N \frac{\Delta Pj}{(1 + TD)^j}$$

Dónde:

K = costo del transformador

$G_E = p_e K$ = Gastos anuales de explotación.

$G_A = p_A K$ = Gastos anuales de amortización.

p_e, p_A = coeficientes de reparaciones corrientes y mantenimientos y de amortización respectivamente.

TD = Tasa de descuento o de interés del banco.

N = número de años de análisis.

B = Costo del kw-h de pérdidas.

τ = tiempo de pérdidas.

ΔP = perdidas de potencia.

Para poder sustituir un transformador de mayor capacidad por uno de menor capacidad se debe cumplir lo siguiente:

$$VAN_{c1} \leq VAN_c$$

Sustituyendo dicha expresión en la ecuación A para ambos transformadores en un año j concreto vamos a tener lo siguiente:

$$\frac{\Delta \epsilon - \Delta \epsilon_1}{\Delta K} \geq \frac{1 + p \sum_{j=1}^N \frac{1}{(1 + TD)^j}}{\beta \sum_{j=1}^N \frac{1}{(1 + TD)^j}}$$

Dónde:

$\Delta K = K - K_1$ = Gastos adicionales para la sustitución del transformador mayor al menor.

$\Delta\epsilon, \Delta\epsilon_1$ = Pérdidas de energía para cada transformador.

Mientras más tiempo de utilización tenga el transformador de mayor capacidad, más bajo será el ahorro de pérdidas límite por cada dólar invertido en el cambio. Esto satisface la lógica, mientras más años de utilización tenga el equipamiento más fácilmente se justifica su sustitución en caso de estar sub-utilizado.

Precisando los componentes de ΔK tenemos:

$$\Delta K = K_d + K_{M1} + K_{eq1} + K_r - K$$

Dónde:

K_d = Costo desmontaje transformador mayor.

K_{M1} = Costo del montaje.

K_{eq1} = Valor nuevo transformador.

$K_r = K (1 - P_r T_j)$ Costo no amortizado de la inversión (K).

P_r = Coeficiente de renovación, que es el inverso del tiempo normativo de duración del transformador mayor.

T_j = Tiempo de explotación del transformador existente en el año j que se produce el cambio.

3.1.2 Análisis económico del sistema.

Para poder realizar el análisis económico del sistema debemos tomar en cuenta inicialmente la inversión necesaria para dicha implementación y de tal manera poder comprobar si es viable o no el cambio de un equipo a otro de menor capacidad.

3.1.2.1 Lista de Materiales

- Transformador
- Cinta aislante
- Fusibles para media tensión.

3.1.3 Evaluación Financiera

En este punto lo que vamos a realizar y demostrar la factibilidad o la no factibilidad de implementar este proyecto en cualquier primario del País y para lo cual realizaremos todos los pasos correspondientes como el cálculo del: VAN, TMAR, TIR, PRI.

3.1.3.1 Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR).

Es la tasa mínima de rendimiento que los inversionistas van a recibir por el capital que inviertan.[33]

Para ello se deben tomar en cuenta varios factores como son: la inflación, el riesgo país y la tasa activa que según datos del Banco Central del Ecuador son los siguientes:

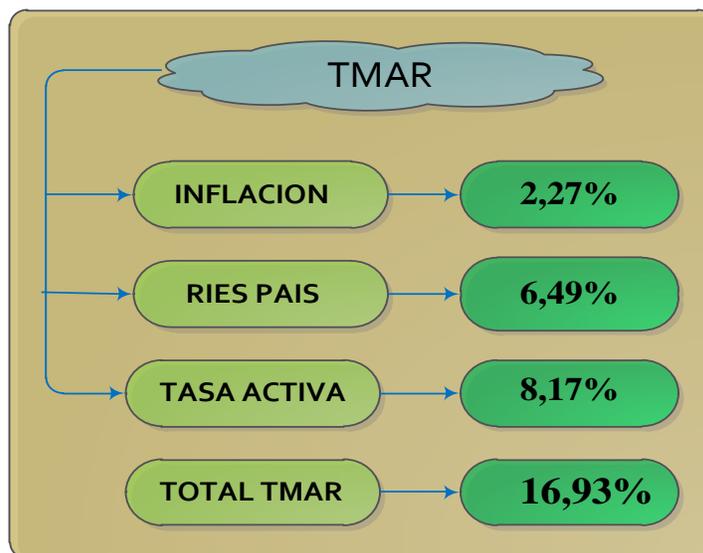


Figura 22.1:1 Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.
Fuente: Autor

3.1.3.2 Valor Actual Neto (VAN)

El valor Presente neto VPN de una propuesta de inversión es el valor presente de los flujos de efectivo netos de dicha propuesta, menos su inversión inicial.

Es un procedimiento que permite calcular los valores presentes de un determinado número de flujos de caja futuro, originados por una inversión. Si el VAN es mayor que cero se invierte y se acepta el proyecto, ya que es rentable, lo que permite recuperar la inversión y obtener una ganancia.

$$VAN = I_0 + \frac{FNF}{(1+i)^1} + \frac{FNF}{(1+i)^2} + \frac{FNF}{(1+i)^3} + \frac{FNF}{(1+i)^n}$$

Dónde:

VAN = Valor Presente Neto.

I_0 = Valor del desembolso inicial

FNF = Flujos Neto Financiero

i = Tasa Mínima de rendimiento Aceptable

3.1.3.3 Tasa interna de retorno

Es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. Los criterios de aceptación de la TIR son:

Cuando la $TIR > TMAR$ = el proyecto se acepta

Cuando la $TIR = TMAR$ = el proyecto es indiferente

Cuando la $TIR < TMAR$ = el proyecto es rechazado.

La TIR se ha calculado directamente con las herramientas de Excel, aplicando la función financiera TIR con los siguientes datos:

3.2 Desarrollo del modelo matemático para la valoración económica de la sustitución de un transformador trifásico.

3.2.1 Valoración económica de la sustitución de un transformador trifásico.

Este análisis se lo va a realizar para bancos de transformadores con tres transformadores iguales que sirven para alimentar cargas trifásicas y bancos con dos transformadores de fuerza y uno de alumbrado, que sirven para alimentar cargas trifásicas y monofásicas.

El estudio primero lo vamos a realizar primero con bancos de tres transformadores iguales. Para lo cual lo primero que hacemos es detectar que el banco no este subcargado , a partir de aquí se avalúa la factibilidad de desconectar uno de los tres transformadores, recordemos que esta conexión se utiliza para cargas trifásicas fundamentalmente.[32]

$$S_c = \sqrt{3} I_L V_L$$

Dónde:

I_L, V_L = Corriente y voltaje de la línea en amperes y kv respectivamente.

Para un caso de dos transformadores un banco incompleto.

$$S_1 = \frac{2I_L V_f}{\sqrt{3}}$$

Las pérdidas de energía para el banco completo se expresa:

$$\Delta E = 3\Delta P_0 T + \frac{1}{3} \Delta P_{cc} \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 \tau$$

Dónde:

$\Delta P_0, \Delta P_{cc}$ = Pérdidas de potencia (kw) en vacío y de cortocircuito de un transformador.

T, τ = Tiempo total de conexión del banco y de perdidas (horas).

S = Potencia aparente (KVA) de la carga total de un transformador.

S_N = Potencia nominal de la carga total de un transformador.

Para un banco incompleto, conociendo que cada transformador entrega 0,577S, se tiene:

$$\Delta E = 2\Delta P_0 T + \frac{2}{3} \Delta P_{cc} \left(\frac{S}{S_N}\right)^2 \tau$$

3.3 Efecto de las conexiones en bancos compuestos y en transformadores trifásicos.

Probemos incorpora al análisis las pérdidas que tienen lugar en las líneas que alimentan a los bancos de transformadores de distribución.

En ese caso, para la conexión completa, las pérdidas de energía por la línea se expresan:

$$\Delta E_{LC} = \frac{S^2}{K_{2c}} L \tau$$

Dónde:

L = longitud línea de alimentación (Km).

$K_{2c} = \frac{1000VL^2}{\gamma L}$ = constante unitaria de pérdidas.

VL = Voltaje de línea en KV.

γL = Resistencia por kilómetro de la línea, Ω/km .

3.3.1 Transformador trifásico

Este tipo de transformadores es un tipo que utiliza un solo núcleo para alojar 3 bobinas primarias y 3 secundarias, cada par de bobinas para cada fase de un sistema trifásico.

Estos también usan un núcleo con 3, 4 o 5 columnas para todo el flujo magnético.

Para el que tiene 3 columnas son más utilizadas con cargas bien balanceadas.

El espacio que ocupa es mucho menor que tres transformadores monofásicos.

Cuando uno de los dos devanados tanto el primario como el secundario están conectados en delta, la corriente de tercera armónica fluye por los embobinados del transformador y no se transmite a la alimentación.

3.3.2 Banco Trifásico

En principio un transformador trifásico se puede configurar utilizando tres transformadores monofásicos conectando sus bobinados primarios por un lado y secundarios por el otro convenientemente, a esta forma de configurar un transformador trifásico a partir de 3 monofásicos se le denominada “ Banco trifásico”.[34]

3.3.3 Conexión de transformadores trifásicos o en bancos trifásicos.

La conexión de dos o tres transformadores monofásicos a una alimentación trifásica y con sus secundarios unidos entre sí, formando un neutro común y de tal forma que sus salidas forman un sistema trifásicos, obteniendo un banco de transformadores trifásicos.

- **Primario en delta**

Usados generalmente en transformadores trifásicos.

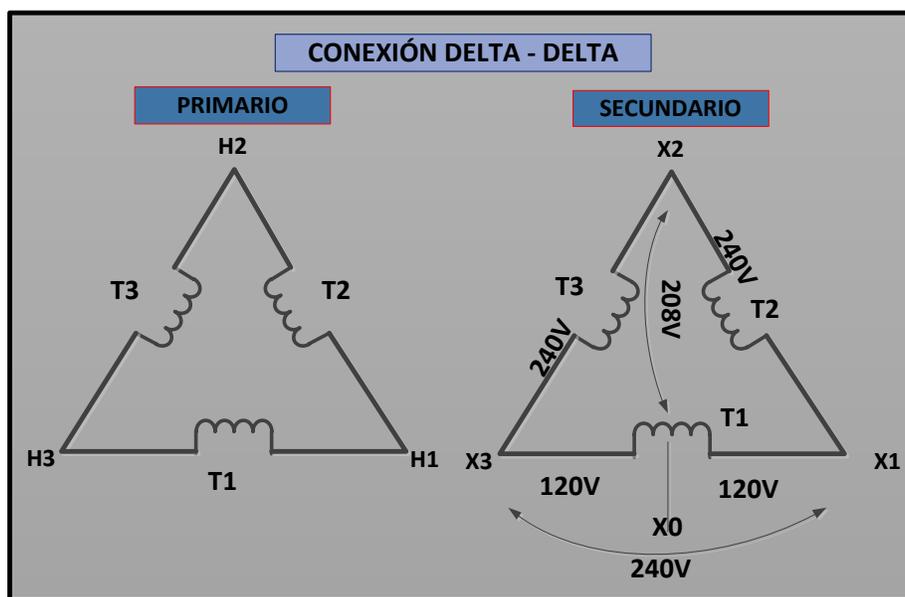


Figura 23.3:1 Conexión delta-delta.
Fuente: Autor

Más utilizados en talleres, estaciones de bombeo, fincas, empacadoras etc. Estos requieren transformadores con primario para voltaje de línea.

La carga monofásica no debe ser mayor del 5%.

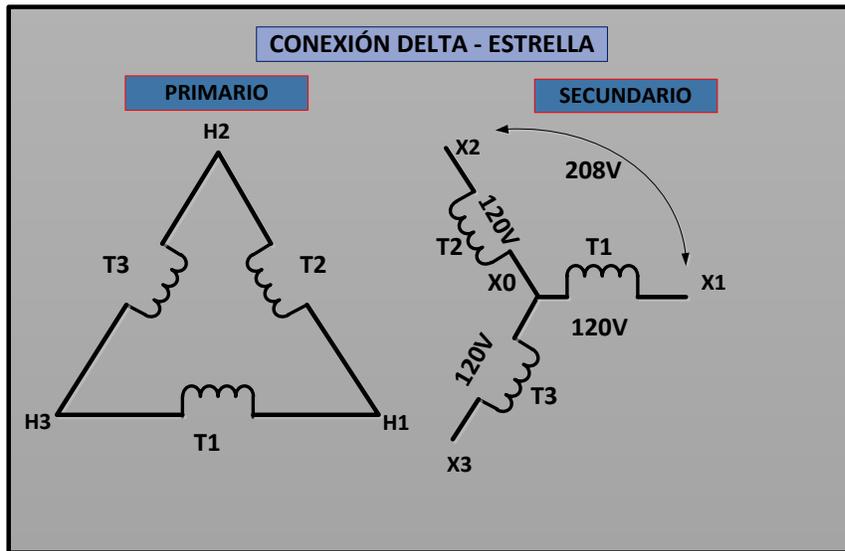


Figura 24.3:2 Conexión delta-estrella.
Fuente: Autor

Es utilizado en edificios donde son ocupados por oficinas y condominios donde se requiere transformadores con primario para voltaje de línea.

- **Primario en estrella**

Usados generalmente en bancos trifásicos con transformadores monofásicos.

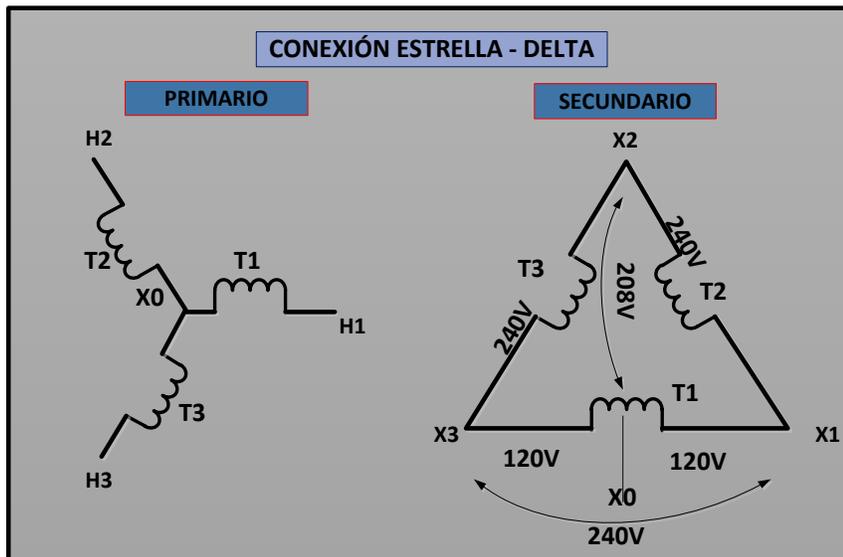


Figura 25.3:3 Conexión estrella-delta.

Fuente: Autor

Son utilizados en estaciones de bombeo, empacadoras y en talleres de grande demanda. Estos requieren transformadores con primario para voltaje de fase y a veces se debe utilizar un cuarto transformador para el balance del neutro primario.

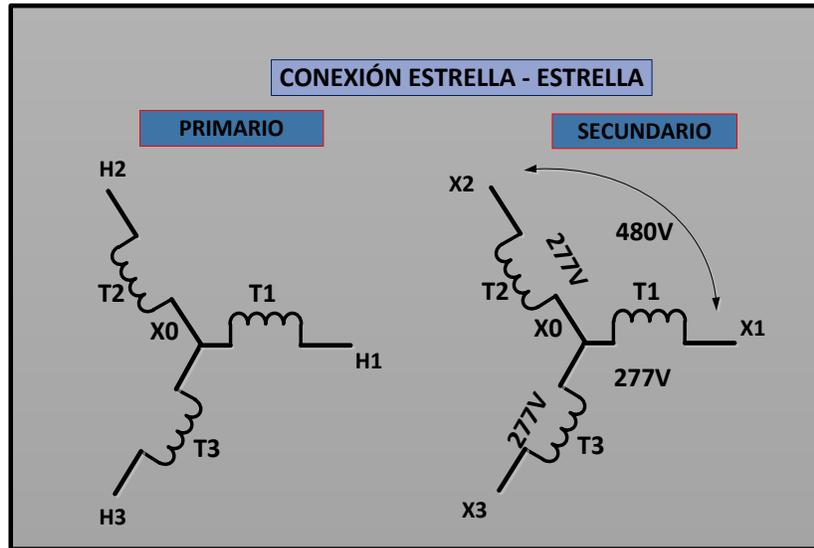


Figura 26.3:4 Conexión estrella-estrella.

Fuente: Autor

Es utilizado en grandes edificios de oficinas, en medianas y grandes industrias donde se requiere transformadores con primario para voltaje de fases.

3.3.4 Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos.

Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos					
Conexion	Primario	Secundario	Voltajes normalizados	Ventajas	Desventajas
Conexión con tres transformadores					
Delta-delta	Δ	Δ	240 y 120/240	Puede reconectarse y suplir 58% de la carga si falla 1 unidad	Requiere primario para voltaje de línea
Estrella-delta	Y	Δ	240 y 120/240	Puede reconectarse y suplir 58% de la carga si falla 1 unidad	Riesgo de desbalances severos con el neutro primario aterrizado
Delta-estrella	Δ	Y	120/208 277/480	No hay ferroresonancia, no hay armónicos en el neutro primario	Requiere primario para voltaje de línea
Estrella-estrella	Y	Y	120/208 277/480	No hay ferroresonancia	Riesgos de voltajes altos de terceras armónicas en el neutro del primario.

Tabla 5.3:1 Conexión de transformadores formando bancos trifásicos.
Fuente: Autor

3.4 Efecto de las conexiones abiertas y bancos con capacidades desiguales.

3.4.1 Conexiones Asimétricas

En este tipo de conexiones se utilizan únicamente dos transformadores para obtener un sistema trifásico, se utilizan dos transformadores monofásicos, para reducir costos, en fincas en talleres y pequeñas industrias.

Que necesariamente el secundario debe conectarse en delta.

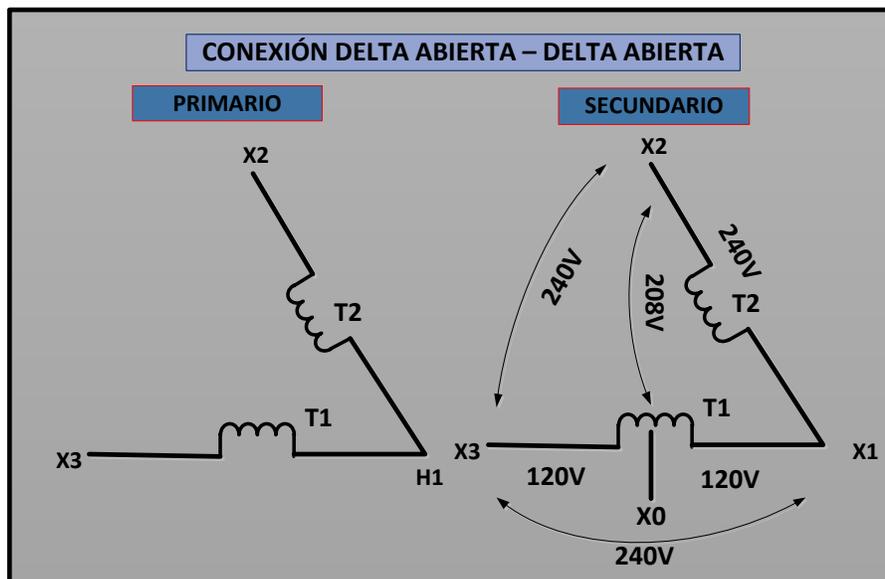


Figura 27.4:1 Conexión delta abierta-delta abierta.
Fuente: Autor

Esto utilizamos cuando hay trifásico completo, requiere transformadores para voltaje de línea.

Utilizada para una carga trifásica máxima del 86% de la capacidad total.

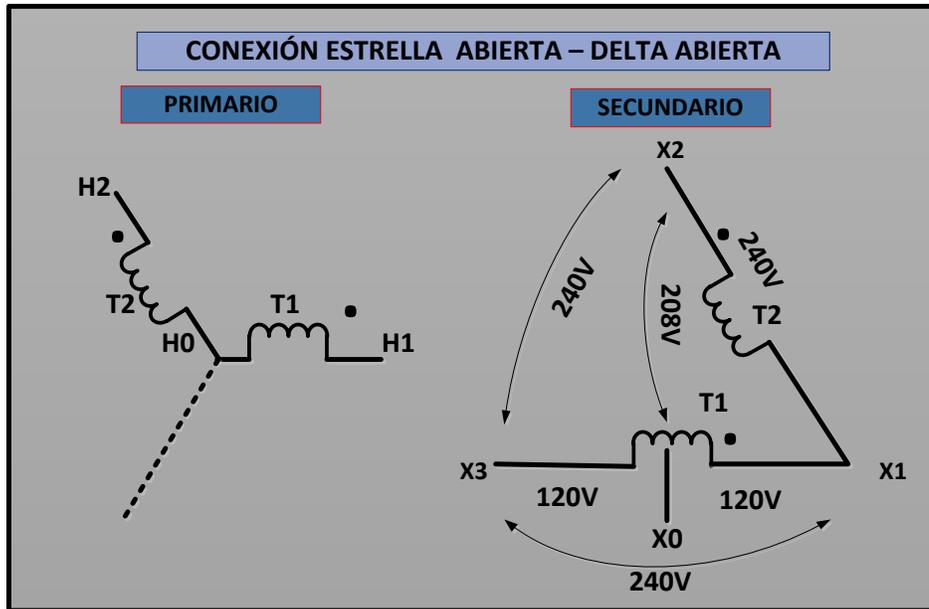


Figura 28.4:2 Conexión estrella abierta-delta abierta.
Fuente: Autor

Esta es utilizada cuando hay solo 2 líneas primarias o transformadores para voltaje de fase. Utilizadas para una carga trifásica máxima del 86% de la capacidad total.

3.4.2 Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos.

Conexiones de transformadores formando bancos trifásicos					
Conexion	Primario	Secundario	Voltajes normalizados	Ventajas	Desventajas
Conexión con dos transformadores					
Estrella renca – delta abierta	Y renca	Δ abierta	120/240	No hay ferroresonancia requiere solo dos lines primarias y neutro	La capacidad trifasica es el 86% de la suma de capacidades.
Delta abierta-delta abierta	Δ abierta	Δ abierta	120/240	No hay ferroresonancia, no requiere neutro.	Requiere primarios para el voltaje de linea.

Tabla 6.4:1 Conexiones con dos transformadores.
Fuente: Autor

CAPITULO IV

RECOPIACION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 Análisis de la sustitución de transformadores de Distribución.

El uso eficiente y bien tratado de la energía eléctrica y de todos sus componentes que la conforman representa un punto muy importante para la comunidad que se abastece del servicio.

Mientras la eficiencia energética vaya en aumento será un logro, económico tanto para las empresas distribuidoras de energía como los consumidores de la misma.

Otro de los aspectos muy importantes es que al utilizar la energía de forma eficiente y de buena manera con normas y reglamentos reduciremos el consumo de combustibles que son utilizados para la generación que por ende se reducirá notablemente en las emisiones de CO₂, para lo cual se realizó este estudio con el fin de optimizar las perdidas por transformadores en mal uso y sobredimensionados en varios lugares de Quito.

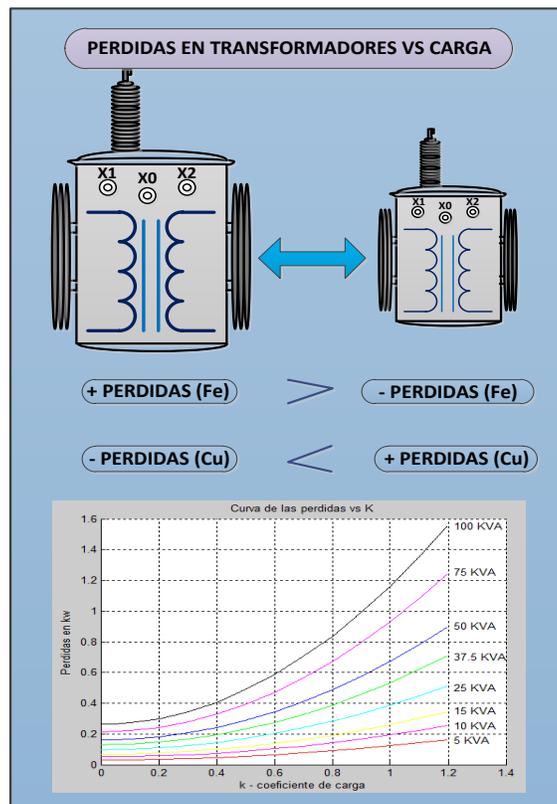


Figura 29.1:1 Perdidas vs carga.

Fuente: Autor

4.1.1 Análisis de la carga límite referente a los coeficientes de carga de los transformadores.

Para nuestro análisis lo primero que vamos a obtener es una tabla relacionando los coeficientes de carga límite con respecto a los coeficientes de carga de los transformadores para lo cual se ingresa la ecuación obtenida en matlab.

$$K_L = \sqrt{\frac{\Delta P_0 - \Delta P_{01} + \Delta P_c K^2}{\Delta P_{c1}}}$$

A continuación visualizamos la programación para nuestro análisis podemos ver que en nuestra ecuación hemos ingresado valores de pérdidas de cortocircuito y de pérdidas en vacío obtenidas en tablas que están normalizadas a nivel nacional para transformadores de distribución.

Programa en matlab:

```
K=[0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8];
syms P0 P01 PC1 PC11 P001 P02 PC2 PC12 P002 P03 PC3 PC13;
syms P003 P04 PC4 PC14 P004 P05 PC5 PC15 P005 P06 PC6 PC16;
syms P006 P07 PC7 PC17 P007 P08 PC8 PC18 P008 P09 PC9 PC19;
syms P009 P10 PC10 PC20 P010 P11 PC11 PC21;
syms PE01 PE1 PCC1 PCC11 PE02 PE2 PCC2 PCC12 PE03 PE3 PCC3 PCC13;
syms PE04 PE4 PCC4 PCC14;

% CAMBIO DE 15KVA A 10KVA
P0=0.068; P01=0.052; PC1=0.192 ; PC11=0.142;
KL1=sqrt((P0-P01+PC1*K.^2)/PC11)
plot(K,KL1)
% CAMBIO DE 25KVA A 10KVA
P001=0.098; P02=0.052; PC2=0.289 ; PC12=0.142;
KL2=sqrt((P001-P02+PC2*K.^2)/PC12);
hold on;
plot(K,KL2)
% CAMBIO DE 37,5KVA A 10KVA
PE01=0.130; PE1=0.052; PCC1=0.403 ; PCC11=0.142;
KL3=sqrt((PE01-PE1+PCC1*K.^2)/PCC11);
hold on;
plot(K,KL3)
% CAMBIO DE 25KVA A 15KVA
P002=0.098; P03=0.068; PC3=0.289 ; PC13=0.192;
KL4=sqrt((P002-P03+PC3*K.^2)/PC13);
hold on;
plot(K,KL4)
% CAMBIO DE 37,5KVA A 15KVA
P003=0.130; P04=0.068; PC4=0.403 ; PC14=0.192;
KL5=sqrt((P003-P04+PC4*K.^2)/PC14);
```

```

hold on;
plot(K, KL5)
% CAMBIO DE 50KVA A 15KVA
PE02=0.160; PE2=0.068; PCC2=0.512 ; PCC12=0.192;
KL6=sqrt((PE02-PE2+PCC2*K.^2)/PCC12);
hold on;
plot(K, KL6)
% CAMBIO DE 37,5KVA A 25KVA
P004=0.130; P05=0.098; PC5=0.403 ; PC15=0.289;
KL7=sqrt((P004-P05+PC5*K.^2)/PC15);
hold on;
plot(K, KL7)
% CAMBIO DE 50KVA A 25KVA
P005=0.160; P06=0.098; PC6=0.512 ; PC16=0.289;
KL8=sqrt((P005-P06+PC6*K.^2)/PC16);
hold on;
plot(K, KL8)
% CAMBIO DE 75KVA A 25KVA
PE03=0.214; PE3=0.098; PCC3=0.713 ; PCC13=0.289;
KL9=sqrt((PE03-PE3+PCC3*K.^2)/PCC13);
hold on;
plot(K, KL9)
% CAMBIO DE 50KVA A 37,5KVA
P006=0.160; P07=0.130; PC7=0.512 ; PC17=0.403;
KL10=sqrt((P006-P07+PC7*K.^2)/PC17);
hold on;
plot(K, KL10)
% CAMBIO DE 75KVA A 37,5KVA
P007=0.214; P08=0.130; PC8=0.713 ; PC18=0.403;
KL11=sqrt((P007-P08+PC8*K.^2)/PC18);
hold on;
plot(K, KL11)
% CAMBIO DE 100KVA A 37,5KVA
PE04=0.263; PE4=0.130; PCC4=0.897 ; PCC14=0.403;
KL12=sqrt((PE04-PE4+PCC4*K.^2)/PCC14);
hold on;
plot(K, KL12)
% CAMBIO DE 75KVA A 50KVA
P008=0.214; P09=0.160; PC9=0.713 ; PC19=0.512;
KL13=sqrt((P008-P09+PC9*K.^2)/PC19);
hold on;
plot(K, KL13)
% CAMBIO DE 100KVA A 50KVA
P009=0.263; P10=0.160; PC10=0.897 ; PC20=0.512;
KL14=sqrt((P009-P10+PC10*K.^2)/PC20);
hold on;
plot(K, KL14)
% CAMBIO DE 100KVA A 75KVA
P010=0.263; P11=0.214; PC11=0.897 ; PC21=0.713;
KL15=sqrt((P010-P11+PC11*K.^2)/PC21);
hold on;
plot(K, KL15)

```

Corremos el programa y obtenemos cada uno de los valores que serán utilizados en el análisis.

K	[0.1000 0.2000 0.3000 0.4000 0.5000 0.6000 0.7000 0.8000]
KL1	[0.3552 0.4084 0.4841 0.5736 0.6713 0.7742 0.8805 0.9890]
KL10	[0.2952 0.3539 0.4345 0.5270 0.6261 0.7293 0.8348 0.9421]
KL11	[0.4755 0.5284 0.6064 0.7011 0.8067 0.9194 1.0370 1.1579]
KL12	[0.5935 0.6473 0.7282 0.8283 0.9415 1.0636 1.1919 1.3246]
KL13	[0.3455 0.4015 0.4804 0.5730 0.6735 0.7790 0.8876 0.9984]
KL14	[0.4676 0.5208 0.5990 0.6939 0.7995 0.9121 1.0294 1.1500]
KL15	[0.2851 0.3450 0.4266 0.5196 0.6191 0.7222 0.8278 0.9348]
KL2	[0.5868 0.6367 0.7121 0.8060 0.9125 1.0279 1.1494 1.2753]
KL3	[0.7601 0.8141 0.8971 1.0017 1.1220 1.2534 1.3928 1.5381]
KL4	[0.4139 0.4653 0.5401 0.6301 0.7298 0.8355 0.9454 1.0581]
KL5	[0.5864 0.6379 0.7154 0.8116 0.9207 1.0385 1.1625 1.2908]
KL6	[0.7112 0.7654 0.8480 0.9518 1.0704 1.1997 1.3364 1.4785]
KL7	[0.3531 0.4081 0.4860 0.5778 0.6777 0.7828 0.8911 1.0016]
KL8	[0.4819 0.5342 0.6115 0.7057 0.8108 0.9232 1.0405 1.1612]
KL9	[0.6527 0.7072 0.7896 0.8923 1.0090 1.1356 1.2690 1.4072]

Tabla 7.1:1 Coeficientes de carga limite obtenidos en matlab.
Fuente: Autor

Tabulando obtenemos la siguiente tabla, la cual nos ilustra coeficientes de carga límite de los transformadores de menor capacidad los cuales serán los aptos para poder reemplazar a unos de mayor capacidad que tengan grandes pérdidas por tener capacidades ociosas en ellos (Ver Tabla 4.1:2).

TRANSFORMADOR EXISTENTE	TRANSFORMADOR A CONECTAR	Valores de KL para K igual a:							
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
15KVA	10KVA	0.3552	0.4084	0.4841	0.5736	0.6713	0.7742	0.8805	0.9890
25KVA	10KVA	0,5868	0,6367	0,7121	0,8060	0,9125	1,0279	1,1494	1,2753
37,5KVA	10KVA	0,7601	0,8141	0,8971	1,0017	1,1220	1,2534	1,3928	1,5381
25KVA	15KVA	0,4139	0,4653	0,5401	0,6301	0,7298	0,8355	0,9454	1,0581
37,5KVA	15KVA	0,5864	0,6379	0,7154	0,8116	0,9207	1,0385	1,1625	1,2908
50KVA	15KVA	0,7112	0,7654	0,8480	0,9518	1,0704	1,1997	1,3364	1,4785
37,5KVA	25KVA	0,3531	0,4081	0,4860	0,5778	0,6777	0,7828	0,8911	1,0016
50KVA	25KVA	0,4819	0,5342	0,6115	0,7057	0,8108	0,9232	1,0405	1,1612
100KVA	25KVA	0,6527	0,7072	0,7896	0,8923	1,0090	1,1356	1,2690	1,4072
50KVA	37,5KVA	0,2952	0,3539	0,4345	0,5270	0,6261	0,7293	0,8348	0,9421
75KVA	37,5KVA	0,4755	0,5284	0,6064	0,7011	0,8067	0,9194	1,0370	1,1579
100KVA	37,5KVA	0,5935	0,6473	0,7282	0,8283	0,9415	1,0636	1,1919	1,3246
75KVA	50KVA	0,3455	0,4015	0,4804	0,5730	0,6735	0,7790	0,8876	0,9984
100KVA	50KVA	0,4676	0,5208	0,5990	0,6939	0,7995	0,9121	1,0294	1,1500
100KVA	75KVA	0,2851	0,3450	0,4266	0,5196	0,6191	0,7222	0,8278	0,9348

Tabla 8.1:2 Coeficientes de carga limite respecto a los coeficientes de carga de los transformadores.
Fuente: Autor

4.1.2 Análisis de la capacidad ociosa en transformadores de distribución.

Para este análisis procedemos a plotear la siguiente expresión $P = \Delta P_0 + \Delta P_c K^2$ para lo cual utilizamos la herramienta de matlab.

Programa en matlab:

```
K=[0,0.05,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9,1,1.1,1.2];
syms P0 P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8;
hold on;
P0=0.031; P1=0.091;
PT1=P0+P1*K.^2;
plot(K,PT1,'r')
text(1.22,0.158, '5 KVA')
text(1.22,0.25, '10 KVA')
text(1.22,0.35, '15 KVA')
text(1.22,0.50, '25 KVA')
text(1.22,0.70, '37.5 KVA')
text(1.22,0.90, '50 KVA')
text(1.22,1.25, '75 KVA')
text(1.22,1.55, '100 KVA')
title('Curva de las perdidas vs K')
xlabel('k - coeficiente de carga')
ylabel('Perdidas en kw')
grid
P01=0.052; P2=0.142;
PT2=P01+P2*K.^2;
plot(K,PT2,'m')
P02=0.068; P3=0.192;
PT3=P02+P3*K.^2;
plot(K,PT3,'y')
P03=0.098; P4=0.289;
PT4=P03+P4*K.^2;
plot(K,PT4,'c')
P04=0.130; P5=0.403;
PT5=P04+P5*K.^2;
plot(K,PT5,'g')
P05=0.160; P6=0.512;
PT6=P05+P6*K.^2;
plot(K,PT6,'b')
P06=0.214; P7=0.713;
PT7=P06+P7*K.^2;
plot(K,PT7,'m')
P07=0.263; P8=0.897;
PT8=P07+P8*K.^2;
plot(K,PT8,'k')
```

Después de ingresar los datos podemos visualizar la siguiente gráfica:

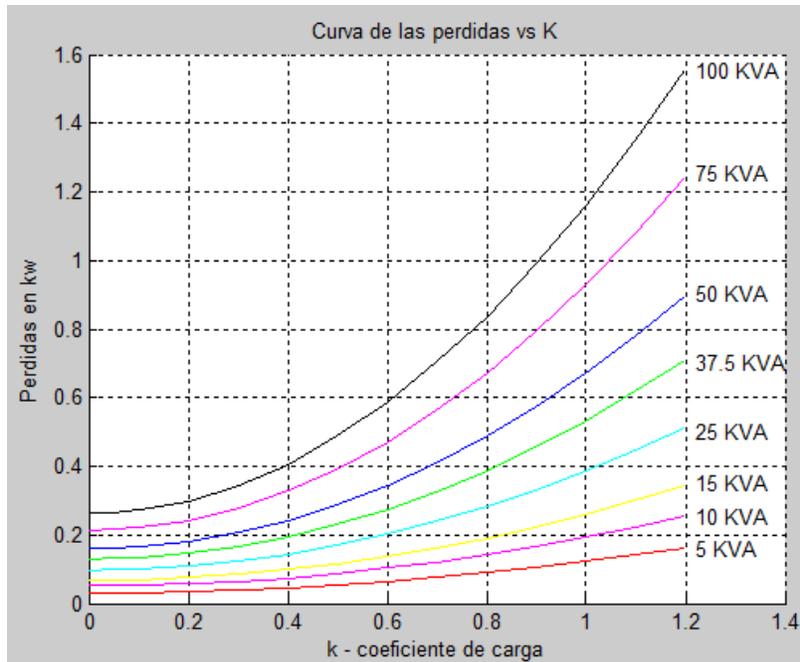


Figura 30.1:2 Pérdidas de potencia referente a la carga.
Fuente: Autor

Con esta grafica podemos concluir que mientras el transformador sea de mayor capacidad sus pérdidas (kw) son más elevadas dependiendo directamente de la carga a la que este abasteciendo.

4.1.3 Análisis para un transformador de 100KVA que trabaja al 20% de su carga nominal.

Se va analizar si nuestro transformador de 100kva a esa carga puede ser reemplazado por un transformador de menor capacidad con el fin de evitar pérdidas por capacidad ociosa y de esa manera obtener un ahorro de energía.

4.1.3.1 Análisis de las pérdidas para un transformador de 100KVA, 75KVA ,50KVA y uno de 25 KVA.

A continuación vamos a realizar un programa utilizando los valores de pérdidas de vacío y de cortocircuito obtenidos en normas.

Ingresamos datos en matlab:

```
K=[0,0.05,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9,1,1.1,1.2];
```

```

syms P0 P1 P5 P05 P5 P04 P6 P06 P7 P07 P8;
hold on;
text(1.22,0.50, '25 KVA')
text(1.22,0.90, '50 KVA')
text(1.22,1.25, '75 KVA')
text(1.22,1.55, '100 KVA')
title ('Curva de las perdidas vs K')
xlabel('k - coeficiente de carga')
ylabel('Perdidas en kw')
grid
% PERDIDAS 25KVA
P04=0.098; P5=0.289;
PT5=P04+P5*K.^2;
plot(K,PT5, 'g')

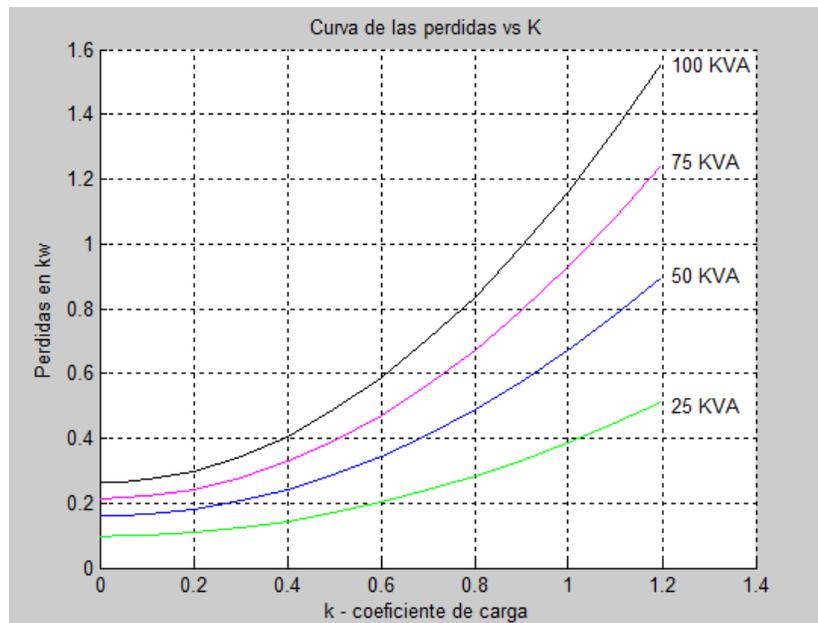
% PERDIDAS 50KVA
P05=0.160; P6=0.512;
PT6=P05+P6*K.^2;
plot(K,PT6, 'b')

% PERDIDAS 75KVA
P06=0.214; P7=0.713;
PT7=P06+P7*K.^2;
plot(K,PT7, 'm')

% PERDIDAS 100KVA
P07=0.263; P8=0.897;
PT8=P07+P8*K.^2;
plot(K,PT8, 'k')

```

Grafica obtenida:



**Figura 31.1:3 Pérdidas de potencia 25kva,50kva, 75kva y 100kva.
Fuente: Autor**

4.1.3.2 Calculo del coeficiente de carga límite de los transformadores de menor capacidad 75KVA, 50KVA y 25KVA.

Lo que se va analizar es ver si es accesible poder cambiar el transformador de mayor capacidad por cualquiera de los dos transformadores de menor capacidad tomados como ejemplo:

Ingresamos datos matlab:

```
K=[0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9];
syms P009 P10 PC10 PC20 P010 P11 PC11 PC21 P011 P12 PC12 PC22;
hold on;
title ('CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE MAYOR A MENOR K<KL')
xlabel('k - coeficiente de carga mayor capacidad')
ylabel('KL-coeficiente de carga limite trafo menor capacidad')
grid
% CAMBIO DE 100KVA A 25KVA
P011=0.263; P12=0.098; PC12=0.897 ; PC22=0.289;
KL16=sqrt((P011-P12+PC12*K.^2)/PC22);
hold on;
plot(K,KL16,'m')

% CAMBIO DE 100KVA A 50KVA
P009=0.263; P10=0.160; PC10=0.897 ; PC20=0.512;
KL14=sqrt((P009-P10+PC10*K.^2)/PC20);
hold on;
plot(K,KL14,'b')
% CAMBIO DE 100KVA A 75KVA
P010=0.263; P11=0.214; PC11=0.897 ; PC21=0.713;
KL15=sqrt((P010-P11+PC11*K.^2)/PC21);
hold on;
plot(K,KL15,'r')
text(0.92,1.68, '100 a 25 KVA')
text(0.92,1.28, '100 a 50 KVA')
text(0.92,1.06, '100 a 75 KVA')
text(0.92,0.32, '100 KVA')
% CAMBIO DE 100KVA A 75KVA, 50KVA O A 25KVA
KVA=100;CARGA=20;KVA1=75;KVA2=50;KVA3=25;
KMA=CARGA/KVA
plot(KMA,KMA,'o')
% plot (K,KMA,'o')
KME=CARGA/KVA1
plot(KMA,KME,'pr')
%plot (K,KME,'p')
KME2=CARGA/KVA2
plot(KMA,KME2,'Pb')
%plot (K,KME2,'p')
KME3=CARGA/KVA3
plot(KMA,KME3,'Pm')
%plot (K,KME3,'p')X
```

Grafica obtenida:

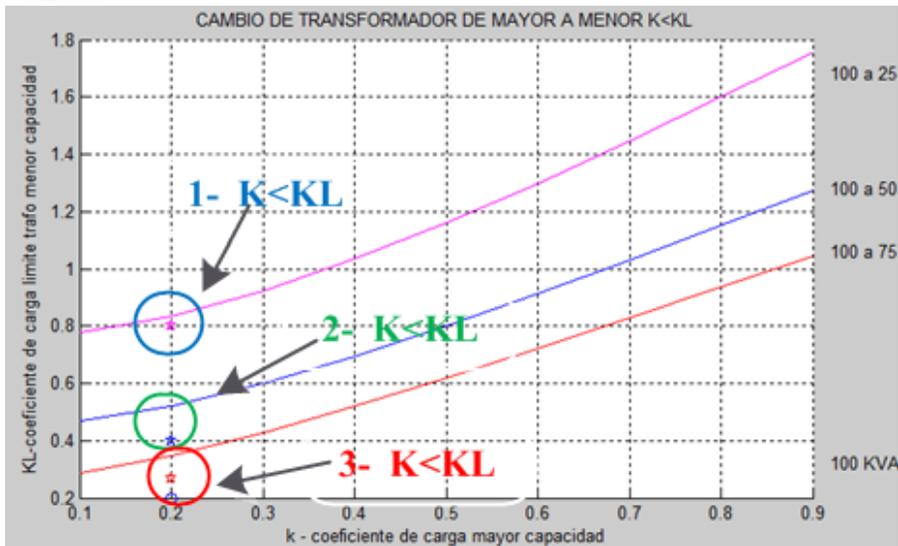


Figura 32.1:4 Coeficiente de carga limite 25KVA, 50KVA y 75KVA.
Fuente: Autor

Analizando la gráfica lo que podemos observar en el primer caso el coeficiente de carga del transformador de 100 kva es menor que el coeficiente de carga límite del transformador de 75kva lo cual se llegaría a la conclusión que es factible el cambio ($K < KL$).

Para el segundo y tercer caso podemos decir que de igual manera es factible ya que se cumple ($K < KL$).

TRANSFORMADOR EXISTENTE	TRANSFORMADOR A CONECTAR	Valores de KL para K igual a:							
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
15KVA	10KVA	0.3552	0.4084	0.4641	0.5736	0.6713	0.7742	0.8805	0.9890
25KVA	10KVA	0.5868	0.6367	0.7122	0.8060	0.9125	1.0279	1.1494	1.2753
37,5KVA	10KVA	0.7601	0.8141	0.8971	1.0017	1.1220	1.2534	1.3928	1.5381
25KVA	15KVA	0.4139	0.4653	0.5401	0.6301	0.7298	0.8355	0.9454	1.0581
37,5KVA	15KVA	0.5864	0.6379	0.7154	0.8115	0.9207	1.0385	1.1625	1.2908
50KVA	15KVA	0.7112	0.7654	0.8480	0.9518	1.0704	1.1997	1.3364	1.4785
37,5KVA	25KVA	0.3531	0.4081	0.4860	0.5778	0.6777	0.7828	0.8911	1.0016
50KVA	25KVA	0.4819	0.5342	0.6115	0.7057	0.8128	0.9232	1.0405	1.1612
100KVA	25KVA	0.6527	0.7072	0.7996	0.8923	1.0090	1.1356	1.2690	1.4072
50KVA	37,5KVA	0.2952	0.3539	0.4345	0.5270	0.6261	0.7293	0.8348	0.9421
75KVA	37,5KVA	0.4755	0.5284	0.6084	0.7011	0.8067	0.9234	1.0370	1.1579
100KVA	37,5KVA	0.5933	0.6473	0.7283	0.8283	0.9415	1.0636	1.1919	1.3246
75KVA	50KVA	0.3455	0.4015	0.4804	0.5730	0.6735	0.7790	0.8876	0.9984
100KVA	50KVA	0.4676	0.5208	0.5990	0.6939	0.7995	0.9121	1.0294	1.1500
100KVA	75KVA	0.2851	0.3450	0.4266	0.5196	0.6191	0.7222	0.8272	0.9348

$K < KL$ ← $K_3=0,2$ → $K < KL$ ← $K_3=0,2$ → $K < KL$
 $KL=0,34$ $KL=0,52$ $KL=0,70$

Tabla 9.1:3 Coeficiente de carga limite 25KVA, 50KVA y 75KVA.
Fuente: Autor

Para poder verificar utilizamos la tabla 4.1:2 obtenida con matlab y podemos comprobar que de igual manera en los tres casos se puede realizar el cambio del transformador para los tres ejemplos ya que se cumple ($K < KL$).



Figura 33.1:5 Pérdidas en el hierro.
Fuente: Autor

Como podemos observar en la figura 4.1:5 mientras menor sea el volumen del transformador menores pérdidas se tendrá en el hierro interno de este.

4.1.3.3 Análisis de las pérdidas de cobre dependiendo de la carga que estén expuestos los transformadores.

En este punto lo que realizamos a continuación es ver en los tres ejemplos de transformadores utilizados como es la variación de las pérdidas manteniendo el mismo porcentaje de carga para los tres casos, para lo cual se realiza un programa en matlab que nos ayudara a verificar estos valores.

Ingresamos datos matlab:

```
K=[0,0.05,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9,1,1.1,];
syms P0 P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8;
hold on;
text(1.22,0.45, '25 KVA')
text(1.22,0.75, '50 KVA')
text(1.22,1.10, '75 KVA')
text(1.22,1.35, '100 KVA')
title ('PERDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES VS CARGA')
xlabel('POTENCIA KVA')
ylabel('Perdidas en kw')
```

```

grid
% PERDIDAS 25KVA
P04=0.098; P5=0.289;
PT5=P04+P5*K.^2;
plot(K,PT5,'g')

% PERDIDAS 50KVA
P05=0.160; P6=0.512;
PT6=P05+P6*K.^2;
plot(K,PT6,'b')
%plot (PT6,K,'p')

% PERDIDAS 75KVA
P06=0.214; P7=0.713;
PT7=P06+P7*K.^2;
plot(K,PT7,'m')

% PERDIDAS 100KVA
P07=0.263; P8=0.897;
PT8=P07+P8*K.^2;
plot(K,PT8,'k')

% PERDIDAS 100KVA VS 75KVA VS 50KVA VS 25KVA DEPENDIENDO DE LA CARGA

KVA3=75;CARGA=20;KVA1=100;KVA2=50;KVA4=25;

KME=CARGA/KVA1
KT10=P07+P8*KME.^2;
plot(KME,KT10,'pk')
%plot (K,KT10,'p')

KMC=CARGA/KVA2
KT10=P05+P6*KMC.^2;
plot(KMC,KT10,'pb')
%plot (K,KT10,'p')

KMD=CARGA/KVA3
KT10=P06+P7*KMD.^2;
plot(KMD,KT10,'pm')
%plot (K,KT10,'p')

KMF=CARGA/KVA4
KT10=P04+P5*KMF.^2;
plot(KMF,KT10,'pg')
%plot (K,KT10,'p')

```

Grafica obtenida:

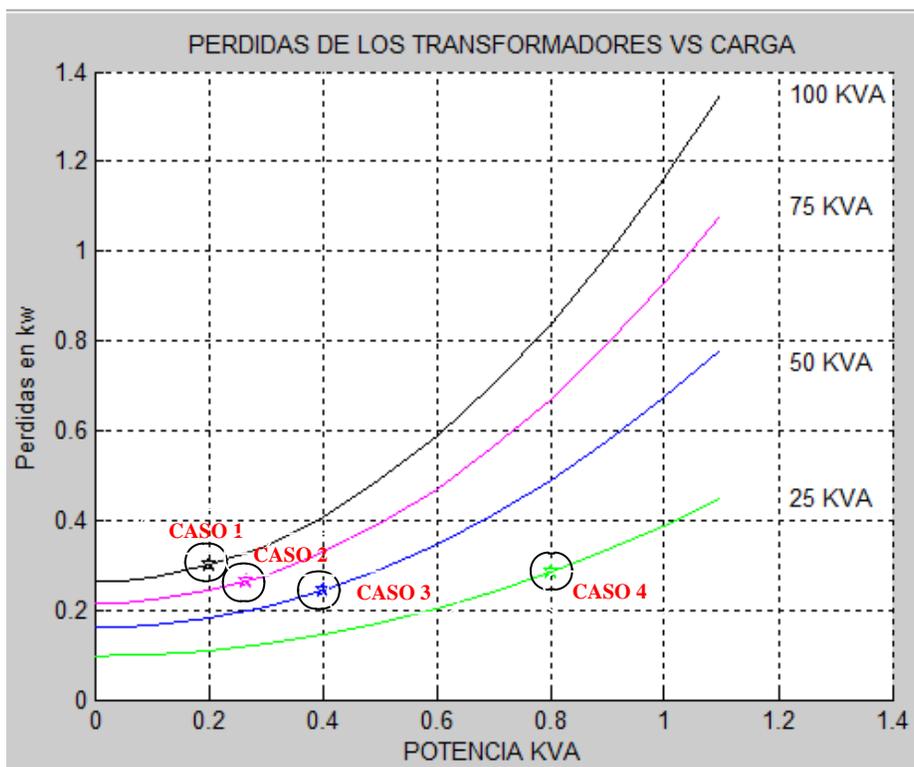


Figura 34.1:6 Pérdidas en transformadores vs carga.

Fuente: Autor

Analizaremos todos los casos en base al transformador el cual se le está haciendo el estudio de cambio con una carga del 20% que para el transformador de 100KVA será 20KVA.

Caso 1:

Para el primer caso tenemos un transformador de 100KVA que está trabajando al 20% que equivale a 20KVA capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,30 kW a plena carga.

Caso 2:

Para el segundo caso tenemos un transformador de 75KVA que está trabajando al 26% que equivale a 19,5KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,26 KW a plena carga.

Caso 3:

Para el tercer caso tenemos un transformador de 50KVA que está trabajando al 40% que equivale a 20KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,24 KW a plena carga.

Caso 4:

Para el tercer caso tenemos un transformador de 25KVA que está trabajando al 80% que equivale a 20KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,28 KW a plena carga.

Entonces analizando podemos ver que al querer cambiar un transformador de menor hay que tener algunos argumentos técnicos primero en las pérdidas del hierro por ende que mientras menor sea el núcleo de hierro menor van a ser nuestras pérdidas caso contrario a lo que pasa con las pérdidas de cobre vamos a ver que desde el caso 1 hasta el caso 3 vemos que se reduce las pérdidas pero ya en el caso cuatro vemos que las pérdidas comienza a tener un crecimiento y esto es debido a que la misma corriente que se le está aplicando al transformador de 100KVA se le está aplicando al transformador de 25KVA por cual llegamos a la conclusión que mientras el bobinado se reduce el calibre del conductor se reducirá de igual forma pero siempre se mantendrá la corriente inicial la cual provocara un calentamiento mayor en el de 25KVA el cual por efecto joule nos llevara al punto de tener pérdidas en los bobinados por el calor que se genere en ellos.

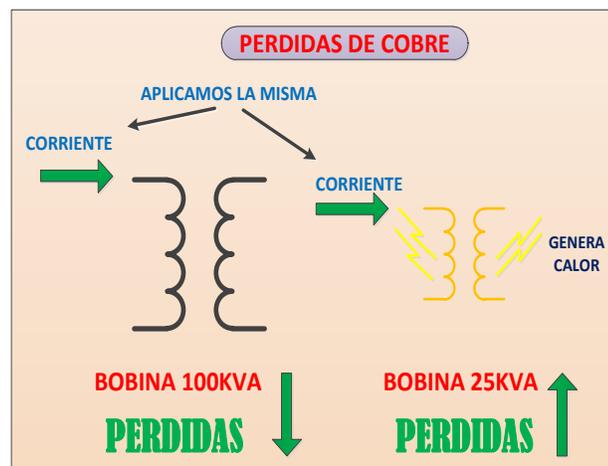


Figura 35.1:7 Pérdidas de cobre.

Fuente: Autor

Para este caso podemos llegar a concluir que la mejor opción de cambio es por un transformador de 50KVA.

4.1.4 Análisis de cambio transformador 37,5KVA.

 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. DIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DEPARTAMENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS		Fecha Emisión 2014/03/13	Página 1 de 3																																																																														
Solicitud 0983 Área Solicitante Proyecto de Reduccion de Perdidas Tecnicas Solicitante SALINAS DIANA CAROLINA Cliente ING. MARCO ACUÑA/ CONJUNTO GR Dirección CALLE JORGE ICAZA Y ADALBERTO ORTIZ SECTOR LA ARMENIA Transformador No. 162833 Fases MONOFASICO Potencia 37.5 kVA Primario/Subestación 23D CONOCOTO Punto GIS 782489. 9970198 Propiedad CLIENTE Punto Medición CENTRO DE TRANSFORMACION AEREO		Fecha Solicitud 2014/03/07 Pot. Requerida 13.6 kVA Suministro Tipo Usuario COMERCIAL Voltaje MT/BT(V) 22.8- 240/120 GRDY/13.2 Equipo Instalado CE RCT-B 0 Fecha de Instalación 10-MAR-14 Fecha de Retiro 12-MAR-14 Número de Registros 604	SISTEMA DE INFORMACIÓN DE DISTRIBUCIÓN																																																																														
Factor uso a Demanda Mínima 3.100% Factor uso a Demanda Media 7.400% Factor uso a Demanda Máxima 20.400%	Potencia dispon demanda max 29.885 kVA Factor de carga 35.540 % Energía Directa 0.000 kWh Factor de pérdidas 0.146																																																																																
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PROM</th> <th>MAX</th> <th>HORA</th> <th>MIN</th> <th>HORA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Demanda (kW)</td> <td>2.599</td> <td>7.314</td> <td>19:15</td> <td>1.125</td> <td>04:20</td> </tr> <tr> <td>Demanda (kVA)</td> <td>2.782</td> <td>7.635</td> <td>19:15</td> <td>1.168</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Factor Potencia F1</td> <td>0.932</td> <td>1.000</td> <td>22:55</td> <td>0.883</td> <td>09:40</td> </tr> <tr> <td>Factor Potencia F2</td> <td>0.927</td> <td>0.998</td> <td>17:40</td> <td>0.782</td> <td>09:15</td> </tr> <tr> <td>Factor Potencia F3</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>12:00</td> <td>1.000</td> <td>12:00</td> </tr> <tr> <td>Factor Potencia Total</td> <td>0.934</td> <td>0.998</td> <td>23:35</td> <td>0.759</td> <td>09:40</td> </tr> <tr> <td>Voltaje Fase 1(V)</td> <td>123.318</td> <td>125.048</td> <td>23:30</td> <td>121.565</td> <td>16:25</td> </tr> <tr> <td>Voltaje Fase 2(V)</td> <td>121.802</td> <td>125.428</td> <td>13:05</td> <td>117.235</td> <td>15:15</td> </tr> <tr> <td>Voltaje Fase 3(V)</td> <td>0.000</td> <td>0.000</td> <td>12:00</td> <td>0.000</td> <td>12:00</td> </tr> <tr> <td>Corriente Fase 1(A)</td> <td>10.601</td> <td>28.764</td> <td>12:35</td> <td>3.516</td> <td>03:45</td> </tr> <tr> <td>Corriente Fase 2(A)</td> <td>13.675</td> <td>38.488</td> <td>19:15</td> <td>5.275</td> <td>08:40</td> </tr> <tr> <td>Corriente Fase 3(A)</td> <td>0.000</td> <td>0.000</td> <td>12:00</td> <td>0.000</td> <td>12:00</td> </tr> </tbody> </table>		PROM	MAX	HORA	MIN	HORA	Demanda (kW)	2.599	7.314	19:15	1.125	04:20	Demanda (kVA)	2.782	7.635	19:15	1.168		Factor Potencia F1	0.932	1.000	22:55	0.883	09:40	Factor Potencia F2	0.927	0.998	17:40	0.782	09:15	Factor Potencia F3	1.000	1.000	12:00	1.000	12:00	Factor Potencia Total	0.934	0.998	23:35	0.759	09:40	Voltaje Fase 1(V)	123.318	125.048	23:30	121.565	16:25	Voltaje Fase 2(V)	121.802	125.428	13:05	117.235	15:15	Voltaje Fase 3(V)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00	Corriente Fase 1(A)	10.601	28.764	12:35	3.516	03:45	Corriente Fase 2(A)	13.675	38.488	19:15	5.275	08:40	Corriente Fase 3(A)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00		
	PROM	MAX	HORA	MIN	HORA																																																																												
Demanda (kW)	2.599	7.314	19:15	1.125	04:20																																																																												
Demanda (kVA)	2.782	7.635	19:15	1.168																																																																													
Factor Potencia F1	0.932	1.000	22:55	0.883	09:40																																																																												
Factor Potencia F2	0.927	0.998	17:40	0.782	09:15																																																																												
Factor Potencia F3	1.000	1.000	12:00	1.000	12:00																																																																												
Factor Potencia Total	0.934	0.998	23:35	0.759	09:40																																																																												
Voltaje Fase 1(V)	123.318	125.048	23:30	121.565	16:25																																																																												
Voltaje Fase 2(V)	121.802	125.428	13:05	117.235	15:15																																																																												
Voltaje Fase 3(V)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00																																																																												
Corriente Fase 1(A)	10.601	28.764	12:35	3.516	03:45																																																																												
Corriente Fase 2(A)	13.675	38.488	19:15	5.275	08:40																																																																												
Corriente Fase 3(A)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00																																																																												
Desbalance de Corrientes por Fase(1-2-3) en %		31%	69%	-100%																																																																													
Observaciones:																																																																																	
ESTE ANALISIS FUE REALIZADO POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. EL CUAL NO TIENE COSTO ALGUNO																																																																																	

Figura 36.1:8 Tomas de Carga.

Fuente: Empresa Eléctrica Quito

4.1.4.1 Análisis de las pérdidas para un transformador de 37,5KVA, 25KVA ,15KVA y uno de 10 KVA.

A continuación vamos a realizar un programa utilizando los valores de pérdidas de vacío y de cortocircuito obtenidos en normas.

Ingresamos datos en matlab:

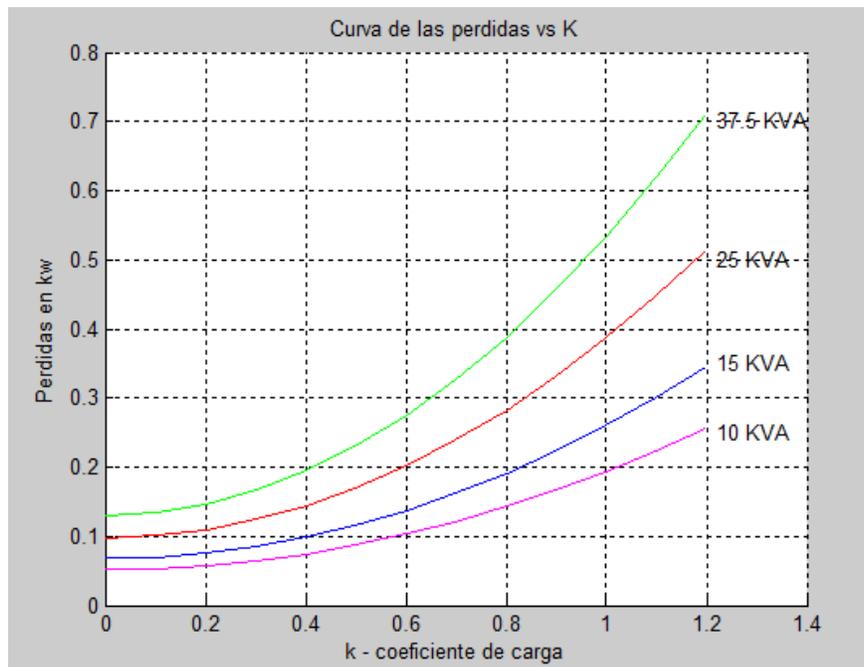
```

K=[0,0.05,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9,1,1.1,1.2];
syms P0 P1 P01 P2 P02 P3 P03 P4 P04;
hold on;

text(1.22,0.25, '10 KVA')
text(1.22,0.35, '15 KVA')
text(1.22,0.50, '25 KVA')
text(1.22,0.70, '37.5 KVA')

title ('Curva de las perdidas vs K')
xlabel('k - coeficiente de carga')
ylabel('Perdidas en kw')
grid
P01=0.052; P2=0.142;
PT2=P01+P2*K.^2;
plot(K,PT2,'m')
P02=0.068; P3=0.192;
PT3=P02+P3*K.^2;
plot(K,PT3,'b')
P03=0.098; P4=0.289;
PT4=P03+P4*K.^2;
plot(K,PT4,'r')
P04=0.130; P5=0.403;
PT5=P04+P5*K.^2;
plot(K,PT5,'g')

```



**Figura 37.1:9 Pérdidas de potencia 37,5kva, 25kva, 15kva y 10kva.
Fuente: Autor**

4.1.4.2 Calculo del coeficiente de carga límite de los transformadores de menor capacidad 25KVA, 15KVA Y 10KVA.

Lo que se va analizar es ver si es accesible poder cambiar el transformador de mayor capacidad por cualquiera de los dos transformadores de menor capacidad tomados como ejemplo:

Ingresamos datos matlab:

```
K=[0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9];
syms P0 P01 PC1 PC11 P001 P02 PC2 PC12 P002 P03 PC3 PC13;
syms P0 P1 P01 P2 P02 P3 P03 P4 P04 P5 K1 ;
hold on;
title ('CAMBIO DE TRANSFROMADOR DE MAYOR A MENOR K<KL')
xlabel('k - coeficiente de carga mayor capacidad')
ylabel('KL-coeficiente de carga limite trafo menor capacidad')
grid

% CAMBIO DE 37,5KVA A 10KVA
P002=0.130; P03=0.052; PC3=0.403 ; PC13=0.142;
KL3=sqrt((P002-P03+PC3*K.^2)/PC13);
hold on;
plot(K,KL3,'r')

% CAMBIO DE 37,5KVA A 15KVA
P003=0.130; P04=0.068; PC4=0.403 ; PC14=0.192;
KL1=sqrt((P003-P04+PC4*K.^2)/PC14);
hold on;
plot(K,KL1,'m')

% CAMBIO DE 37,5KVA A 25KVA
P004=0.130; P05=0.098; PC5=0.403 ; PC15=0.289;
KL2=sqrt((P004-P05+PC5*K.^2)/PC15);
hold on;
plot(K,KL2,'b')

text(0.92,1.65, '37,5 a 10 KVA')
text(0.92,1.45, '37,5 a 15 KVA')
text(0.92,1.10, '37,5 a 25 KVA')
text(0.92,0.20, '37,5 KVA')

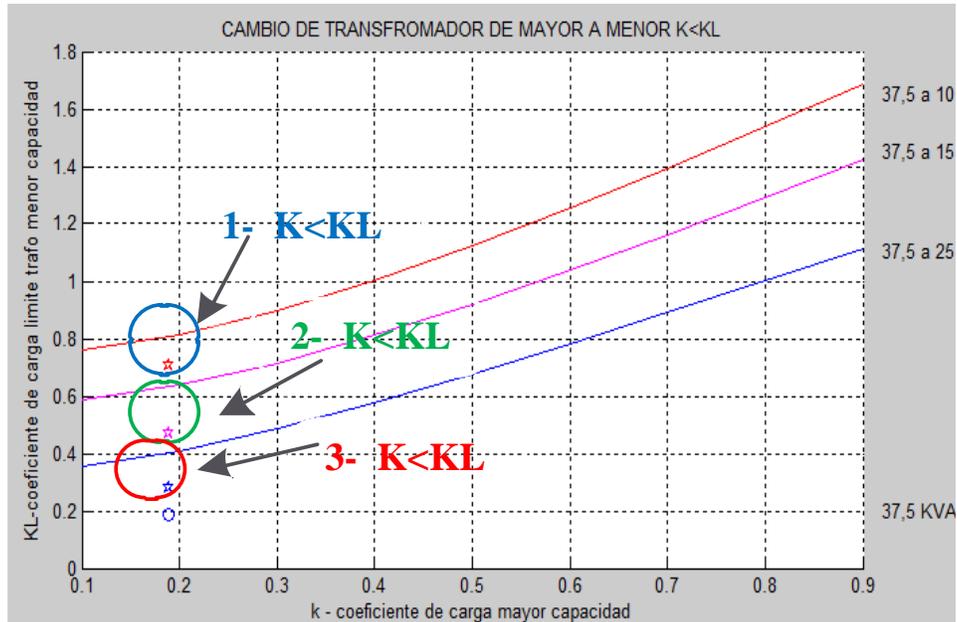
% CAMBIO DE 37,5KVA A 25KVA O A 15KVA
KVA=37.5;CARGA=7.0635;KVA2=15;KVA3=25;KVA1=10;
KMA=CARGA/KVA
plot(KMA,KMA,'o')
% plot (K,KMA,'o')
KME1=CARGA/KVA1
plot(KMA,KME1,'Pr')
%plot(K,KME2,'p')
KME2=CARGA/KVA2
plot(KMA,KME2,'Pm')
%plot(K,KME2,'p')
```

```

KME3=CARGA/KVA3
plot (KMA,KME3, 'Pb')
%plot (K,KME3,'p')

```

Grafica obtenida:



**Figura 38.1:10 Coeficiente de carga limite 10 KVA, 15KVA y 25KVA.
Fuente: Autor**

Caso 1.- Analizando la gráfica podemos ver que en el primer caso el coeficiente de carga del transformador de 37,5 kva es mayor que el coeficiente de carga límite del transformador de 10kva lo cual se llegaría a la conclusión que es factible el cambio ya que $(K < KL)$.

Caso 2.- Para el segundo caso el coeficiente de carga del transformador de 37,5 kva es mayor que el coeficiente de carga límite del transformador de 15kva lo cual se llegaría a la conclusión que es factible el cambio ya que $(K < KL)$.

Caso 3.- Para el tercer caso el coeficiente de carga del transformador de 37,5 kva es mayor que el coeficiente de carga límite del transformador de 25kva lo cual se llegaría a la conclusión que es factible el cambio ya que $(K < KL)$.

TRANSFORMADOR EXISTENTE	TRANSFORMADOR A CONECTAR	Valores de KL para K igual a:							
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
15KVA	10KVA	0.3552	0.4084	0.4641	0.5736	0.6713	0.7742	0.8805	0.9890
25KVA	10KVA	0.5868	0.6367	0.7121	0.8060	0.9125	1.0279	1.1494	1.2753
37,5KVA	10KVA	0.7601	0.8141	0.8971	1.0017	1.1220	1.2534	1.3928	1.5381
25KVA	15KVA	0.4139	0.4653	0.5401	0.6301	0.7298	0.8355	0.9454	1.0581
37,5KVA	15KVA	0.5864	0.6379	0.7154	0.8116	0.9207	1.0385	1.1625	1.2908
50KVA	15KVA	0.7172	0.7654	0.8480	0.9518	1.0704	1.1997	1.3364	1.4785
37,5KVA	25KVA	0.3731	0.4081	0.4860	0.5778	0.6777	0.7828	0.8911	1.0016
50KVA	25KVA	0.4819	0.5342	0.6115	0.7057	0.8108	0.9232	1.0405	1.1612
100KVA	25KVA	0.6527	0.7072	0.7896	0.8923	1.0090	1.1356	1.2690	1.4072
50KVA	37,5KVA	0.2952	0.3539	0.4345	0.5270	0.6261	0.7293	0.8348	0.9421
75KVA	37,5KVA	0.4753	0.5284	0.6084	0.7011	0.8067	0.9194	1.0370	1.1579
100KVA	37,5KVA	0.5935	0.6473	0.7281	0.8283	0.9415	1.0636	1.1919	1.3246
75KVA	50KVA	0.3465	0.4015	0.4804	0.5730	0.6735	0.7790	0.8876	0.9984
100KVA	50KVA	0.4776	0.5208	0.5990	0.6939	0.7995	0.9121	1.0294	1.1500
100KVA	75KVA	0.6351	0.7350	0.8266	0.9196	1.0191	1.1212	1.2272	1.3348

K1=0,2 **K2=0,2** **K3=0,2**

K < KL **KL=0,814** **KL=0,637** **KL=0,408**

Tabla 10.1:4 Coeficiente de carga límite 10KVA, 15KVA y 25KVA.
Fuente: Autor

Para poder verificar utilizamos la tabla 4.1 obtenida con matlab y podemos comprobar que de igual manera en los tres casos se puede realizar el cambio del transformador para los tres ejemplos ya que se cumple ($K < KL$).

4.1.4.3 Análisis de las pérdidas de cobre dependiendo de la carga que estén expuestos los transformadores.

En este punto lo que realizamos a continuación es ver en los tres ejemplos de transformadores utilizados como es la variación de las perdidas manteniendo el mismo porcentaje de carga para los tres casos, para lo cual se realiza un programa en matlab que nos ayudara a verificar estos valores.

Ingresamos datos matlab:

```
K=[0,0.05,0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8,0.9,1,1.1,];
syms P0 P1 P01 P2 P02 P3 P03 P4 P04 P5 P05 P6 P06 P7 P07 P8;
hold on;
text(1.22,0.22, '10 KVA')
```

```

text(1.22,0.30, '15 KVA')
text(1.22,0.45, '25 KVA')
text(1.22,0.62, '37,5 KVA')
title ('PERDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES VS CARGA')
xlabel('POTENCIA KVA')
ylabel('Perdidas en kw')
grid
% PERDIDAS 10KVA
P01=0.052; P2=0.142;
PT2=P01+P2*K.^2;
plot(K,PT2,'m')
% PERDIDAS 15KVA
P02=0.068; P3=0.192;
PT3=P02+P3*K.^2;
plot(K,PT3,'y')
% PERDIDAS 25KVA
P03=0.098; P4=0.289;
PT4=P03+P4*K.^2;
plot(K,PT4,'c')
% PERDIDAS 37,5KVA
P04=0.130; P5=0.403;
PT5=P04+P5*K.^2;
plot(K,PT5,'g')

% PERDIDAS 37,5KVA VS 25KVA , 15KVA , 10KVA DEPENDIENDO DE LA CARGA

KVA3=25;CARGA=7.635;KVA1=37.5;KVA2=15;KVA4=10;

KME=CARGA/KVA1
KT10=P04+P5*KME.^2;
plot(KME,KT10,'pg')
%plot (K,KT10,'p')

KMC=CARGA/KVA2
KT10=P02+P3*KMC.^2;
plot(KMC,KT10,'py')
%plot (K,KT10,'p')

KMD=CARGA/KVA3
KT10=P03+P4*KMD.^2;
plot(KMD,KT10,'pc')
%plot (K,KT10,'p')

KMF=CARGA/KVA4
KT10=P01+P2*KMF.^2;
plot(KMF,KT10,'pm')
%plot (K,KT10,'p')

```

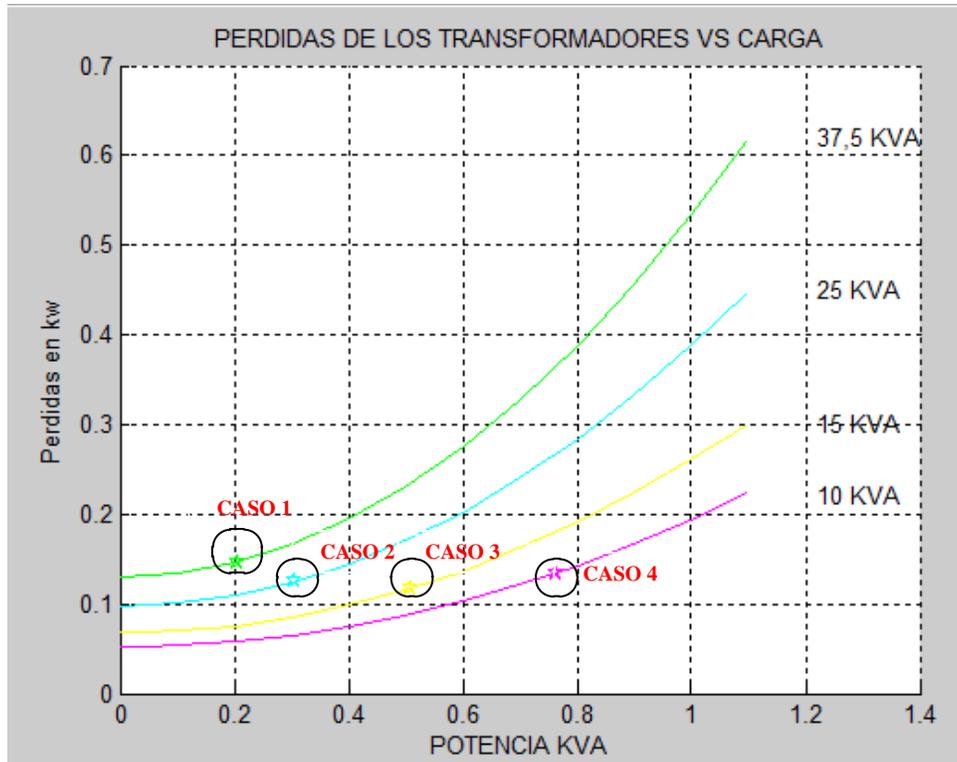


Figura 39.1:11 Pérdidas en transformadores vs carga.

Fuente: Autor

Analizaremos todos los casos en base al transformador el cual se le está haciendo el estudio de cambio con una carga del 19% que para el transformador de 37,5KVA será 7,125KVA.

Caso 1:

Para el primer caso tenemos un transformador de 37,5KVA que está trabajando al 20% que equivale a 7,5KVA capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,15 kW a plena carga.

Caso 2:

Para el segundo caso tenemos un transformador de 25KVA que está trabajando al 30% que equivale a 7,5KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,125 KW a plena carga.

Caso 3:

Para el tercer caso tenemos un transformador de 15KVA que está trabajando al 50% que equivale a 7,5KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,1177 KW a plena carga.

Caso 4:

Para el tercer caso tenemos un transformador de 10KVA que está trabajando al 76% que equivale a 7,6KVA de capacidad nominal el cual tiene una pérdida de 0,135 KW a plena carga.

Para este caso podemos llegar a concluir que la mejor opción de cambio es por un transformador de 15KVA.

4.1.4.4 Análisis del comportamiento de la potencia en el transformador 37,5KVA.

Se analizó una serie de datos tomados por la empresa eléctrica para realizar esta gráfica y se puede ver que hay horarios donde se eleva la curva en las llamadas horas pico y de igual manera hay horarios donde el consume decae notablemente se ha realizado un cálculo para sacar el promedio y poder trabajar con este dato para nuestros siguientes análisis.

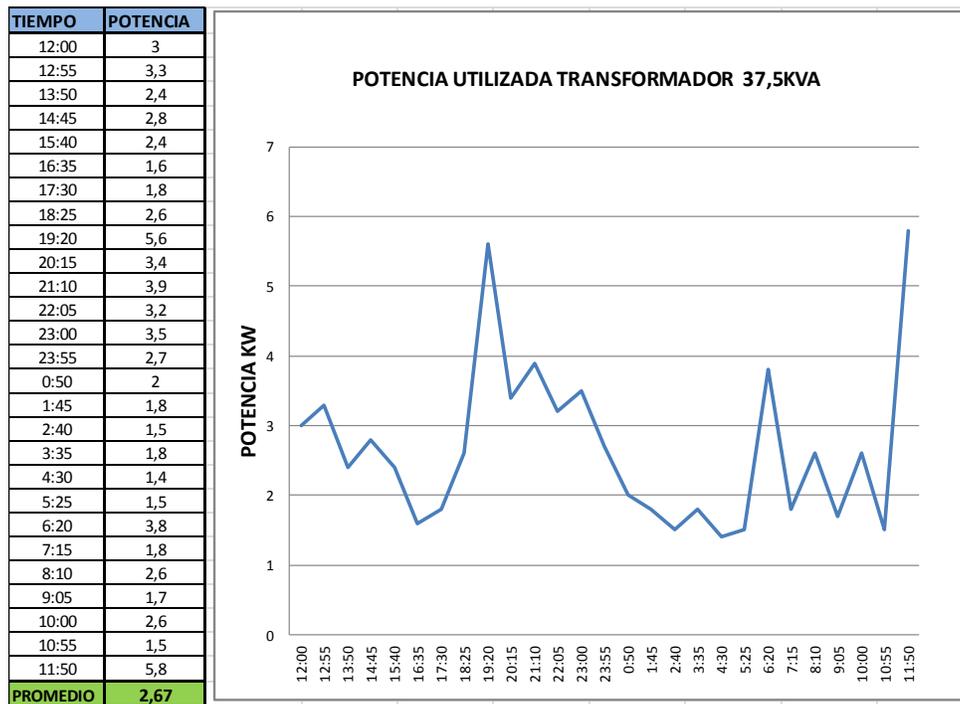


Figura 40.1:12 Demanda transformador 37,5KVA.

Fuente: Autor

4.2 Análisis de los cambios de conexiones en bancos de Transformadores.

Los bancos de transformadores monofásicos sirven para obtener sistemas trifásicos muy útiles para transportar energía a largas distancias de la misma manera sirve para poder cambiar el número de fases.

Para las pérdidas estudiadas podemos decir que las conexiones son parte importante en el estudio ya que de esto también depende de que las pérdidas se reduzcan y trabajen los primarios en un estado óptimo y equilibrado.

Los diferentes tipos de conexiones van a ser utilizados de acuerdo al área de demanda y de las características del primario.

4.2.1 Análisis de los grupos de conexiones.

- **Yyn 0.-** Este tipo de conexión para transformadores de distribución, el neutro puede cargarse con el 10% o durante 1,5 horas máximo con el 25% de la intensidad nominal (conexión de bobinas de derivación a tierra).[5]
- **Yzn 5.-** Para transformadores de distribución hasta aproximadamente 250kVA para redes locales. El neutro puede cargarse con la intensidad nominal.[5]
- **Dyn 11.-** Se utiliza para transformadores de distribución superiores a 315kVA para primarios que abastezcan redes locales e industriales.[5]
- **Ii 0.-** utilizado en transformadores monofásicos, previstos para abastecer instalaciones ferroviarias o para grupos trifásicos con muy altas tensiones y potencias.[5]

Conexión estrella-estrella (YNyn)

Ventajas:

- Facilidad de acceder al neutro en primario y secundario, obteniendo dos valores de voltaje, que son muy útiles en la parte de distribución, o también conectarse a tierra como medida de seguridad para las instalaciones.
- Baja el costo ya que el voltaje se lo aplica a cada fase lo cual nos permite reducir el número de espiras.
- Aumenta la sección de los conductores lo cual favorece la resistencia mecánica a los esfuerzos de cortocircuitos.

Inconvenientes:

- Este generalmente nos serviría para trabajar con bajas potencias.

- Variaciones de tensión en primario con afectación en la carga secundaria, con neutro solo en secundario y el desequilibrio de tensiones en primario aún más acusado.

Conexión estrella-triángulo (Ynd)

Ventajas:

- Las variaciones en las cargas secundarias quedan compensadas en las tres fases del primario.

Inconvenientes:

- Este tipo de conexión hace que este transformador sea de uso muy limitado como por ejemplo de uso como reductor de tensión al final de las líneas.
- No es aconsejable conectar el neutro del primario a una tierra de protección ya que dan lugar a la creación de armónicos judiciales.
- Este no nos permite acceder a un neutro secundario para redes de distribución, por lo cual no podrá tampoco conectarse a la tierra de seguridad.

Conexión estrella-zigzag (Yz).

Ventajas:

- No permite que se produzcan desbalances en el primario cuando aparecen cargas desequilibradas en el secundario.
- Es aplicable para redes de distribución que suministres dos tensiones a la red ya que la conexión es igual a la conexión estrella.

Inconvenientes:

- En el secundario se obtiene una tensión compuesta inferior a la que daría un transformador estrella-estrella del mismo número de espiras en el primario y el secundario, por tanto para compensar este inconveniente habrá que aumentar el número de espiras en el secundario un 15,4% con relación al estrella-estrella con el mismo número de espiras primario para ambos.
- El aumentar el número de espiras en el secundario conlleva a un mayor coste con relación al resto de conexiones, lo cual nos limitaría para aplicaciones en potencias elevadas sustituyéndose para estos casos por el transformador triángulo-estrella.

Conexión triángulo-triángulo (Dd).

Ventajas:

- Los desbalances provocados por las cargas secundarias se reparten entre las fases del primario, evitando los desequilibrios de los flujos magnéticos.
- Debido a que las corrientes circulan por cada fase permitirán disminuir la sección de los conductores por ende disminuirán los costos de este.

Inconvenientes:

- No se puede disponer de neutro tanto el primario ni como en el secundario limitando de esa forma su utilización.
- Todos los devanados soportan toda la tensión de la red, lo cual implica aumento del número de espiras.

Conexión triángulo-estrella (Dyn).

Ventajas:

- Al producirse una asimetría en la carga, no motiva asimetría de flujo, por producirse un reparto entre las tres columnas del primario.
- Puede distribuirse el neutro en el secundario siendo muy factible para redes de distribución con dos tensiones, no aconsejable conectar el neutro a tierra en las líneas de transporte.
- La posibilidad de tener un neutro accesible permite ponerle a tierra con protección de la instalación.
- Gracias a las características de estas conexiones en los transformadores son muy utilizadas para el transporte como en distribución de la energía.

Inconvenientes:

- Este transformador es de muy buenas características no tiene inconvenientes, aunque su utilidad será como elevador al principio de la línea y no al final ya que cada devanado primario ha de soportar la tensión entre fases de la red.

4.3 Análisis de Factibilidad para la implementación de las medidas propuestas.

4.3.1 Análisis Técnico del Proyecto

Para realizar el análisis se ha tomado como muestra un transformador que está operando en Quito de 37,5KVA.

Datos obtenidos EEQ:

Solicitud	6963	Fecha Solicitud	2014/03/07
Area Solicitante	Proyecto de Reduccion de Perdidas Tecnicas	Pot. Requerida	13.6 kVA
Solicitante	SALINAS DIANA CAROLINA	Suministro	
Cliente	ING. MARCO ACUÑA/ CONJUNTO GR	Tipo Usuario	COMERCIAL
Dirección	CALLE JORGE ICAZA Y ADALBERTO ORTIZ SECTOR LA ARMENIA	Voltaje MT/BT(V)	22.8- 240/120 GRDY/13.2
Transformador No.	162833	Equipo Instalado	CE RCT-B 0
Fases	MONOFASICO	Fecha de Instalación	10-MAR-14
Potencia	37.5 kVA	Fecha de Retiro	12-MAR-14
Primario/Subestación	23D CONOCOTO	Número de Registros	604
Punto GIS	782489. 9970196		
Propiedad	CLIENTE		
Punto Medición	CENTRO DE TRANSFORMACION AEREO		

Factor uso a Demanda Mínima	3.100%	Potencia dispon demanda max	29.865 kVA
Factor uso a Demanda Media	7.400%	Factor de carga	35.540 %
Factor uso a Demanda Máxima	20.400%	Energia Directa	0.000 kWh
		Factor de pérdidas	0.146

	PROM	MAX	HORA	MIN	HORA
Demanda (kW)	2.599	7.314	19:15	1.125	04:20
Demanda (kVA)	2.782	7.635	19:15	1.168	
Factor Potencia F1	0.952	1.000	22:55	0.683	09:46
Factor Potencia F2	0.927	0.998	17:40	0.782	09:15
Factor Potencia F3	1.000	1.000	12:00	1.000	12:00
Factor Potencia Total	0.934	0.998	23:35	0.759	09:40
Voltaje Fase 1(V)	123.318	125.948	23:30	121.565	16:25
Voltaje Fase 2(V)	121.802	125.426	13:05	117.235	15:15
Voltaje Fase 3(V)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00
Corriente Fase 1(A)	10.601	26.764	12:35	3.516	03:45
Corriente Fase 2(A)	13.675	38.486	19:15	5.275	08:40
Corriente Fase 3(A)	0.000	0.000	12:00	0.000	12:00

Figura 41.3:1 Demanda promedio y máxima transformador de 37,5kva.
Fuente: Empresa Eléctrica Quito.

Lo que vamos a realizar es ver la mejor opción de cambio del transformador actual si se lo puede realizar por el de 25KVA por el de 15KVA y de última opción uno de 10KVA.

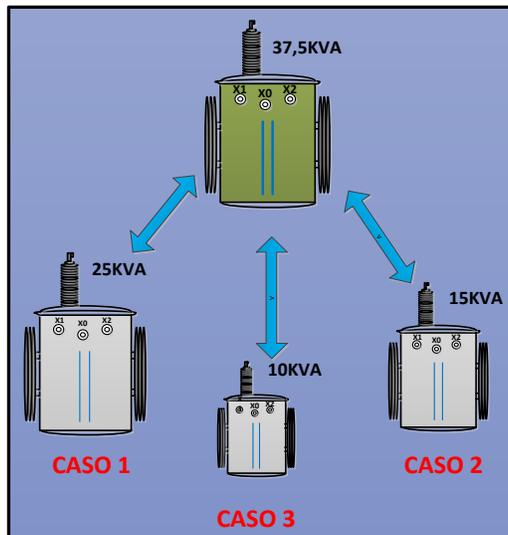


Figura 42.3:2 Representación Gráfica de las opciones de cambio.
Fuente: Autor

4.3.2 Análisis Económico del Proyecto

Después de haber realizado cálculos en el tema anterior se pudo ver que es factible realizar el cambio del transformador del de 37,5kva a uno de 15KVA, para lo cual se va a realizar el estudio económico para afianzar el estudio.

TRANSFORMADOR KVA	COEFICIENTE-K	PERDIDAS EN VACIO	PERDIDAS EN CC	TOTAL PERDIDAS	U	POTENCIA AHORRADA/H	POTENCIA AHORRADA/DIA	POTENCIA AHORRADA/AÑO
15	0,185466667	0,068	0,192	0,07460439	kw			
37,5	0,074186667	0,13	0,403	0,13221798	kw	0,057613582	1,382725963	504,6949764

DEMANDA PROMEDIO 37,5KVA	COSTO KW/H DISTRIBUCION	AHORRO ANUAL KW/H
2,782	\$ 3,04	504,6949764

Tabla 11.3:1 Cálculo de la Potencia ahorrada para el cambio de transformador.

Fuente: Autor

Para realizar el análisis económico del sistema debemos tomar en cuenta inicialmente la inversión necesaria para dicha implementación, y de tal manera poder demostrar la viabilidad o no viabilidad en la implementación del sistema.

4.3.2.1 Lista de Materiales

Listado de materiales con su respectivo costo. (Ver Tabla 4.3:2).

LISTADO DE MATERIALES			
DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
TRANSFORMADOR 15KVA	1,000	1624,000	1624,000
SECCIONADOR Y TIRAFUSIBLE	1,000	126,040	126,040
PROTECCION DE BAJAS NH	2,000	35,500	71,000
TOTAL			1821,040

Tabla 12.3:2 Lista de Materiales.

Fuente: Autor

El listado se lo realizo en base a experiencias profesionales adquiridas en el campo.

4.3.2.2 Evaluación Financiera

Por medio de fórmulas financiera se demostrará la viabilidad o no del sistema y para ello se realizó algunos pasos correspondientes como el cálculo del TMAR, VAN, TIR, PRI.

- **Tasa mínima Aceptable de Rendimiento.(TMAR)**

Se la denomina a la tasa mínima de rendimiento que los inversionistas van a recibir por el capital que invierten. Para ello se deben tomar en cuenta varios factores como son: la inflación, el riesgo país y la tasa activa que según datos del Banco Central de Ecuador son los siguientes: (Ver Tabla 4.3:3).

TMAR	
Inflación	3,67%
Riesgo País	5,69%
Tasa Activa	7,41%
Total TMAR	16,77%

Tabla 13.3:3 Tasa mínima aceptable de rendimiento.

Fuente: Autor

Tomado en cuenta los valores de la Tabla 4.3:2 verificamos en el valor total de la inversión que se tiene. (Ver Tabla 4.3:4).

INVERSIÓN		
CONCEPTO	VALOR	TASA DE INTERÉS
Préstamo Capital de Trabajo	2501,04	16,77%

Tabla 14.3:4 Inversión Inicial.

Fuente: Autor

La Tasa de descuento establecido por el Banco Central para proyectos es del 12%.

- **Valor Actual Neto (VAN)**

Es una técnica financiera que permite calcular valores presentes en un determinado número de flujos de caja futuro, originados por una inversión. Si el VAN es mayor que cero el proyecto es aceptable, ya que es rentable, lo que permite recuperar la inversión y obtener una ganancia.

$$VAN = I_0 + \frac{FNF}{(1+i)^1} + \frac{FNF}{(1+i)^2} + \frac{FNF}{(1+i)^3} + \frac{FNF}{(1+i)^n}$$

Dónde:

VAN=Valor Presente Neto.

I_0 =Valor del desembolso inicial

FNF=Flujos Neto Financiero

i =Tasa Mínima de rendimiento Aceptable

VALOR ACTUAL NETO			
PERIODO	FLUJO DE FONDOS	TASA(1+0,12)^n	VAN
0	0		0
1	-425,87	1,12	-380,24
2	309,07	1,25	246,39
3	1998,94	1,40	1422,80
4	3773,30	1,57	2398,00
5	5636,37	1,76	3198,23
6	7592,61	1,97	3846,65
7	9646,65	2,21	4363,65
8	11803,39	2,48	4767,19
9	14067,98	2,77	5073,05
10	18946,83	3,11	6100,37
TOTAL VAN			31036,11

Tabla 15.3:5 Calculo valor actual neto.

Fuente: Autor

Para la implementación del sistema tenemos un VAN de \$31036,11 UDS positivo, demostrando que es viable llevar a cabo el proyecto, tomando en cuenta una tasa del 12% a las inversiones realizadas.

- **Tasa Interna de Retorno**

Es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. Los criterios de aceptación de la TIR son:

Cuando la $TIR > TMAR$ = el proyecto se acepta

Cuando la $TIR = TMAR$ = el proyecto es indiferente

Cuando la $TIR < TMAR$ = el proyecto es rechazado.

La TIR se ha calculado directamente con las herramientas de Excel, aplicando la función financiera TIR con los siguientes datos:

TASA INTERNA DE RETORNO	
PERIODO	FLUJO DE FONDOS
0	0
1	-425,87
2	309,07
3	1998,94
4	3773,30
5	5636,37
6	7592,61
7	9646,65
8	11803,39
9	14067,98
10	18946,83
TIR	240,80%

Tabla 16.3:6 Cálculo tasa interna de retorno.
Fuente: Autor

La TIR es del 240,80%, mayor que la tasa de descuento, el proyecto es muy aceptable debido a su rendimiento que es mayor al mínimo requerido siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo; garantizando que se está en la capacidad de generar mayor rentabilidad.

Comprobamos la recuperación del TIR viendo que su valor total sea cero.

TASA INTERNA DE RETORNO			
PERIODO	FLUJO DE FONDOS	TASA $(1+2,4080084)^n$	VALOR
0	0		0
1	-425,87	3,41	-124,96
2	309,07	11,61	26,61
3	1998,94	39,58	50,50
4	3773,30	134,90	27,97
5	5636,37	459,73	12,26
6	7592,61	1566,74	4,85
7	9646,65	5339,47	1,81
8	11803,39	18196,91	0,65
9	14067,98	62015,07	0,23
10	18946,83	211347,41	0,09
TOTAL COMPROBACION TIR			0,00

Tabla 17.3:7 Comprobación TIR.
Fuente: Autor

- **Periodo de Recuperación**

Instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

PERIODO DE RECUPERACION		
PERIODO	FLUJO DE FONDOS	FLUJO DE FONDOS ACUMULADOS
0	-2501,04	-2501,04
1	-425,87	-2926,91
2	734,94	-2191,97
3	1689,87	-502,10
4	1774,36	1272,26
5	1863,08	3135,33
6	1956,23	5091,57
7	2054,04	7145,61
8	2156,75	9302,35
9	2264,58	11566,94
10	4878,85	16445,79

Tabla 18.3:8 Periodo de recuperación.
Fuente: Autor

- **Análisis Costo Beneficio**

Técnica usada para evaluar proyectos de inversión, que consiste en comparar costo con los beneficios asociados a la realización del proyecto. Un proyecto será viable cuando los beneficios superan los costos.

Se utiliza la siguiente formula:

$$\frac{B}{C} = \frac{BENEFICO ACUMULADO}{COSTO ACUMULADO}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{10933,30976}{2793,607249}$$

$$\frac{B}{C} = 3,913688$$

Lo que se puede apreciar es que por cada dólar que se invierte en el proyecto retorna \$ 3,91; para lo cual tendríamos \$ 2,91 de utilidad.

AHORRO ANUAL												
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL AHORRO
AHORRO	\$ 1.532,76	\$ 1.609,40	\$ 1.689,87	\$ 1.774,36	\$ 1.863,08	\$ 1.956,23	\$ 2.054,04	\$ 2.156,75	\$ 2.264,58	\$ 2.377,81	\$ 2.496,70	\$ 21.775,58

Tabla 19.3:9 Ahorro anual.
Fuente: Autor

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO					
PERIODO	BENEFICIO(INGRESOS)	COSTOS(EGRESOS)	TASA $1/(1+0,12)^n$	BENEFICIO ACTUALIZADO	COSTO ACTUALIZADO
0	0	2501,04	1	0	2501,04
1	\$ 1.609,40	291,27	0,892857143	1436,961228	260,0597768
2	\$ 1.689,87	40,78	0,797193878	1347,151151	32,5074721
3	\$ 1.774,36	0,00	0,711780248	1262,954204	0
4	\$ 1.863,08	0,00	0,635518078	1184,019567	0
5	\$ 1.956,23	0,00	0,567426856	1110,018344	0
6	\$ 2.054,04	0,00	0,506631121	1040,642197	0
7	\$ 2.156,75	0,00	0,452349215	975,6020598	0
8	\$ 2.264,58	0,00	0,403883228	914,6269311	0
9	\$ 2.377,81	0,00	0,360610025	857,4627479	0
10	\$ 2.496,70	0,00	0,321973237	803,8713261	0
				10933,30976	2793,607249

Tabla 20.3:10 Análisis costo beneficio.
Fuente: Autor

Después de haber realizado el análisis tanto técnico como económico se llega a determinar que el proyecto es viable ya que el tiempo de recuperación es corto.

CONCLUSIONES

- El cambio de matriz energética que se está aplicando en nuestro país y que muy pronto será fuente de desarrollo es una oportunidad para que los sistemas tanto de generación transmisión y distribución se los mejore con el objetivo de minimizar pérdidas debidas a todos los niveles que se van dando hasta llegar al consumidor final.
- Se desarrolló un método de cálculo para optimizar las pérdidas técnicas en transformadores usados para la distribución que tienen en cuenta la variación y asimetría de la carga durante todo el periodo del día y de la noche cumpliendo así 24 horas diarias y durante un periodo de tiempo más prolongado así como problemas de calidad de la energía como las variaciones y asimetrías de tensión de alimentación.
- Se pudo comprobar gracias a los datos obtenidos que en la Concesión de la Empresa Eléctrica Quito hay un gran número de transformadores que trabajan con capacidad ociosa de los cuales se ha elegido a los más representativos como ejemplo para poder realizar los cálculos necesario y ver que transformador es el más óptimo para de esa forma realizar el cambio por estos que aparte de tener pérdidas técnicas son un factor importante para que las distribuidoras tengan perdidas económicamente.
- El estudio de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución es muy importante tanto para la parte económica de las distribuidoras y en la parte técnica.
- Para el estudio de la perdidas por capacidad ociosa se va a tomar en cuenta la carga con la que se está trabajando ya que de eso va a depender el trabajo optimo del transformador que lo esté abasteciendo, el trabajar tanto sobrecargado como con poca carga igual contribuyen para que exista perdidas.
- Otra de las cosas fundamentales es tener muy en cuenta que las pérdidas se producen tanto en el núcleo o como el bobinado motivo por el cual se ha realizado una serie de cálculos los cuales nos permitan optimizar dichas perdidas.
- Al final se realizó un estudio técnico financiero para poder comprobar si el estudio era factible realizarlo como se pudo ver el estudio es muy factible realizarlo ya que

en un tiempo muy corto se puede recuperar la inversión adquirida inicialmente para el cambio del transformador por otro mucho más óptimo.

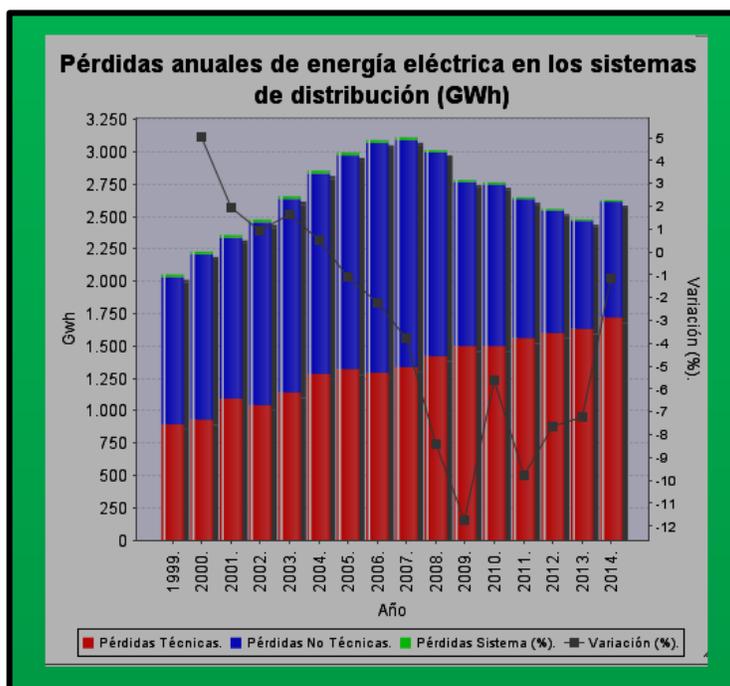
- Con estos estudios lo que se logra es un ahorro de energía que permite contribuir directamente con el medio ambiente ya que se bajara el nivel de generación con fuentes contaminantes ayudando de esta manera con el cuidado de nuestro planeta que está afectado debido al calentamiento global.

RECOMENDACIONES

- Ver un estudio necesario que establezca la carga apropiada para el transformador de manera que podamos aprovechar eficientemente la potencia del mismo.
- Al utilizar eficientemente la potencia del transformador instalado reducimos las pérdidas técnicas que se producen al momento de sobrecargarlo o subcargarlo logrando con esto el funcionamiento óptimo.
- Tener un análisis de cargabilidad adecuado tanto en diseño como en la implementación de la red de medio voltaje con el objeto de reducir pérdidas por motivo de Distribución.
- Verificar que las conexiones realizadas en el momento de la implementación sean las adecuadas y cumplan con todas las normas establecidas por el MEER con el propósito de evitar pérdidas producidas por esta causa.
- Coordinar tomas de carga semestralmente para ver el comportamiento de dicho transformador tanto en potencia, voltaje y corriente verificando de esta manera si su estado es el adecuado para trabajar en óptimas condiciones.
- Para el estudio de este tema se debería coger datos reales del protocolo de pruebas de cada transformador en este caso hemos realizado los cálculos con medidas normalizadas las cuales nos van a dar una aproximación real del valor pero si se requiere tener más certeza en los cálculos se debería realizar con datos específicos de cada uno.
- Para poder evidenciar exactamente el ahorro económico en nuestro estudio lo que se recomienda es coger el valor que cuesta un kw/h para las distribuidoras ya que de esa forma se va a reflejar el valor real de aporte del estudio.
- Se debe realizar las conexiones adecuadas dependiendo del sector ya sea domiciliario o industrial ya que el funcionamiento óptimo depende de las cargas instaladas en la red.
- Llevar a la práctica este tipo de estudios que serían de gran ayuda para poder reducir el índice de pérdidas en todos los sistemas de distribución.

ANEXOS

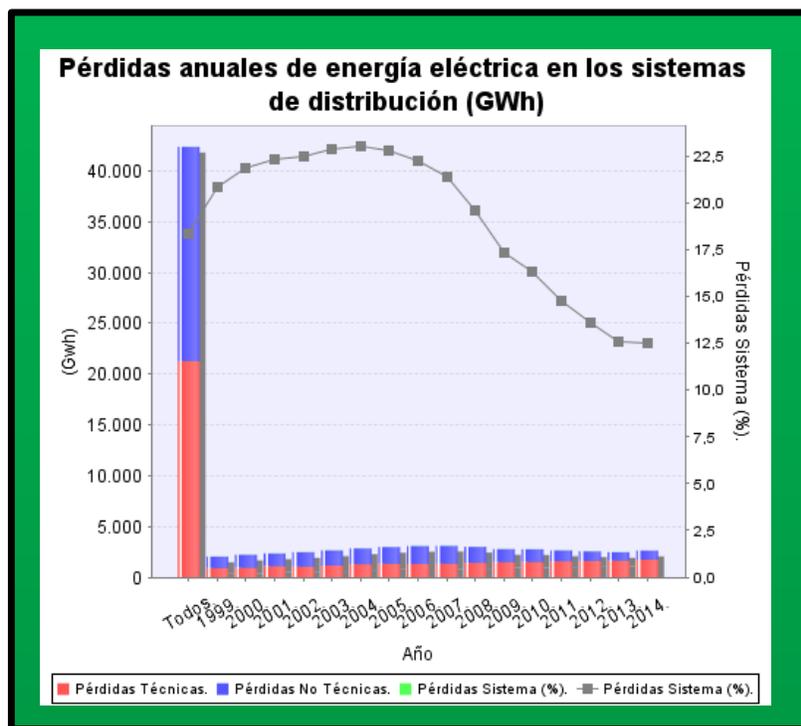
ANEXO 1.- Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución.



ANEXO 2.- Pérdidas del sistema durante un periodo.

Año	Medidas			Variación (%)
	◊ Pérdidas Técnicas	◊ Pérdidas No Técnicas	◊ Pérdidas Sistema (%)	
- Todos	21.266,51	21.119,79	18,31 %	
1999	894,05	1.137,70	20,83 %	
2000	930,54	1.276,38	21,89 %	5,06 %
2001	1.092,77	1.241,32	22,31 %	1,92 %
2002	1.042,70	1.410,92	22,51 %	0,92 %
2003	1.140,91	1.492,50	22,89 %	1,67 %
2004	1.282,43	1.548,88	23,01 %	0,53 %
2005	1.321,50	1.650,22	22,76 %	-1,08 %
2006	1.292,72	1.776,18	22,25 %	-2,23 %
2007	1.335,65	1.754,18	21,42 %	-3,76 %
2008	1.421,21	1.571,87	19,61 %	-8,41 %
2009	1.499,10	1.266,17	17,31 %	-11,77 %
2010	1.499,79	1.247,64	16,33 %	-5,64 %
2011	1.560,95	1.073,13	14,73 %	-9,80 %
2012	1.599,12	946,94	13,60 %	-7,67 %
2013	1.632,57	832,69	12,62 %	-7,22 %
2014	1.720,51	893,07	12,48 %	-1,13 %

ANEXO 3.- Curva de las pérdidas en los sistemas de distribución.



ANEXO 4.- Costos unitarios de la generación, transmisión y distribución.

SERVICIO ELÉCTRICO - AÑO 2014 APROBADO CON RESOLUCIÓN NRO. 030/14 DE 23 DE ABRIL DE 2014

COSTO DEL SERVICIO ELÉCTRICO

COSTOS UNITARIOS Y PARTICIPACIÓN EN PORCENTAJE DE LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN



EMPRESAS	GENERACIÓN USD c/kWh	TRANSMISIÓN USD c/kWh	DISTRIBUCIÓN USD c/kWh	GENERACIÓN (*) %	TRANSMISIÓN %	DISTRIBUCIÓN			TOTAL %
						CALIDAD %	CAO&M %	PROPIO %	
AMBATO	4,409	0,511	4,391	49,10%	5,49%	13,94%	31,47%	45,41%	100,00%
AZOGUES	4,409	0,511	4,931	41,90%	5,19%	14,27%	38,64%	52,91%	100,00%
CNEL - BOLIVAR	4,409	0,511	10,325	26,22%	3,35%	13,81%	56,62%	70,43%	100,00%
PÚBLICA GUAYAQUIL	4,409	0,511	2,241	70,30%	7,14%	1,28%	21,28%	22,56%	100,00%
CENTRO SUR	4,409	0,511	4,263	49,31%	5,57%	6,55%	38,57%	45,12%	100,00%
COTOPAXI	4,409	0,511	2,910	58,52%	6,53%	3,20%	31,75%	34,95%	100,00%
CNEL - EL ORO	4,409	0,511	3,386	58,10%	6,15%	5,30%	30,45%	35,75%	100,00%
CNEL - GUAYAS LOS RÍOS	4,409	0,511	3,325	62,77%	6,20%	3,25%	27,78%	31,03%	100,00%
CNEL - ESMERALDAS	4,409	0,511	4,192	56,95%	5,61%	9,61%	27,83%	37,44%	100,00%
CNEL - LOS RÍOS	4,409	0,511	5,110	55,93%	5,10%	6,60%	32,37%	38,97%	100,00%
CNEL - MANABÍ	4,409	0,511	4,732	55,62%	5,30%	5,30%	33,78%	39,08%	100,00%
CNEL - MILAGRO	4,409	0,511	3,871	59,42%	5,82%	5,69%	29,07%	34,76%	100,00%
NORTE	4,409	0,511	4,586	48,87%	5,37%	3,85%	42,11%	45,76%	100,00%
QUITO	4,409	0,511	3,037	59,25%	6,43%	4,42%	29,90%	34,32%	100,00%
RIOBAMBA	4,409	0,511	4,354	50,53%	5,51%	9,68%	35,28%	43,96%	100,00%
CNEL - SANTA ELENA	4,409	0,511	3,752	57,26%	5,90%	7,08%	29,76%	36,84%	100,00%
CNEL - SANTO DOMINGO	4,409	0,511	4,778	49,73%	5,27%	7,77%	37,23%	45,00%	100,00%
SUR	4,409	0,511	6,614	39,73%	4,44%	13,68%	42,15%	55,83%	100,00%
CNEL - SUCUMBIOS	4,409	0,511	9,072	37,49%	3,65%	8,66%	50,20%	58,86%	100,00%
GALAPAGOS	4,409	-	13,327	22,62%	0,00%	8,33%	69,05%	77,38%	100,00%
TOTAL	4,409	0,510	3,490	58,52%	6,07%	4,98%	30,43%	35,41%	100,00%

(*) Incluye el porcentaje de pérdidas

ANEXO 5.- Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito Norma NTE INEN.

TABLA 2. Transformadores monofásicos de 15 a 333 kVA
Clase medio voltaje >25 kV_{t-f} y ≤ 34,5 kV_{t-f}, clase bajo voltaje ≤ 1,2 kV_{t-f} referidos a 85° C

Potencia Nominal kVA	I _o (% de I _n)	P _o (W)	P _c (W)	P _t (W)	U _z (%)
15	2,4	141	246	387	4,0
25	2,4	185	360	545	4,0
37,5	2,0	229	488	717	4,0
50	2,0	267	606	873	4,0
75	1,9	331	821	1 152	4,0
100	1,7	386	1 019	1 405	4,0
167	1,6	507	1 497	2 004	4,0
250	1,6	628	2 025	2 653	4,0
333	1,6	732	2 510	3 242	4,0

ANEXO 6.- Datos Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ.



EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

Fecha Emisión 2014/12/03

Página 1 de 3

SDLR_PRPT_TC1
INFORME DE CARGA
Codigo: DI-CP-P001-001-F004

DEPARTAMENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS

SISTEMA DE INFORMACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Solicitud	7625	Fecha Solicitud	2014/11/27
Área Solicitante	Proyecto de Reducción de Pérdidas Técnicas	Pot. Requerida	KVA
Solicitante	VILLACRES MARIA AUGUSTA	Suministro	
Cliente	ING. CHRISTIAN ALOMOTO	Tipo Usuario	COMERCIAL
Dirección	LA ALAMEDA	Voltaje MT/BT(V)	6.300 210/121
Transformador No.	91020695	Equipo Instalado	FL 21472
Fases	MONOFASICO	Fecha de Instalación	27-NOV-14
Potencia	100 KVA	Fecha de Retiro	01-DIC-14
Primario/Subestación	53F PEREZ GUERRERO	Número de Registros	1209
Punto GIS	777746. 9976377		
Propiedad	EMPRESA		
Punto Medición	CAMARA DE TRANSFORMACION		

Factor uso a Demanda Mínima	1.600%	Potencia dispon demanda max	87.402	KVA
Factor uso a Demanda Media	5.400%	Factor de carga	39.360	%
Factor uso a Demanda Máxima	12.600%	Energía Directa	467.120	kWh
		Factor de Pérdidas	0.194	

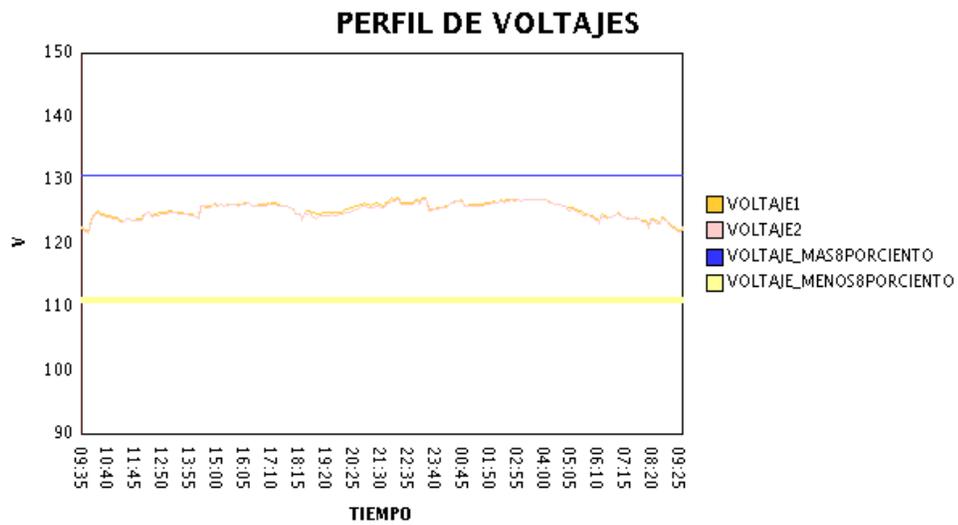
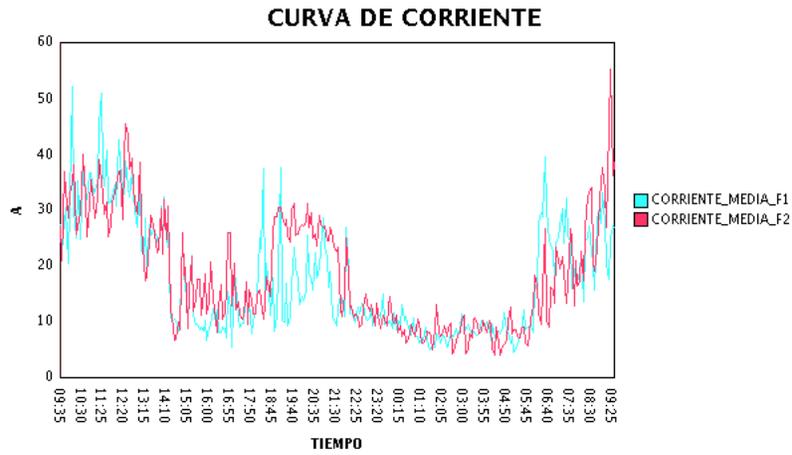
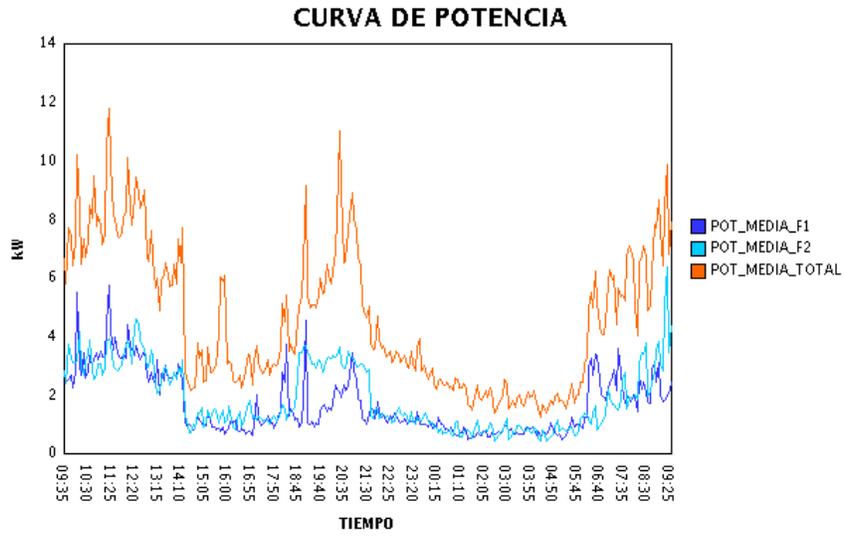
	PROM	MAX	HORA	MIN	HORA
Demanda (kW)	4.636	11.779	11:20	1.223	04:20
Demanda (KVA)	5.444	12.598	11:20	1.595	
Factor Potencia F1	0.834	0.996	22:25	0.606	14:50
Factor Potencia F2	0.854	0.990	20:20	0.586	02:00
Factor Potencia Total	0.852	0.983	20:25	0.622	14:50
Voltaje Fase 1(V)	125.170	127.300	22:25	121.870	09:50
Voltaje Fase 2(V)	124.942	127.380	14:10	121.600	10:45
Corriente Fase 1(A)	17.018	52.130	10:05	3.040	04:50
Corriente Fase 2(A)	18.623	55.160	09:20	3.990	04:20

Desbalance de Corrientes por Fase(1-2) en %	-4%	4%
---	-----	----

Observaciones:

ESTE ANALISIS FUE REALIZADO POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. EL CUAL NO TIENE COSTO ALGUNO

Analizado por: ING. CARLOS ALBERTO CARVAJAL Aprobado por: ING. CARLOS ALBERTO CARVAJAL



BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Sebastián and B. Llona, “Regulación en el sector distribución eléctrica,” 1999.
- [2] S. P. C. Olmedo, “Calculo detallado de perdidas en sistemas electricos de distribucion,” p. 234, 2007.
- [3] J. C. H. Heredia, “Determinación de la potencia de cargas no lineales,” p. 318, 1997.
- [4] A. V. Castillo, “Universidad de Costa Rica Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Eléctrica Por :Metodología para el calculo de perdidas Tecnicas en redes de distribucion electrica.,” p. 146, 2008.
- [5] T. De Potencia, “Análisis comparativo de los grupos de conexión más importantes,” pp. 1–18.
- [6] M. S. Marcos, A. D. A. Teyra, A. Especialista, E. Eléctrica, D. C. Cienfuegos, and P. Universidad, “No Title,” no. Ccv, pp. 1–5, 2009.
- [7] T. Aparato and T. Son, “Cuarta parte,” pp. 53–68.
- [8] G. A. Díaz, A. A. Romero, E. Mombello, S. Member, and N. Furlan, “Forecasting of the Transformer Core Destruction Factor by means of Multivariate Methods for Data Analysis,” vol. 11, no. 1, pp. 492–498, 2013.
- [9] E. Aliani, A. A. Romero, A. Libertador, S. Martín, S. Juan, and A. Introducción, “Consideraciones para la Gestión de Transformadores de Potencia , en el Marco de la,” pp. 594–599, 2014.
- [10] V. Hugo and Y. Salazar, “Escuela politecnica nacional,” 2010.
- [11] J. L. A. Mesa, “Estudio de la capacidad de carga segura en transfromadores de potencia,” p. 151, 2010.
- [12] S. A. Transelectric, “Transelectric s.a. concurso internacional de ofertas st/5 capitulo 2.”
- [13] MINISTERIOD E INDUSTRIAS Y PRODUCTIVIDAD, “Página 1 de 9,” pp. 1–9, 2013.
- [14] E. Eléctrica, E. N. Sectores, D. E. B. Ingresos, and C. O. N. T. D. E. Microcontroladores, “DISEÑO DE UN EQUIPO PARA INDICAR EL CONSUMO DE,” p. 123, 2007.
- [15] S. D. E. Tecnolog, “Seminario de tecnología transformadores.”
- [16] L. Zambrano and M. Byron, “PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL, SECTOR CDLA. BOLIVARIANA,” 2012.
- [17] E. Schmidt and P. Hamberger, “Eddy Current Analyses for Tank Wall and Core Clamping Parts,” no. November, pp. 21–24, 2004.
- [18] “Capítulo 1 pérdidas en distribución de energía eléctrica,” P.U.C.CH.
- [19] P. M. Lecueder, “Capacidad Ociosa. Problemática de su determinación y gestión en mercados recesivos.,” 2003.

- [20] O. M. Wrom, O. L. Víctor, and E. P. Nacional, "OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN," vol. 19, 2005.
- [21] F. J. Leoncio, "TEORIA BASICA SOBRE OPTIMIZACION." p. 21, 1999.
- [22] U. Guadalajara, "Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado."
- [23] S. L. Choy, "Utilización de métodos multicriteriales para mejorar la gestión del mantenimiento en interruptores de potencia," vol. 11, no. 2, pp. 225–235, 2007.
- [24] I. Gr, "Interfaz Gráfica para el control de tensiones y potencia reactiva en los transformadores frontera Transporte-Distribución 3.," pp. 16–21.
- [25] J. D. V. Toasa, "PROPUESTA DE GUIA PARA LA SELECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION CON ENFASIS EN SU NIVEL DE CARGA.," p. 129, 2011.
- [26] C. Oswaldo and O. Marcillo, "Escuela politécnica nacional," 2001.
- [27] C. Commons, A. License, R. A. Hincapi, and A. G. Rend, "Reubicación óptima de transformadores de distribución usando el algoritmo multiobjetivo de optimización NSGA II," vol. 10, pp. 77–97, 2014.
- [28] "Escuela politécnica nacional facultad de ingeniería eléctrica optimizacion del empleo de transformadores."
- [29] K. GRUPO DE GESTION EFICIENTE DE ENERGIA, "EFICIENCIA ENERGETICA EN TRANSFORMADORES ELECTRICOS," p. 44.
- [30] R. H. Isaza, "Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas Optimal relocation of distribution transformers to reduce technical losses," no. 51, pp. 28–34, 2012.
- [31] A. A. Tellez, "MEDIDAS PARA MINIMIZAR LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION," p. 107, 2009.
- [32] S. L. Choy, D. B. V, and C. H. R, "Pérdidas por las líneas en las conexiones de transformadores y bancos de distribución," vol. IV, no. 12, pp. 37–45, 2001.
- [33] J. C. Van Horne and J. M. W. Jr, *Administración Financiera*.
- [34] I. I. I. Conceptos, P. Sobre, and C. Trifásicos, "CONCEPTOS BASICOS SOBRE CIRCUITOS TRIFASICOS SINUSOIDALES," p. 16.