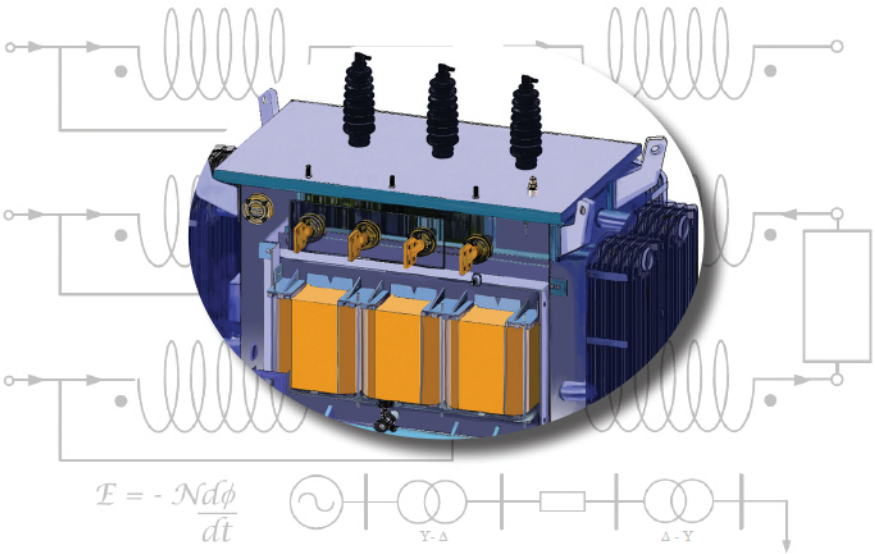
Universidad Tecnológica de Pereira

Facultad de Ingenierías

Transformadores Eléctricos



Sandra Milena Pérez Londoño
José Germán López Quintero

Editorial UTP

Colección Textos Académicos

Sandra Milena Pérez Londoño

(Pereira, Risaralda, Colombia, 1977),
Doctora en Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia, Magister en Ingeniería Eléctrica e Ingeniera Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira. Profesora titular del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.
Coautora del libro *Localización de fallas de baja impedancia en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir del fundamental de tensión y corriente* (2016).
Ha publicado artículos en revistas especializadas nacionales e internacionales de su especialidad.
Pertenece a los grupos de Investigación en Conceptos Emergentes de Energía Eléctrica (ICE3) y al grupo Planeamiento en Sistemas Eléctricos (GP).

saperez@utp.edu.co

José Germán López Quintero

(Santa Rosa de Cabal, Risaralda, Colombia, 1949).
I ngenieroElectricista, Universidad Tecnológica de Pereira.
Profesor Titular del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.
Vicerrector Académico en el periodo (2000 - 2010) y Vicerrector de Investigaciones, Innovación y Extensión (2010 – 2014) de la Universidad Tecnológica de Pereira. Actualmente Director del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.
Ha publicado artículos en revistas especializadas nacionales.

Correo electrónico: jglq2012@utp.edu.co

Transformadores Eléctricos

Sandra Milena Pérez Londoño
José Germán López Quintero

Universidad Tecnológica de Pereira

Colección Textos Académicos
Facultad de Ingenierías
2018

Pérez Londoño, Sandra Milena
Transformadores eléctricos / Sandra Milena Pérez Londoño y José Germán López Quintero.
Editorial Universidad Tecnológica de Pereira, 2018.

326 páginas: ilustraciones. – (Colección Textos Académicos).

ISBN: 978-958-722-302-6

1. Transformadores eléctricos 2. Teoría electromagnética 3. Flujo magnético 4. Electricidad.

CDD. 621.314

© Sandra Milena Pérez Londoño
© José Germán López Quintero
© Universidad Tecnológica de Pereira

Primera Edición, 2018

ISBN:978-958-722-302-6

Universidad Tecnológica de Pereira
Vicerrectoría de Investigaciones, Innovación y Extensión
Editorial Universidad Tecnológica de Pereira

Coordinador editorial UTP
Luis Miguel Vargas Valencia
luismvargas@utp.edu.co
Tel:3137381
Edificio 9, Biblioteca Central "Jorge Roa Martínez"
Cra. 27 No. 10-02 Los Álamos
Pereira, Colombia
www.utp.edu.co

Montaje y producción:
Universidad Tecnológica de Pereira
Centro Recursos Informáticos y Educativos, CRIE

Impresión y acabados:
Suforma SAS

Reservados todos los derechos

A mis amores chiquitos: Amelie, Daniel Leandro y Juan Sebastián.
A mi esposo Juan José.
A la memoria de mi madre.

He recorrido varios caminos, con la fortuna de contar siempre con una fuente de inspiración y amor. Eso representan ustedes para mí.
Gracias por estar allí.

Sandra Milena Pérez Londoño

A mi esposa Ana Lucía, a mis hijos Andrea y Mauricio y a mi nieta Emilia
¡son el motor de mi vida!

José Germán López Quintero

CONTENIDO

Prólogo
Introducción

CAPÍTULO UNO 9
Teoría básica del transformador 9
1.1 Necesidad de los transformadores de potencia y de distribución 12
1.2 Conceptos básicos de la teoría electromagnética 12
1.2.1 Campo magnético 13
1.2.2 Flujo magnético 13
1.2.3 Fuerza magnetomotriz 12
1.2.4 Intensidad de campo magnético 14
1.2.5 Permeabilidad magnética 15
1.3 Definición de un transformador eléctrico 19
1.4 Principio de funcionamiento del transformador eléctrico 20
1.5 Características constructivas del transformador 23
1.5.1 El circuito magnético 23
1.5.2 Los devanados 25
1.5.3 Aislamiento 26
1.5.4 Métodos de refrigeración 26
1.6 Características de funcionamiento del transformador 26
1.6.1 Funcionamiento en vacío 26
1.6.2 Funcionamiento bajo carga 30
1.6.3 Diferencias entre un transformador con carga y en vacío 31
1.7 Fenómenos presentes en un transformador energizado 31
1.7.1 Presencia de esfuerzos entre conductores 31
1.7.2 Magnetostricción 32
1.7.3 Pérdidas 32
1.7.3.1 Pérdidas en el núcleo 32
1.7.3.2 Pérdidas en los devanados 33
1.7.3.3 Pérdidas por flujos de dispersión 32
1.7.4 Calentamiento del transformador 33
1.8 Normatividad y reglamentación 34
1.8.1 Organismos internacionales 35
1.8.2 Organismos regionales 35
1.8.3 Organismos nacionales 35
1.8.4 Normatividad para transformadores 35
1.8.5 Reglamentación para transformadores 38

CAPÍTULO DOS 41
El circuito magnético 41
2.1 Introducción 41
2.2 Características del núcleo 41
2.2.1 Materiales utilizados 43
2.2.2 Características electromagnéticas de un núcleo ferromagnético 42
2.2.2.1 Curva de magnetización 44
2.2.2.2 Ciclo de histéresis 46
2.2.2.3 Curvas estática y dinámica de histéresis 48
2.2.2.4 Comportamiento magnético 49
2.2.2.5 Corriente de excitación 50
2.2.2.6 Relación flujo - voltaje en material ferromagnético ante excitación sinusoidal 50
2.2.2.7 Consideraciones técnicas y económicas de la ecuación fundamental 52

2.3 Diseño y construcción del núcleo del transformador 52
2.3.1 Clasificación del tipo de núcleo según la forma constructiva 53
2.3.1.1 Núcleo enrollado 53
2.3.1.2 Construcción de un núcleo enrollado 54
2.3.1.3 Núcleo apilado 55
2.3.1.4 Construcción de núcleo apilado 58
2.3.2 Clasificación del tipo de núcleo según la disposición de las bobinas 58
2.3.2.1 Núcleo acorazado o tipo shell 58
2.3.2.2 Núcleo tipo columna o tipo core 59
2.4 Problemas constructivos relacionados con el núcleo 60
2.4.1 Ruido y constricción magnética (magnetostricción) 60
2.4.2 Resonancia del núcleo 61
2.4.3 Nivel de ruido audible 62
2.5 Pérdidas de energía en el núcleo de un transformador 63
2.5.1 Pérdidas por corrientes de eddy, Foucault o parásitas 63
2.5.2 Pérdidas por histéresis 64
2.5.3 Método de medición de pérdidas en el núcleo 66
2.5.4 Efectos de la distribución de la forma de onda sobre la medición de pérdidas 67
2.5.5 Método de separación de pérdidas en el núcleo 70
2.6 Cálculo de pérdidas en el núcleo 75
2.6.1 Curvas del material 75
2.6.2 Geometría del núcleo 75
Ejercicios propuestos 81

CAPÍTULO TRES 83
Circuito equivalente de un transformador monofásico 83
3.1 Introducción 83
3.2 Modelo del transformador ideal 83
3.2.1 Determinación de marcas de polaridad 85
3.2.2 Expresiones básicas de un transformador ideal 86
3.3 Modelo del transformador no ideal de núcleo lineal 89
3.4 Concepto de flujos de dispersión y flujos mutuos en un transformador 89
3.5 Circuito equivalente de un transformador 93
3.6 Modificaciones al circuito equivalente del transformador 94
3.7 Obtención del circuito equivalente de un transformador monofásico real 96
3.8 Representación fasorial del circuito equivalente 98
3.9 Circuitos equivalentes aproximados de un transformador de núcleo ferromagnético 99
3.10 Determinación de los parámetros del circuito equivalente del transformador 100
3.10.1 Prueba de cortocircuito 100
3.10.2 Prueba de circuito abierto 102
3.10.3 Medida de la resistencia de los devanados 103
Ejercicios propuestos 110

CAPÍTULO CUATRO 115
Características de funcionamiento de los transformadores 115
4.1 Introducción 115
4.2 Tensión de cortocircuito 115
4.3 Corriente de cortocircuito 118
4.3.1 Efectos de la corriente de cortocircuito 119
4.3.1.1 Efectos térmicos 119
4.3.1.2 Efectos electrodinámicos 119
4.3.2 Magnitud de la corriente de cortocircuito Icc 120
4.4 Corriente de conexión o Inrush 121
4.5 Regulación de tensión 123

4.5.1 Regulación de tensión en función de parámetros del transformador y la carga 124
4.5.2 Influencia de la corriente y factor de potencia sobre la regulación 127
4.6 Eficiencia o rendimiento del transformador 129
4.6.1 Influencia de la temperatura sobre el rendimiento 132
4.6.2 Rendimiento cíclico 134
4.7 Valores en por unidad p.u 136
4.7.1 Pérdidas en el cobre en p.u 139
4.7.2 Pérdidas en el núcleo en p.u 139
4.7.3 Eficiencia en p.u 140
4.7.4 Regulación de tensión en p.u 140
Ejercicios propuestos 145

CAPÍTULO CINCO 147
Devanados y aislamiento en el transformador 147
5.1 Introducción 147
5.2 Conceptos básicos sobre aislamiento 147
5.2.1 Utilización del aislamiento 148
5.2.2 Constante dieléctrica o permitividad relativa 149
5.2.3 Ruptura del aislamiento 152
5.3 Aspectos generales del sistema de aislamiento de un transformador 153
5.3.1 Materiales aislantes líquidos 153
5.3.2 Materiales aislantes sólidos 155
5.3.3 Materiales aislantes gaseosos 156
5.3.4 Barnices y resinas 156
5.3.5 Clasificación de los aislamientos 156
5.4 Aspectos constructivos de devanados y aislamientos 157
5.4.1 Construcción de bobinas 157
5.4.2 Ensamble del conjunto núcleo-bobina 162
5.4.3 Tipos de bobinas 164
5.4.3.1 Devanados concéntricos 164
5.4.3.2 Devanados intercalados 167
5.4.4 Ensayos realizados sobre el aislamiento del transformador 168
5.4.4.1 Ensayo de tensión aplicada o baja frecuencia 168
5.4.4.2 Ensayo de tensión inducida 170
5.4.4.3 Ensayo de tensión de impulso 171
5.4.5 Nivel básico de aislamiento (BIL) 171
5.4.6 Diseño del sistema aislante de una bobina 172
Ejercicios propuestos 185

CAPÍTULO SEIS 187
Temperatura y capacidad de carga en el transformador 187
6.1 Introducción 187
6.2 Vida útil del transformador 188
6.3 Envejecimiento del material aislante 189
6.4 Formas de transmisión del calor 192
6.5 Circulación natural del aceite al interior del transformador 193
6.6 Sistemas de refrigeración en un transformador 194
6.7 Modelo térmico del transformador 197
6.7.1 Diagrama esquemático de la temperatura en un transformador 198
6.7.2 Influencia de la temperatura ambiente y la carga sobre el punto más caliente del transformador 200
6.7.3 Guía de cargabilidad de transformadores de distribución 202
6.7.4 Transitorio de temperatura 202

6.7.5 Constante de tiempo del líquido refrigerante 203
6.7.6 Ensayo de calentamiento 203
6.7.7 Ciclo de carga equivalente 204
6.8 Cálculo de la temperatura del punto más caliente con el método IEEE 205
6.9 Procedimiento de cálculo de vida útil del transformador en función de la temperatura del punto más caliente 203
Ejercicios propuestos 218

CAPÍTULO SIETE 221
Otras formas constructivas del transformador 221
7.1 Introducción 221
7.2 El autotransformador 221
7.2.1 Conexión del autotransformador 221
7.2.2 Principio de funcionamiento del autotransformador monofásico 223
7.2.3 Potencia de paso y potencia interna 224
7.2.4 Formas de transmisión de energía en un autotransformador 226
7.2.5 Impedancia de un autotransformador 227
7.2.6 Ventajas e inconvenientes del autotransformador 231
7.3 El transformador de tres devanados 234
7.4 El transformador con cambiador de derivaciones o taps 238
Ejercicios propuestos 241

CAPÍTULO OCHO 243
Conexiones trifásicas de transformadores 243
8.1 Introducción 243
8.2 Posibles combinaciones de los núcleos magnéticos para transformaciones trifásicas 243
8.2.1 Transformadores con sistemas magnéticos independientes 243
8.2.2 Transformador con sistemas magnéticos acoplados o de núcleo trifásico 245
8.2.3 Comparación entre formas constructivas de transformadores trifásicos 248
8.3 Conceptos básicos 248
8.3.1 Polaridad propia de un devanado 248
8.3.2 Polaridad relativa de dos devanados de una misma fase 249
8.3.3 Desfase entre las tensiones de un sistema 249
8.3.4 Sentido de rotación de vectores 249
8.3.5 Marcación y polaridad 250
8.4 Conexión de los transformadores trifásicos 252
8.4.1 Conexión en estrella Y 252
8.4.2 Conexión en triángulo o delta D 252
8.4.3 Conexión en zigzag Z 253
8.4.4 Conexiones posibles 253
8.5 Índice horario y grupos de conexión 254
8.6 Renombramiento de bornes 263
8.6.1 Corrimiento cíclico 263
8.6.2 Inversión de fases 264
8.7 Características importantes de las conexiones trifásicas 266
8.7.1 Conexión Yy (Estrella – estrella) 266
8.7.2 Conexión Dd (Delta – delta) 269
8.7.3 Conexión Yd /Estrella – delta) 270
8.7.4 Conexión Dy (Delta – estrella) 271
8.7.5 Conexión Yz (Estrella – zigzag) 273
8.8 Influencia de cargas desequilibradas en transformadores trifásicos 273
8.8.1 Desequilibrio en conexión Yy 274
8.8.2 Desequilibrio en conexión Dd 276
8.8.3 Desequilibrio en conexión Yd 278
8.8.4 Desequilibrio en conexión Dy 280
Ejercicios propuestos 283

CAPÍTULO NUEVE 285
Operación en paralelo de transformadores 285
9.1 Introducción 285
9.2 Conceptos básicos 285
9.3 Circuito equivalente 287
9.4 Condiciones para el acoplamiento 288
9.4.1 Igual frecuencia en las redes a acoplar 288
9.4.2 Iguales desfases secundarios respecto al primario 289
9.4.3 Igual sentido de rotación de las fases secundarias 289
9.4.4 Iguales relaciones de transformación en vacío 289
9.4.5 Iguales tensiones porcentuales de cortocircuito 290
9.4.6 Relación de potencias nominales no mayor de 3 a 1 291
9.5 Consideraciones sobre la subdivisión de la potencia total entre transformadores 292
9.6 Corrientes circulantes en transformadores en paralelo 295
Ejercicios propuestos 298

CAPÍTULO DIEZ 299
Accesorios del transformador 299
10.1 Introducción 299
10.2 Accesorios normalizados 299
10.2.1 Aisladores tipo buje o pasatapas 301
10.2.2 Indicador del nivel de aceite 301
10.2.3 Conector de tierra 302
10.2.4 Válvula de sobrepresión 303
10.2.5 Cambiador o conmutador de derivaciones 303
10.2.6 Relé de presión súbita 304
10.2.7 Dispositivos de purga y toma de muestras de aceite 304
10.2.8 Tanque de expansión o conservador de aceite 304
10.2.9 Relé de Buchholz 305
10.2.10 Deshumectador de aire 305
10.2.11 Termómetro 305
10.2.12 Placa de características 306

Anexo I. Ensayos del Transformador 309

Anexo II. Tendencias modernas en transformadores 311

Bibliografía 313

Prólogo

Estoy en un momento próximo a concretar mi retiro del sector industrial, planeado hace algunos meses después de laborar por más de 44 años en él, y por esas razones a veces inexplicables de la vida, me encuentro hace unos días con la feliz coincidencia de una solicitud de mi amigo Germán, para efectuar el prólogo a esta obra. Acepté sin pensarlo, por dos poderosos motivos los cuales explican la coincidencia: uno, mi amistad de vieja data con Germán, de quien fui compañero en la cátedra de transformadores de mi querida Facultad, a inicios de los 80's y dos, porque mi decisión de dejar el sector industrial obedece a un gran interés por devolver a mi Facultad y a mi Universidad, ojalá con creces, todo lo que de ella recibí en la década de los 70's… y, justo en este momento, se me aparece la solicitud de Germán. ¡Qué buen comienzo!

Después de dar una revisión a la edición preliminar de esta gran obra, me encuentro con un compendio muy completo y moderno de lo que es el viejo concepto del transformador, complementado con los métodos de cálculo de sus cuatro modelos básicos: normativo, térmico, eléctrico y mecánico. Me ha dado mucho orgullo encontrar algunos conceptos aportados en mi época de profesor de esta cátedra, magníficamente complementados y actualizados por Sandra Milena y José Germán.

No me cabe duda que dentro de los textos de transformadores que tengo en mi poder, pueden ser cientos, este es el mejor y más moderno compendio que he visto y qué orgullo que sea realizado por dos profesores de mi Universidad. De paso me comprometo en este prólogo a que, en su debido momento (previo a aquella ineludible suerte suprema), mi biblioteca con más de 100 volúmenes (la mayoría con menos de 10 años de haber sido editados), relacionados con los modelos del transformador, reposarán en la biblioteca de mi amada Facultad.

No puedo dejar de recordar la época de mi cátedra conjunta con Germán y aquellas excelentes clases conjuntas en el aula A-201, de un altísimo contenido técnico, mezcladas con la gran experiencia académica de mi amigo y mi experiencia industrial y en las normas en el campo de transformadores. Recuerdo que estuvimos a punto de ser vetados porque nos atrevimos a incorporar como textos de

consulta y evaluación del curso las normas ANSI (hoy IEEE) sobre transformadores, en idioma inglés por supuesto.

A los lectores un mensaje importante: DISFRUTEN esta obra con la seguridad de que quedarán informados de lo MÁXIMO que el estado del arte permite aprender hoy sobre transformadores.

A los autores mis agradecimientos por permitir este prólogo y, además de agradecer los comentarios en el último párrafo de su INTRODUCCIÓN, desde ya les acepto su invitación a participar en la segunda edición con temas como protecciones, diseño geométrico, punto de carga óptimo en redes, metales amorfos de bajísimas pérdidas, últimas tecnologías de fabricación y extender los conceptos sobre accesorios y materiales donde ya nuestro personaje central si se ha modernizado y digitalizado increíblemente.

Bogotá, Colombia, Junio de 2017

Orlando Giraldo
THE HJ FAMILY OF COMPANIES
Gerente de Ventas y Operaciones
Latino América

Introducción

La revolución tecnológica que ha conformado la civilización de los últimos 130 años nació de avances fundamentales en las comunicaciones, los transportes y la energía eléctrica. Los logros supremos de los inventores en las comunicaciones y los transportes (teléfono, televisión, automóvil y avión) son hoy elementos familiares de la vida cotidiana. En cambio, el invento que aseguró la omnipresencia de la energía eléctrica ha pasado en gran parte inadvertido para aquellos cuyas vidas afecta directamente. Se trata de un dispositivo que no se mueve, silencioso y oculto en sótanos o disimulado por mamparas. Nos referimos al transformador, un ingenioso instrumento desarrollado a finales del siglo XIX. El transformador es un componente esencial de las redes modernas de suministro eléctrico. Explicado con sencillez, puede convertir electricidad de baja corriente y alta tensión en electricidad de alta corriente y baja tensión (y viceversa) con poca pérdida de energía. Esta conversión es importante porque la energía eléctrica se transmite con mayor rendimiento a altas tensiones, pero se genera y se utiliza mejor a bajas tensiones. Si no fuera por los transformadores, tendría que acortarse la distancia que separa a los generadores de los consumidores; muchos hogares e industrias necesitarían su propia central y la electricidad sería una forma de energía bastante menos cómoda.

El físico Inglés Michael Faraday descubrió el funcionamiento básico del transformador en 1831. Unos cincuenta años más tarde, la aparición de un transformador práctico, que contenía ya todos los elementos esenciales del instrumento moderno, revolucionó la naciente industria del alumbrado eléctrico. Al llegar el siglo XX, el suministro eléctrico por corriente alterna se había adoptado universalmente y el transformador había adquirido un papel clave en la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Cabría plantearse una cuestión: ¿perdurará el transformador? El desarrollo de dispositivos de estado sólido, capaces de operar a niveles de tensión, que van desde unos pocos voltios hasta miles de voltios, han reducido, si no eliminado, la necesidad de transformadores en aparatos electrónicos pequeños y han facilitado la implementación de transmisión de energía eléctrica en corriente continua. Pero se trata de signos inequívocos de que llegará el día en que los dispositivos de estado sólido reemplacen a los transformadores en algunas tareas de las redes de suministro eléctrico. En lugar de ello, la

operación conjunta entre los dispositivos de estado sólido y el transformador deben considerarse como la clave para lograr una red eléctrica mucho más confiable, segura y sostenible.

Los recientes adelantos en la superconductividad de alta temperatura han avivado la esperanza de encontrar materiales que fueran superconductores a temperatura ambiente. Si existieran, y pudieran transportar corrientes muy grandes, podría convertirse en realidad la distribución de electricidad como corriente continua de baja tensión en vez de corriente alterna. Tampoco se sospecha que incidencia económica tendría un cambio tan drástico en las redes de suministro eléctrico ya establecidas.

Ante esos avances, y tomando en consideración la impredecible historia del cambio tecnológico, resultaría arriesgado afirmar que el transformador perdurará para siempre. Sin embargo, parece muy probable que seguirá prestando, muy campante, sus servicios durante su segundo siglo de vida como lo ha hecho en el primero: silenciosa, eficaz y modestamente, manteniendo los sistemas de suministro eléctrico de los que depende gran parte de la vida moderna.

A partir de la extensa utilización del transformador en cada una de las etapas del proceso de la energía eléctrica, es muy importante que su estudio haga parte en el proceso de formación académica de un estudiante de ingeniería, en áreas afines a la electricidad. Por esta razón, este texto pretende convertirse en una guía al servicio de los estudiantes, para facilitar el proceso de aprendizaje y así servir de elemento motivador para profundizar en temas más específicos relacionados con los transformadores, dadas las exigencias de los sistemas modernos de potencia.

La característica principal de este libro que lo diferencia de otros textos de naturaleza similar, consiste en el aporte en términos de conceptualización y experiencia de más de 40 años, en el desarrollo continuado del curso de transformadores, del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, realizado por los profesores y por ingenieros que laboraron o laboran en el sector de transformadores a nivel local y nacional. Por otra parte, el libro emplea diversas citaciones a normas nacionales como internacionales, que le permite al lector, adaptar lo aprendido a la normatividad vigente a la fecha de edición del documento. Adicionalmente, el libro cuenta con enlaces QR, que permiten acceder a documentos de interés relacionados con los transformadores, que buscan enriquecer el aprendizaje y que son anualmente revisados y actualizados por los autores.

Este libro está organizado en 10 capítulos, que contienen desde los conceptos básicos de la teoría electromagnética, hasta el modelado, diseño y operación del transformador. El primer capítulo describe aspectos generales del transformador como los fundamentos teóricos, características de funcionamiento y aspectos normativos relacionados. En los capítulos 2, 3 y 4 se abordan aspectos que influyen en el desempeño del transformador como el análisis de pérdidas y el modelado ante diferentes condiciones operativas. Los capítulos 5 y 6, incluyen aspectos básicos del diseño de los aislamientos de bobinas y el análisis del modelo térmico del transformador, para determinar su capacidad de carga. Los capítulos 7, 8 y 9 presentan el análisis del autotransformador y sus características principales, el transformador de tres devanados y el que dispone de conmutador de derivaciones, las diferentes conexiones trifásicas de los transformadores y las condiciones operativas necesarias para su operación en paralelo. Finalmente en el capítulo 10, se presenta una descripción de los accesorios básicos de un transformador, basado en la normatividad colombiana.

Finalmente, los autores de este libro de texto, agradecemos a todos aquellos que han participado a lo largo de tantos años, en la consolidación de los contenidos del curso y por tanto al enriquecimiento de este compendio, muy especialmente al Ingeniero Orlando Giraldo actual Gerente de Ventas y Operaciones para Latinoamérica THE HJ FAMILY OF COMPANIES, al Ingeniero Hernán Escarria actual Gerente de Desarrollo de Producto de ABB y al Ingeniero Jairo Suarez, actual Jefe de distribución y Potencia de ABB. La tarea de escribir un libro de texto nunca se termina, por tanto, este documento pretende ser una herramienta inicial para el aprendizaje; invitamos a todos los que quieran ayudarnos a mejorar este texto a realizar sus sugerencias y recomendaciones, estaremos atentos a sus observaciones.

Pereira, Colombia, Mayo de 2017

Los Autores

1

Teoría básica del transformador

1.1. Necesidad de los transformadores de potencia y de distribución

Cuando se opera un sistema de potencia siempre se busca definir la manera más económica posible de su funcionamiento, para lo cual, dependiendo de la tecnología que se emplee, se considera que los mayores costos asociados con la obtención de energía, están relacionados con la etapa de generación de la misma. En las etapas de transmisión y distribución de esta energía, se presentan pérdidas en los diferentes elementos que componen el sistema, que influyen en la entrega final al usuario. Debido a que el costo final del servicio es el resultado de agregar los costos de producción, distribución, transporte, comercialización y administración, es inherente que, al lograr reducir las pérdidas en la cadena de suministro de la energía, se consigue un proceso más eficiente en términos de la relación costo - beneficio.

Para analizar la relación existente entre las pérdidas y los parámetros del sistema, se presenta el sistema simplificado de la figura 1.1, compuesto por un nodo de generación *i* conectado por una línea de transporte a un nodo de carga *k*.

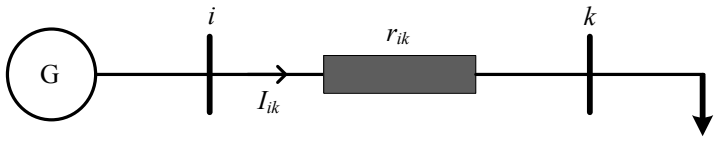


Figura 1.1 Sistema simplificado de transmisión de energía

La potencia activa P_i que se inyecta en el nodo i se expresa en función de la tensión E_i y la corriente I_{ik}, de acuerdo a (1.1):

$$P_i = E_i I_{ik} \cos\varphi \tag{1.1}$$

Para propósitos de la demostración, se asume un factor de potencia unitario, por tanto, se obtiene (1.2):

$$P_i = E_i I_{ik} \tag{1.2}$$

Con el propósito de simplificar aún más el análisis, se asume que la línea es puramente resistiva, por lo tanto, las pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión que interconecta a los nodos i y k se puede representar como P_{Lik}, dada por la expresión (1.3).

$$P_{Lik} = I_{ik}^2 r_{ik} \tag{1.3}$$

Donde r_{ik} representa la resistencia total de la línea de transmisión y está definida como (1.4):

$$r_{ik} = \rho \frac{l}{S} \tag{1.4}$$

donde ρ es el coeficiente de resistividad del material, l es la longitud de la línea y S representa el área de la sección transversal del conductor empleado. Al reemplazar I_{ik} de (1.2) en (1.3) se obtiene:

$$P_{Lik} = \frac{P_i^2}{E_i^2} r_{ik} \tag{1.5}$$

$$\frac{P_{Lik}}{P_i} = \frac{P_i}{E_i^2} r_{ik} \tag{1.6}$$

De (1.6) se aprecia que para disminuir el porcentaje de pérdidas en la línea con respecto a la potencia transmitida, se pueden emplear dos procedimientos:

a) Disminuir la resistencia r_{ik} de las líneas de transporte, mediante la selección de un material con mejores cualidades conductivas ó con el aumento del área de la sección transversal S del conductor. Sin embargo, con ambas opciones, se incrementan los costos de operación.

b) Aumentar el nivel de tensión E_i en el nodo generador.

En términos generales, es más efectivo en relación costo-beneficio, incrementar el nivel de tensión para transmitir potencia entre nodos distantes. Además de la ventaja anterior, el aumento del nivel de tensión, permite la transmisión de mayores cantidades de energía, como se evidencia al analizar el comportamiento de la línea representada en la figura 1.2.

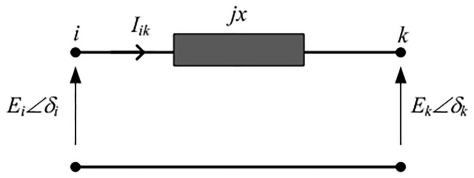


Figura 1.2 Esquema básico línea de transmisión

Si se desprecian todos los efectos capacitivos y si se considera que la reactancia inductiva *x* de la línea es mayor que su resistencia (*x* >> *r*), la potencia que sale del terminal *i* con dirección a *k*, se puede expresar en términos de los fasores de tensión E_i, E_k y la corriente correspondiente I_{ik}, como se muestra en (1.7).

$$S_{ik} = E_i I_{ik}^* = E_i \frac{E_i^* - E_k^*}{-jx} \tag{1.7}$$

Donde la componente activa de la potencia está dada por (1.8):

$$P_{ik} = \mathrm{Re}|S_{ik}| = \mathrm{Re}\left|\frac{E_i^2 - E_i E_k^*}{-jx}\right| = \frac{E_i E_k sen(\delta_i - \delta_k)}{x} \tag{1.8}$$

Al tener en cuenta que con el empleo de valores en por unidad, la magnitud de la tensión en ambos nodos es del mismo orden, se puede obtener en forma aproximada la siguiente expresión de potencia:

$$P_{ik} \cong \frac{E^2 sen(\delta_i - \delta_k)}{x} \tag{1.9}$$

De la anterior expresión (1.9) se puede explicar la relación existente entre el nivel de tensión y la potencia entregada en el nodo *i*, de donde se concluye que a mayor nivel de tensión, mayor es la cantidad de potencia que se puede entregar al sistema. A partir de lo anterior, se aprecia que la necesidad de controlar las pérdidas de potencia debidas a las grandes distancias que normalmente existen entre los nodos de generación y los nodos de carga, se ha resuelto al menos en parte, con la utilización de muy altas tensiones en los nodos de envío, que a su vez permiten un aumento significativo en la cantidad de potencia transmitida. Sin embargo, los generadores están diseñados para tensiones nominales de los 10 kV a los 40 kV, por razones de costos y eficiencia. A mayores niveles de tensión de generación, se requieren mayores niveles de aislamiento para las máquinas y esto elevaría considerablemente sus costos. Esta necesidad de transmisión a altos niveles de tensión, requiere del desarrollo de transformadores, que permiten pasar de un nivel de tensión de generación a otro nivel de

transmisión (transformadores elevadores) y luego a reducirlo de éste, al nivel de distribución (transformadores reductores), como se observa en el sistema de potencia de la figura 1.3.

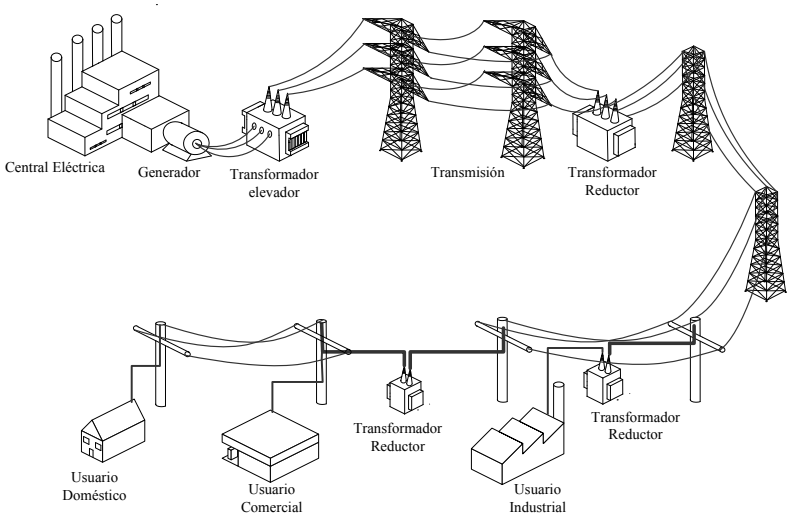
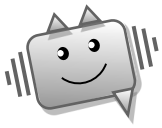


Figura 1.3 Sistema de generación, transformación, transporte y consumo de energía eléctrica



El nivel de tensión empleado en generación en Colombia es de 13,8 kV. Para niveles de transmisión se emplea 220, 230 y 500 kV. A nivel de subtransmisión el rango está comprendido entre 44 kV y menores a 220 kV. La distribución primaria contempla niveles entre 11,4 kV y 34,5 kV. Para niveles de distribución secundaria se emplea 208 /120 V, 220 /127 V y 440 /266 V.

1.2. Conceptos básicos de la teoría electromagnética

Con el fin de presentar la terminología que se utilizará en este libro para describir los fenómenos electromagnéticos presentes en los transformadores y debido a que su principio de funcionamiento está basado en la transmisión de energía a través de un campo magnético, se presentan aquí algunos conceptos básicos relacionados con los circuitos magnéticos. Adicionalmente, se presentan las unidades de medida en el Sistema Internacional que se utilizan en el documento.

1.2.1. Campo magnético

El campo magnético puede producirse en una región cercana a un material ferromagnético o por el movimiento de una carga eléctrica puntual o por un conjunto de ellas, es decir una corriente. Cuando se considera la concentración de líneas magnéticas a través de un área, se emplea el término inducción magnética o densidad de flujo magnético B y su representación es vectorial. Su unidad correspondiente en el sistema internacional es Tesla.

Magnitud	Unidad SI	Símbolo	Expresado en otras unidades del SI	Expresión en unidades básicas del SI	Expresado en otro sistema de unidades
Densidad de flujo magnético *B*	Tesla	T	$Wb.m^{-2}$	$kg.s^{-2}.A^{-1}$	Gauss (G) $1\ T = 10^4 G$

1.2.2. Flujo magnético ϕ

El flujo magnético se puede definir como el número de líneas de fuerza creadas por un campo magnético que atraviesan una determinada superficie *S*, según la expresión (1.10).

$$\phi = \iint_S \vec{B}.\vec{ds} \tag{1.10}$$

Si los vectores de campo y diferencial de superficie son paralelos, la expresión anterior se define según (1.11).

$$\phi = B.S \tag{1.11}$$

En el sistema internacional de medida, se utiliza como unidad de flujo magnético el Weber (Wb). Un Weber corresponde a 10^8 Maxwell.

Magnitud	Unidad SI	Símbolo	Expresado en otras unidades del SI	Expresión en unidades básicas del SI	Expresado en otro sistema de unidades
Flujo magnético	Weber	Wb	V.s (Voltios por segundo)	$m^2.kg.s^{-2}.A^{-1}$	Maxwell (Mx) =líneas $1\ Mx = 10^{-8}\ Wb$

1.2.3. Fuerza magnetomotriz (f_{mm})

Es la causa productora de los campos magnéticos creados por las corrientes eléctricas. Su equivalente en circuitos eléctricos es la fuerza electromotriz, la cual establece la circulación de corriente por un circuito eléctrico. La unidad en la que se expresa la f_{mm} es el Amperio-vuelta.

Magnitud	Unidad SI	Símbolo	Expresado en otras unidades del SI	Expresión en unidades básicas del SI	Expresado en otro sistema de unidades
Fuerza magnetomotriz f_{mm}	Amperio-vuelta	A.v	-	-	Gilbert (Gb) 1 Gb= (10/4π) A.v

Con la f_{mm}, se puede determinar el flujo según:

$$\phi = \frac{f_{mm}}{\Re} \tag{1.12}$$

Donde $\Re$ representa la resistencia que presenta el material a la circulación del flujo y se denomina reluctancia.

1.2.4. Intensidad de campo magnético *H*

Es la distribución de f_{mm} a lo largo de una trayectoria y su unidad es el Amperio-vuelta/m.

Magnitud	Unidad SI	Símbolo	Expresado en otras unidades del SI	Expresión en unidades básicas del SI	Expresado en otro sistema de unidades
Intensidad de campo magnético *H*	Amperio/ metro	$A.m^{-1}$	$T/(N/A^2)$		Oersted (Oe) 1 Oe = $(10^3/4\pi)$ A/m

Mediante la aplicación de la ley de Ampere, se determina que la intensidad de campo magnético *H* a lo largo de una trayectoria cerrada, es igual a la corriente neta que atraviesa la superficie delimitada por la trayectoria, según la ecuación (1.13).

$$\oint_c \vec{H}.\vec{dl} = \sum_i I_i \tag{1.13}$$

Al aplicar este concepto a la configuración presentada en la figura 1.4, se obtiene (1.14):

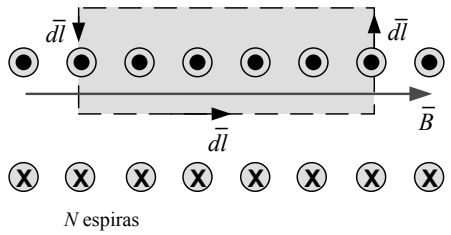


Figura 1.4 Vista transversal de un solenoide ideal

$$\oint_c \vec{H}.\vec{dl} = NI = f_{mm} \tag{1.14}$$

donde *dl* es el diferencial de longitud y *NI* corresponde a la fuerza magnetomotriz f_{mm}.

1.2.5. Permeabilidad magnética μ

Es la capacidad que presenta un material de conducir líneas de flujo magnético, que está directamente relacionada con la facilidad de magnetización del material.

Magnitud	Unidad SI	Símbolo	Expresado en otras unidades del SI	Expresión en unidades básicas del SI
Permeabilidad magnética μ	-	-	Wb/A.v.m	kg.m. s^{-2}.A^2

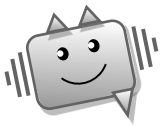
La permeabilidad magnética de un material no es un valor constante y depende de la intensidad de campo magnético aplicado, según la expresión (1.15):

$$B = \mu H = \mu_o \mu_r H \tag{1.15}$$

Donde μ es la permeabilidad magnética absoluta (Wb/A.v.m), μ_o representa la permeabilidad del vacío y es igual a 4π× 10-7 Wb/A.v.m y μ_r la permeabilidad relativa del material respecto del espacio libre (adimensional). Algunos valores de μ para distintos tipos de materiales se presentan en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Clasificación del material según característica magnética

	Tipo de material	Permeabilidad relativa inicial
Ferromagnético	Acero* al Silicio no orientado (SiFe)	400
	Acero al Silicio orientado (SiFe)	1 500
	Permalloy (aleación compuesta por Ni + Fe)	3000
Paramagnético	Aire	≅1
Diamagnético	Cobre (Cu), Plata (Ag)	<1



**El acero es una aleación de hierro más carbono (Fe + C), que ha sido ampliamente utilizado en la fabricación de máquinas eléctricas, debido a sus propiedades magnéticas. Cuando a esta aleación se le adiciona en una pequeña proporción silicio (Si) se consigue reducir las pérdidas por efecto Joule del material.*

Ejemplo 1.1. Cálculo de flujo magnético

Determinar el flujo magnético total para el sistema de la figura 1.5, que está compuesto por un solenoide que enlaza un anillo de material magnético de permeabilidad μ.

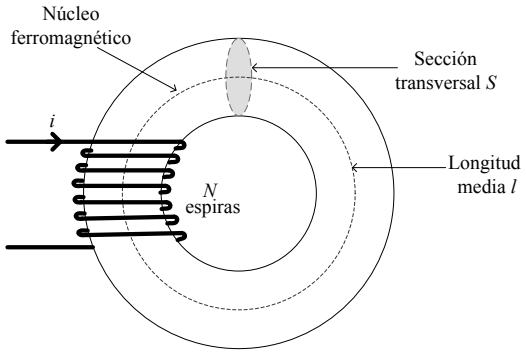


Figura 1.5 Circuito toroidal

Desarrollo:

Si se supone que la sección transversal del material ferromagnético es pequeña comparada con la longitud, se puede considerar que la intensidad de campo magnético H es constante en toda ella. Por tanto, la fuerza magnetomotriz (NI) está definida según (1.14) y puede reescribirse de la siguiente forma:

$$H = \frac{N.I}{l}$$

De acuerdo a la configuración dada, el vector de densidad de campo magnético *B* es paralelo al vector de superficie, por tanto la expresión del flujo se expresa según (1.11):

$$\phi = B.S$$

Donde a su vez, la densidad de campo magnético *B* se puede expresar en función de la permeabilidad absoluta del material y la intensidad de campo magnético *H*.

$$B = \mu.H$$

De la teoría de circuitos magnéticos, se utiliza el término reluctancia magnética $\Re$ como el análogo de la resistencia eléctrica de los circuitos eléctricos. Este parámetro está en función de la longitud media del circuito *l*, la permeabilidad μ y el área de la sección transversal *S,* según:

$$\Re = \frac{l}{\mu.S}\left[\frac{A^2}{J}\right]$$

A partir de la ecuación anterior se observa la relación inversa entre la reluctancia y la permeabilidad; por tanto para valores altos de μ, la reluctancia magnética es menor. Al sustituir la anterior expresión en la ecuación dada para el flujo (1.12), se obtiene la ley del circuito magnético, donde se aprecia la relación entre el flujo y las diversas variables tanto magnéticas como constructivas de la figura 1.5.

$$\phi = \frac{N.I}{\frac{l}{\mu.S}} = \frac{N.I}{\Re} = \frac{f_{mm}}{\Re} = \wp_m NI$$

donde $\wp$m es el inverso de la reluctancia magnética y se denomina permeancia. Su unidad de medida es H o Wb/A. Según la última expresión, a medida que la reluctancia del material aumenta, entonces el flujo magnético disminuye.

Al realizar un análisis comparativo entre el circuito magnético y eléctrico, se tiene que el flujo es análogo a la corriente que circula en un circuito eléctrico, la fuerza magnetomotriz fmm es análoga a la fuerza electromotriz y la reluctancia $\Re$ a la resistencia de un circuito.

Para demostrar la influencia que puede tener la inserción de un entrehierro en un circuito magnético sobre el valor de la reluctancia total, se presenta el siguiente ejemplo.

Ejemplo 1.2. Cálculo de flujo magnético considerando entrehierro

Considerar el mismo solenoide toroidal que enlaza un anillo de material magnético del ejemplo 1.1, pero ahora con un pequeño entrehierro de longitud l_2 donde ($l_1 >> l_2$) como se presenta en la figura 1.6. Determinar si la inserción del entrehierro afecta el valor de la reluctancia presentada en el ejemplo anterior.

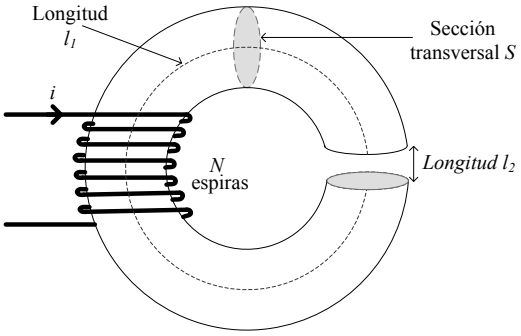


Figura 1.6 Circuito toroidal con entrehierro

De acuerdo a la teoría de circuitos magnéticos, el valor de la fuerza magnetomotriz de la configuración de la figura, está dada por la expresión:

$$f_{mm} = N.I = \phi\left(\frac{l_1}{\mu_1 S} + \frac{l_2}{\mu_2 S}\right) = \phi.\Re$$

Donde μ_1 y μ_2 corresponden a las permeabilidades del material ferromagnético y a la del aire, respectivamente. De la anterior expresión se observa que el valor de la reluctancia aumenta respecto a la configuración inicial y dependiendo del material que se emplee como entrehierro, éste puede afectar considerablemente la conducción eficaz del flujo. Con el fin de analizar esta conclusión, considere los siguientes materiales y sus respectivas longitudes como:

$$L = l_1 + l_2 \quad \text{y} \quad g_1 = \frac{l_1}{L}, g_2 = \frac{l_2}{L}$$

	Permeabilidad	**Relación g**
Material 1 (Mumetal, 75%Ni - 5%Cu - 2%Cr - 18%Fe)	30 000	0,999
Material 2 (Aire)	1	0,001

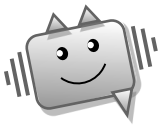
La permeabilidad efectiva para la configuración analizada está definida como:

$$\frac{1}{\mu_{efect}} = \frac{g_1}{\mu_1} + \frac{g_2}{\mu_2}, \quad \mu_{efect} \cong 968$$

Se observa cómo a pesar que la mayor parte del material empleado, corresponde a un material magnético que presenta una alta capacidad de albergar líneas de flujo (representado por el alto valor de la permeabilidad), el valor efectivo de la permeabilidad de la configuración analizada, es determinado por la medida de la reluctancia del entrehierro del circuito magnético, la cual es mayor que la del material. Bajo estas condiciones, se requeriría un valor alto de la corriente para crear un valor de flujo determinado, comparado con la requerida en el ejemplo 1.1.

1.3. Definición de un transformador eléctrico

Un transformador eléctrico es una máquina estática*, que se basa en el principio de la inducción electromagnética entre bobinas estacionarias, enlazadas por un campo magnético variable, con el fin de cambiar niveles de tensión y corriente a igual frecuencia. Excepto en los autotransformadores, no existe conexión física directa entre bobinas.



**Se define como máquina estática ya que no existe movimiento relativo intencional entre sus partes. Al compararla con las máquinas como generadores y motores eléctricos, se aprecia que en éstos, una de sus estructuras se mueve o rota con respecto a la otra.*

La estructura básica de un transformador de dos bobinas, se presenta en la figura 1.7, donde se aprecian dos devanados aislados eléctricamente (devanados primario y secundario), que comparten un mismo núcleo, el cual es usado para concentrar y dirigir el flujo magnético.

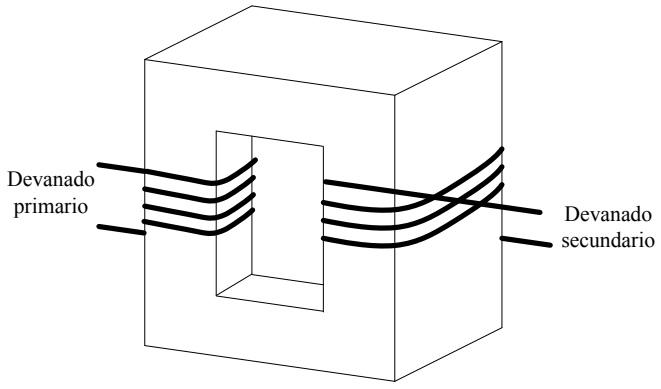


Figura 1.7. Configuración básica de un transformador

Es importante resaltar que la definición del transformador, dada por la normatividad colombiana relacionada con transformadores eléctricos y dirigida por el comité de transformadores del ICONTEC, establece en la NTC 317-1998 (Electrotecnia. Transformadores de Potencia y Distribución. Terminología), que no es necesario disponer de un circuito magnético para definir un transformador.

Pero, ¿cómo se logra el intercambio de energía entre bobinas que se encuentran aisladas eléctricamente? Con el fin de comprender el principio de funcionamiento, es preciso recurrir a la ley de Faraday que se explica a continuación.

1.4. Principio de funcionamiento del transformador eléctrico

El principio de funcionamiento del transformador, del generador eléctrico y de otros dispositivos se basa en la ley de inducción electromagnética descubierta casi y de forma independiente por Michael Faraday y Joseph Henry en 1830, la cual se presenta a continuación:

Si se tiene una trayectoria cerrada que se encuentra inmersa en un campo magnético, como se presenta en la figura 1.8, el flujo total ϕ, se determina al integrar la componente normal de la densidad de campo magnético B con un diferencial de área *dS*, así:

$$\phi = \oint \vec{B} . \vec{dS} \tag{1.16}$$

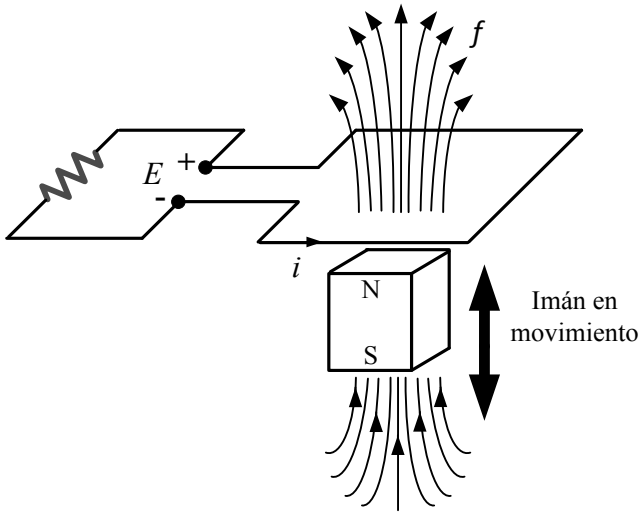
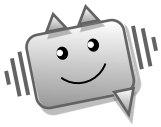


Figura 1.8 Explicación ley de inducción

Si el flujo es variable con el tiempo (en el caso de la figura, se imprime un movimiento al imán), se induce una tensión E que es proporcional a la rapidez de variación del flujo magnético según (1.17):

$$E = -\frac{d\phi}{dt} \tag{1.17}$$

El sentido de la tensión inducida es tal, que en el caso en que el circuito este cerrado, tiende a establecer una corriente que se opone a la variación del flujo que la produce.



El signo negativo de la anterior ecuación fue dado por Heinrich Lenz (físico ruso del siglo XIX), quien comprobó que "La corriente que circula en un circuito cerrado posee un sentido tal que genera a través de su propio circuito un campo magnético que se opone a toda variación del campo magnético principal que la origina".

En la figura 1.9 se aplica este principio, al sistema que consta de una bobina 1 de N_1 vueltas y resistencia despreciable, enrollada sobre una columna magnética y a una segunda bobina con N_2 espiras también enrollada sobre un material magnético, que se ubica cercana a la primera.

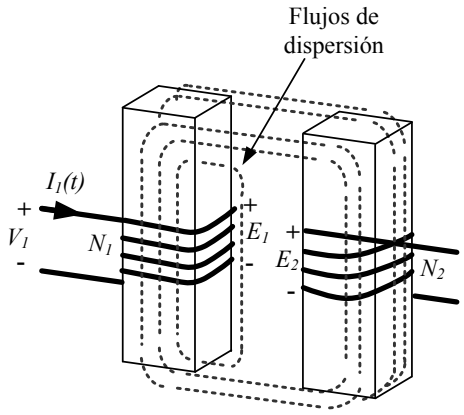


Figura 1.9 Fenómeno de inducción electromagnética entre conductores

Si se hace circular una corriente alterna I_1 por la bobina 1, se crea un flujo ϕ_1 que induce una tensión en la misma bobina dada por:

$$E_1 = -N_1 \frac{d\phi_1}{dt} \tag{1.18}$$

y en la bobina 2, se tiene que:

$$E_2 = -N_2 \frac{d\phi_2}{dt} \tag{1.19}$$

La configuración de la figura 1.9 presenta un inconveniente, dado que la cantidad de flujo que enlaza la segunda bobina ϕ_2 es un pequeño porcentaje del flujo de la primera ϕ_1 , (debido a que existen líneas de flujo que solo encierran una bobina y se cierran a través del aire, conocidas como flujos de dispersión). Por tanto, el voltaje inducido E_2 es reducido, debido a la baja permeancia del medio por el que circula el flujo (aire). Con el fin de mejorar ésta configuración y al considerar la expresión 1.19, se podría aumentar el número de vueltas de las bobinas, lo cual implicaría aumentar los costos, o se podría utilizar una mayor cantidad de enlaces de flujo de la primera bobina a la segunda bobina, por medio de una estructura común o circuito magnético, como lo ilustra la figura 1.10.

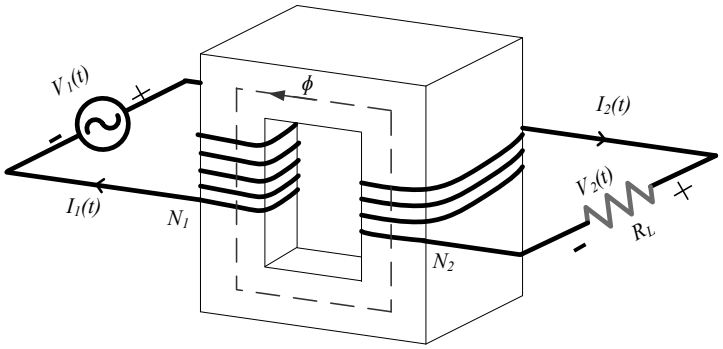


Figura 1.10 Configuración básica de un transformador con núcleo ferro magnético

Una de las características del material con el cual se construye la estructura común, es que debe poseer una alta habilidad de transportar el flujo magnético, lo cual se conoce como permeabilidad μ. Los materiales ferromagnéticos poseen permeabilidades de miles de veces más altas que la que posee el aire. Esto significa que se requiere un pequeño número de amperios - vuelta (*NI*), para obtener un campo magnético mayor, lo cual proporciona un fuerte acoplamiento entre los devanados del transformador. Por tanto, cuando se ubican bobinas en núcleos de estos tipos, la mayoría del flujo de la bobina primaria circulará por el núcleo, consiguiendo con esto aumentar el nivel de tensión de la bobina secundaria.

Si en el circuito de la figura 1.10 se considerara un acoplamiento magnético ideal y además se no se conecta carga a la segunda bobina, se tendría que al circular I_1 por la bobina 1, el flujo que se establece seria igual a:

$$\phi = \wp_m N_1 I_1 \tag{1.20}$$

y correspondería al mismo flujo que concatena a la bobina 2. Por tanto, la magnitud de la tensión inducida E_2 estaría en función de:

$$\left|E_2\right| = \wp_m N_1 N_2 \frac{dI_1}{dt} = M \frac{dI_1}{dt} \tag{1.21}$$

Donde M es el coeficiente de inducción mutua y depende de las propiedades magnéticas del medio y de las dimensiones y configuración geométrica de las bobinas.

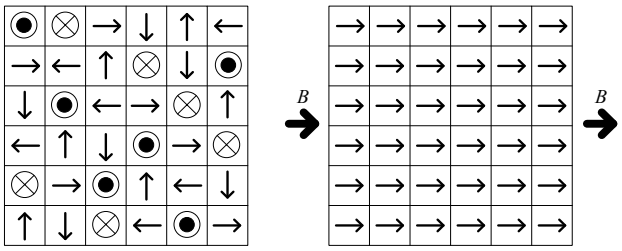
Antes de presentar otros fenómenos presentes en el transformador, es importante resaltar algunas características de los materiales utilizados su construcción.

1.5. Características constructivas del transformador

La construcción básica de un transformador, como ya se ha mencionado previamente, consiste de una parte activa, conformada generalmente por un núcleo de material ferromagnético, sobre el cual se encuentran alojados devanados o bobinas de material conductor (cobre o aluminio), como se ilustró en la figura 1.10. Adicional a estos elementos se encuentran otros materiales no ferromagnéticos y aislantes, que se emplean para asegurar un óptimo desempeño del transformador. A continuación, se describen brevemente las principales características de los materiales empleados en su construcción.

1.5.1. El circuito magnético

Los materiales ferromagnéticos como el acero al silicio de grano orientado (*Cold Rolled Grain-Oriented Electrical Steel Sheet*, CRGO, por sus siglas en inglés) que se emplean en la construcción del núcleo, tienen numerosos momentos magnéticos atómicos en su estructura molecular cristalina, que se denominan dominios magnéticos. En estado original del material, estos dominios se encuentran orientados aleatoriamente según figura 1.11 a. Cuando el material es sometido a un campo magnético externo variable, éste influye en la orientación de los dominios, los cuales cambiarán su dirección para que su campo magnético coincida con el campo externo B, tal como se ilustra en la figura 1.11b.



Dominios orientados aleatoriamente ante la ausencia de campo magnético *B*
a)

Dominios orientados según la dirección del campo magnético *B*
b)

Figura 1.11 Orientación de los dominios magnéticos de acuerdo a la dirección del campo externo

La propiedad del material de conservar su imanación o de oponerse a una variación del estado magnético se conoce como histéresis. A diferencia de otros materiales que poseen una permeabilidad constante, los materiales ferromagnéticos presentan una relación no lineal entre *B* y *H*, conocida como curva de histéresis, presentada en la figura 1.12, donde la pendiente de la curva representa la permeabilidad, la cual varía durante un ciclo de la señal de tensión aplicada al material, con el valor pico de la densidad del flujo magnético. La pérdida por histéresis es la energía convertida en calor debido al fenómeno de histéresis y está representada por el área encerrada por el lazo de la figura 1.12. En la figura se representan los valores de densidad de campo magnético *B* e intensidad de campo magnético *H* durante un ciclo de la tensión aplicada sobre el material. Se puede apreciar que en el punto *a* de la figura, tanto la densidad como la corriente magnetizante tienen su valor máximo negativo. A medida que la magnitud de *H* comienza a disminuir se llega hasta el punto *b*, donde la corriente se anula, pero existe un campo remanente en el núcleo ($-B_r$). Cuando la corriente cambia de sentido y comienza a aumentar, se pasa por el punto *c* donde la densidad de campo es cero y se tiene el valor de la fuerza coercitiva ($+H_c$). Al incrementar la fuerza coercitiva desde el punto *c*, se presenta un flujo en la dirección positiva en el núcleo. En el punto *d*, ante incrementos en la corriente, no se obtienen apreciables incrementos en el flujo. A partir de este punto, si se decrementa la corriente, no se presenta un seguimiento de la curva que se forma en sentido ascendente, sino que se describe una nueva trayectoria (segmento *d*-*e*). En el punto *e* la corriente es cero, pero de nuevo se presenta un flujo remanente en el núcleo con dirección opuesta al presentado en *b* ($+B_r$). Al incrementar ahora la corriente en sentido negativo el flujo disminuye y se hace cero en el punto *f*. A partir de allí el flujo cambia de dirección y se incrementa en la dirección negativa hasta que alcanza el punto *a*. De esta forma, se completa un ciclo de la tensión aplicada.

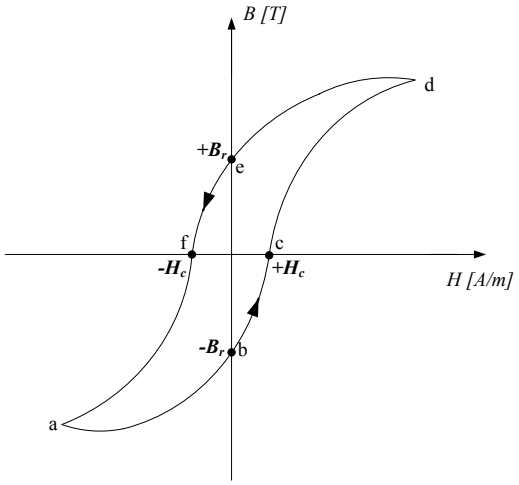


Figura 1.12 Curva de histéresis para un ciclo de tensión aplicada

En conclusión, de acuerdo a la figura 1.12, a cierto valor de la densidad de campo magnético, la pendiente de la curva se decrementa con el incremento de la fuerza magnetizante. Esto confirma que, la permeabilidad del material no es un valor constante. En el capítulo 2 se explicará con más detalle las características que presentan los circuitos magnéticos empleados en los transformadores.

1.5.2. Los devanados

Los devanados o bobinas de los transformadores se construyen con material conductor de cobre o aluminio, del tipo circular, rectangular o en láminas de fleje. La selección de uno u otro depende del diseño, el cual está directamente ligado a consideraciones técnicas y económicas. Por ejemplo, para el caso de un transformador reductor de distribución, debido a que la bobina de baja tensión maneja un mayor nivel de corriente, se suele emplear fleje (láminas de cobre no esmaltadas), el cual permite disponer de una mayor área para conseguir una densidad de corriente determinada, en comparación con la utilización de alambre circular, que requeriría de más de un conductor en paralelo, para conseguir la misma densidad de corriente. Respecto a la forma de la sección transversal de los devanados, se encuentra la rectangular para niveles de distribución y baja potencia y la circular para altas potencias. La disposición de las bobinas respecto al núcleo puede ser en forma concéntrica o alternada. En el capítulo 5 se presentan mayores detalles respecto a la elaboración de las bobinas en un transformador. Debido a que los devanados deben estar aislados entre si y respecto a otras partes del transformador (tanque y núcleo), se emplean materiales aislantes en su fabricación como el barniz en los conductores esmaltados de sección circular y/o rectangular y papel o cartón, para aislar entre capas de la misma bobina, entre bobinas y entre éstas y el núcleo.

1.5.3. Aislamiento

El aislamiento desempeña una función muy importante en la vida útil del transformador. Se pueden emplear materiales sólidos como el papel tipo Kraft o Pressboard, líquidos como el aceite mineral, sintético o vegetal y materiales gaseosos como aire o nitrógeno. En el caso del papel, este puede ser elaborado de fibras vegetales (celulosa) en forma de láminas, que permiten aislar las bobinas entre sí, respecto al núcleo y respecto a los otros componentes internos del transformador. Una de las principales características que debe tener el papel es un alto grado de rigidez dieléctrica (expresado en kV/mm), con el fin de atenuar el valor del campo eléctrico y evitar arcos eléctricos o contacto entre elementos que se encuentran a diferentes niveles de tensión.

En el caso de aislantes líquidos, como el aceite empleado en transformadores sumergidos, éste cumple específicamente la función de medio aislante y medio refrigerante. En el capítulo 6, se explican las características del aceite con mayor detalle.

1.5.4. Métodos de refrigeración

Los métodos de refrigeración se pueden clasificar por normas de acuerdo: al tipo de agente empleado, como aceite mineral o líquido refrigerante (O), aire (A) o agua (W) y al mecanismo de circulación del medio refrigerante como natural (N) o forzado (F). Por ejemplo, si el agente refrigerante que entra en contacto con los devanados es aceite mineral, se emplea la letra O, y si el mecanismo de circulación de dicho medio refrigerante es natural se emplea la letra N. Además, si el agente de refrigeración externo al transformador es aire (A) y su circulación es natural (N), le correspondería una clasificación del tipo ONAN, que es la empleada para transformadores tipo poste.

1.6. Características de funcionamiento del transformador

Los fenómenos electromagnéticos que se presentan en el transformador se pueden considerar de acuerdo a su condición de operación; si se encuentra en vacío o en funcionamiento bajo carga.

1.6.1. Funcionamiento en vacío

En caso de aplicar un voltaje alterno V_1 a los terminales del primario del transformador cuando no tiene carga en el secundario, fluye una corriente alterna en el arrollamiento primario que establece un flujo magnético inicial ϕ, variante con el tiempo, que a su vez

induce un voltaje en el arrollamiento secundario V_2, como lo muestra la figura 1.13. En este caso, si no se consideran flujos de dispersión en este sistema todo el flujo se confina en el núcleo.

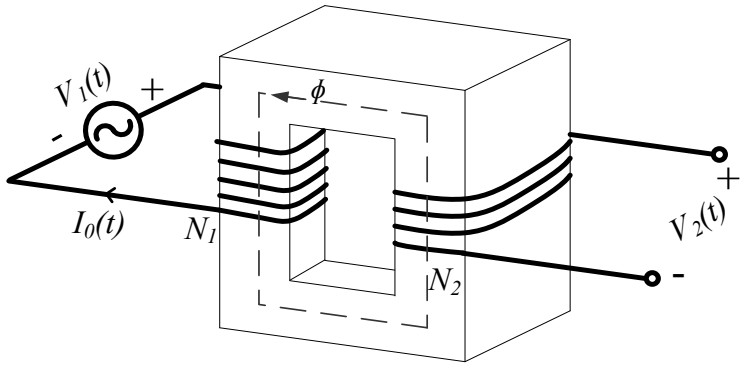


Figura 1.13 Transformador en condiciones de vacío

Aun cuando el transformador se encuentra sin carga y la corriente circulante en el devanado energizado es muy pequeña, ocurren pérdidas en el núcleo, las cuales se componen en pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas o eddy. Una explicación más detallada se presentará en el capítulo 2.

La corriente que fluye en las condiciones anteriormente expuestas, se denomina de vacío o excitación I_o y su forma de onda aproximada está dada por la figura 1.14.

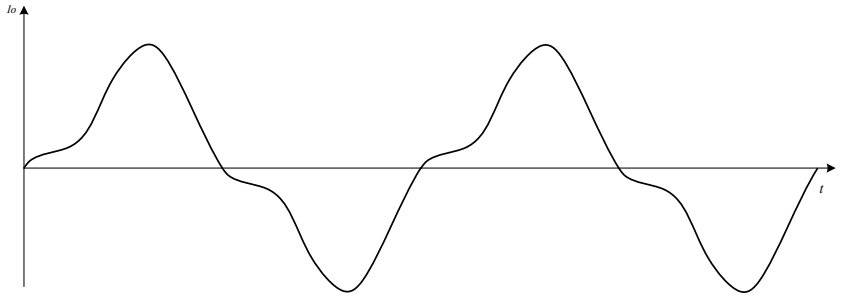


Figura 1.14 Forma de onda de la corriente de vacío

Debido a la histéresis presentada en el material, la corriente de excitación es no sinusoidal y considerablemente distorsionada. El contenido de armónicos de I_o aumenta si la excitación aumenta, especialmente cuando el núcleo llega a la saturación. Esta forma de onda se puede obtener a partir de la onda de la tensión, el flujo sinusoidal y el ciclo de histéresis del material, tal como se ilustra en la figura 1.15.

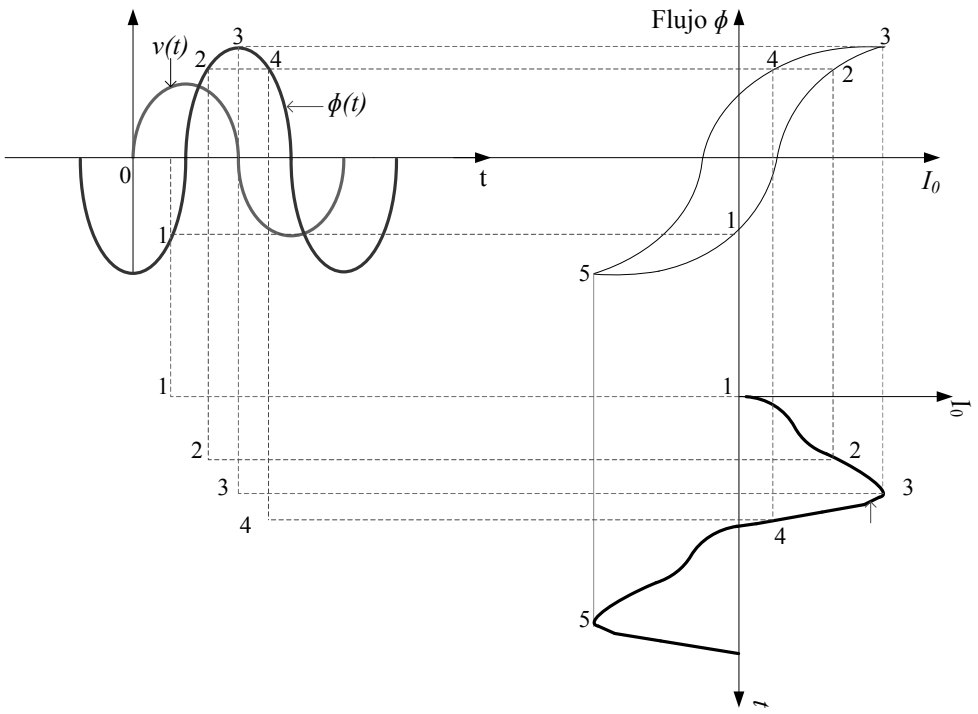


Figura 1.15 Obtención gráfica de la forma de onda de la corriente de vacío de un material ferromagnético

A la curva de histéresis *B* vs *H* se le renombran los ejes. El eje vertical *B* se convierte en flujo ϕ al multiplicarlo por el área transversal *S* del núcleo; mientras que al eje horizontal *H,* se le multiplica por la longitud media del núcleo *l* y se divide por el número de espiras *N* para obtener la corriente de vacío I_o.

A cada valor de tiempo *t*, le corresponde un valor de flujo ϕ, el cual se proyecta sobre el eje vertical de la curva de histéresis. A este valor, le corresponde un valor de corriente de excitación. Por tanto para un valor de tiempo *t* se tiene un valor específico de I_o, que se grafica paulatinamente, punto por punto sobre el gráfico inferior como se ilustra en la figura 1.15.

La corriente de excitación debe suplir las siguientes pérdidas:

a) Pérdidas en el núcleo (histéresis y corrientes de eddy)
b) Una pequeña cantidad de pérdidas en el cobre del devanado.

La magnitud de la corriente de excitación es muy pequeña comparada con la corriente de plena carga y llega a valores máximos entre un 3 a 4,5%, de acuerdo a la NTC 818 y NTC 819-1995. Como consecuencia, se desprecian las pérdidas por efecto Joule en los devanados y se considera que las pérdidas en vacío del transformador cuando está alimentado a tensión

nominal, corresponden a las pérdidas en el núcleo. Aunque la corriente no es sinusoidal, para efectos prácticos se puede representar por una sinusoide equivalente, siempre y cuando el valor RMS corresponda al valor de la señal original. Bajo esta aclaración, la corriente de excitación se puede representar en forma fasorial y tiene dos componentes:

a) I_c definida como la corriente de pérdidas en el hierro y está en fase con el voltaje de alimentación:

$$|I_c| = I_o \cos\theta \tag{1.22}$$

b) I_m denominada corriente de magnetización y está en cuadratura con el voltaje de alimentación. Su función es mantener el flujo alterno en el núcleo.

$$|I_m| = I_o sen\theta \tag{1.23}$$

Por tanto:

$$\overrightarrow{I_o} = \overrightarrow{I_c} + \overrightarrow{I_m} \qquad |I_o| = \sqrt{|I_c|^2 + |I_m|^2} \tag{1.24}$$

La corriente de vacío desempeña un papel importante en la etapa de diseño del transformador, debido a que modela el valor de las pérdidas en el núcleo. En el caso de los transformadores de distribución, los valores máximos permisibles de corriente de vacío están restringidos en la normatividad colombiana, por la norma ICONTEC NTC 818-1995 (para el caso de transformadores monofásicos) y NTC 819-1995 (para los transformadores trifásicos). A continuación en la tabla 1.2, se presentan algunos valores típicos para transformadores autorrefrigerados sumergidos en aceite.

Tabla 1.2 Corrientes de excitación para transformadores monofásicos y trifásicos

Fuente: NTC 818, NTC 819-1995

Transformador monofásico serie AT ≤ 15 kV, serie BT ≤ 1,2 kV	
Potencia nominal en kVA	**Corriente I_o en % de $I_{nominal}$**
15	2,4
50	1,9
75	1,7

Transformador trifásico serie AT ≤ 15 kV, serie BT ≤ 1,2 kV	
Potencia nominal en kVA	**Corriente I_o en % de $I_{nominal}$**
15	4,4
45	3,5
75	3,0

1.6.2. Funcionamiento bajo carga

Cuando se conecta una carga al secundario, como se indica en la figura 1.16b, circula una corriente I_2 cuya magnitud corresponde al voltaje secundario dividido entre la impedancia de la carga.

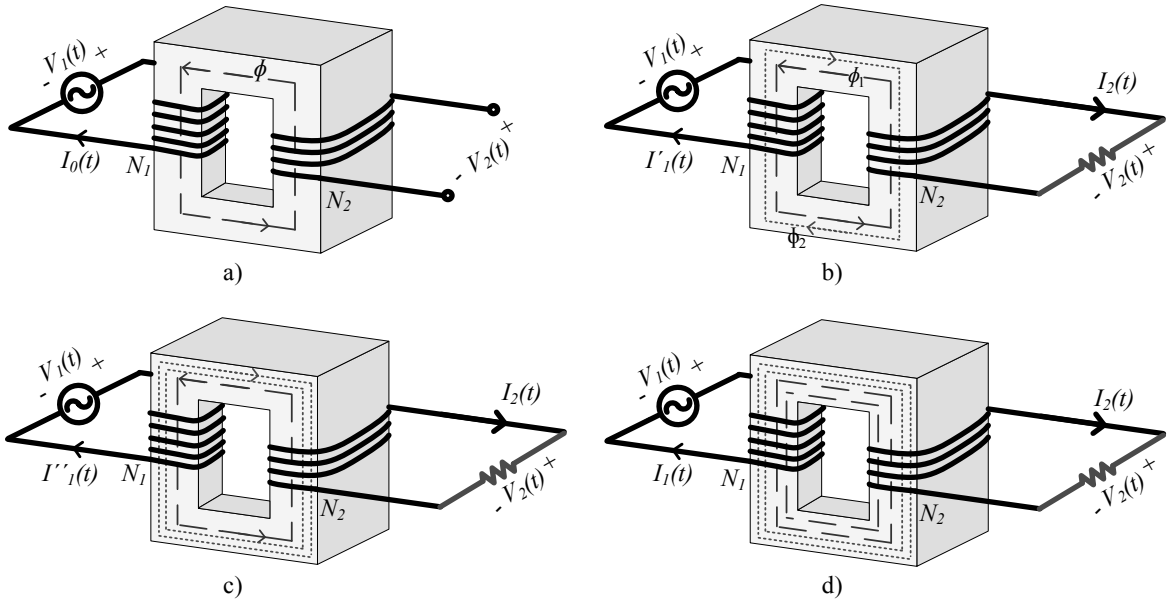


Figura 1.16 Representación gráfica de las condiciones presentes en un transformador bajo carga

Sin embargo, la corriente que fluye en la bobina secundaria tiende a producir su propio flujo en el núcleo según la figura 1.16b, que se resta con el flujo inducido por el primario. Es entonces cuando el circuito primario incrementa su corriente al valor necesario I'_1, para mantener el flujo de la bobina primaria a un valor que resulte suficiente para inducir el voltaje primario. En consecuencia, la bobina primaria realmente sensible a la corriente que fluye en el secundario, tiende a cambiar el flujo del núcleo, permitiendo que fluya la corriente primaria en cantidades suficientes para mantener en su valor original el flujo de la bobina primaria figura 1.16d.

La corriente del primario aumenta entonces hasta que excede a la del secundario en magnitud tal que la diferencia en amperio-vueltas es capaz de mantener el mismo flujo magnético. Existe todavía un cuádruple equilibrio; los amperios-vueltas del primario exceden a las del secundario en cantidad tal, que la diferencia entre ambos hará pasar por el núcleo un flujo magnético para inducir suficiente voltaje en el primario (con la caída del voltaje que corresponde a la resistencia óhmica en el primario), para equilibrar el voltaje aplicado. Este equilibrio explica la razón de por qué un transformador recibe corriente primaria adicional sólo cuando el secundario está conectado a una carga.

1.6.3. Diferencias entre un transformador con carga y en vacío

Las figuras 1.17 y 1.18 indican por medio de bloques, el comportamiento de un transformador bajo carga y otro en condiciones de vacío, descrito anteriormente.

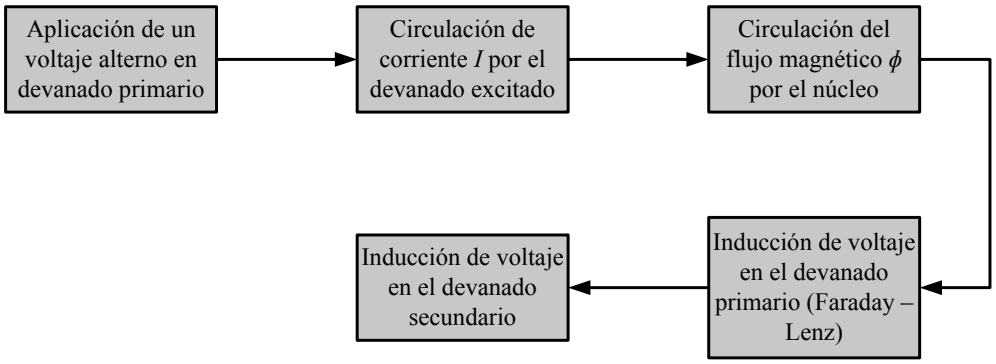
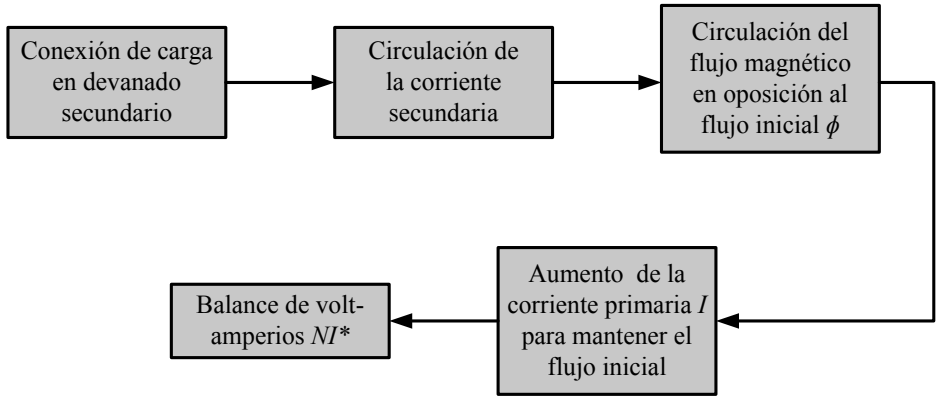


Figura 1.17 Diagrama esquemático transformador en vacío



* Aumento de la corriente primaria inicial hasta el balance (equilibrio de los NI)

Figura 1.18 Diagrama esquemático transformador bajo carga

1.7. Fenómenos presentes en un transformador energizado

Cuando el transformador está energizado suceden simultáneamente otros fenómenos adicionales dentro del transformador, tal como se presenta en esta sección.

1.7.1. Presencia de esfuerzos entre conductores

Cuando los conductores que trasportan corrientes se encuentran sometidos a un campo magnético alterno, se presentan entre ellos fuerzas, que se pueden aproximar al cuadrado de la corriente $F \propto I^2$. Estas fuerzas pueden ser de repulsión en sentido radial (cuando las corrientes circulan en direcciones opuestas en los dos devanados) y de repulsión en sentido axial

(cuando las corrientes en oposición, circulan en devanados que no se encuentran adecuadamente alineados). Adicionalmente, se presentan fuerzas de compresión entre conductores próximos de cada uno de los devanados, debido a las corrientes que circulan en la misma dirección.

1.7.2. Magnetostricción

Las láminas del núcleo se expanden y se contraen en respuesta a la aplicación de un campo magnético. A esta deformación mecánica del laminado se le conoce como magnetostricción y se produce al doble de la frecuencia de alimentación. Esta expansión y contracción produce el zumbido perceptible característico de los transformadores.

1.7.3. Pérdidas

Las pérdidas en el transformador se presentan específicamente en el núcleo y en los devanados.

1.7.3.1 Pérdidas en el núcleo

Las pérdidas en el núcleo se conocen como pérdidas "en vacío" ó "sin carga", ya que siempre están presentes mientras esté energizado el transformador, sin importar si hay o no carga conectada a él. Las pérdidas en el núcleo dependen varios factores, entre ellos: la composición del material, particularmente del contenido de silicio, de la frecuencia, del espesor del material, de los tipos de juntas empleados en la construcción del núcleo, de los entrehierros y de la densidad máxima del flujo, entre otros. En forma aproximada se considera que las pérdidas en el núcleo, representan un 1% de la potencia nominal del transformador (Haidar y Al-Dabbagh, 2013).

Las pérdidas por corrientes de eddy o de Foucault se deben a las corrientes que circulan por el interior del material magnético, como consecuencia del campo magnético que lo atraviesa. Según la ley de Lenz, al existir una trayectoria cerrada, circulan corrientes que establecen un flujo contrario al que las crea y que generan pérdidas por calentamiento. En la figura 1.19 se observan las corrientes circulantes creadas en una lámina de núcleo.

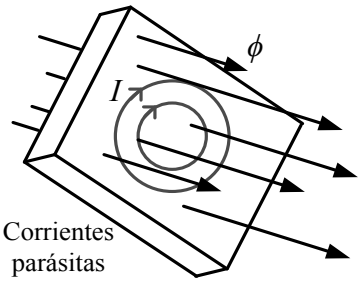


Figura 1.19. Corrientes circulantes en el núcleo

Debido a que el núcleo tiene un valor de resistencia finita R_n, la energía que se disipa debido a las corrientes de Foucault i_f, es debido al efecto Joule, que se puede representar por:

$$P_e = \left(i_f\right)^2 \times R_n \tag{1.25}$$

Por su parte, las pérdidas por histéresis se presentan debido a la continua reorientación de los dominios magnéticos del material, ante la presencia del campo magnético variable y se manifiestan en forma de calor. En el capítulo II se amplía la formulación de estas pérdidas en función de diversas variables.

1.7.3.2 Pérdidas en los devanados

Las corrientes fluyen por los devanados elaborados en material conductor. Estos a su vez presentan resistencia al paso de la corriente y se producen pérdidas en el cobre o pérdidas de carga. Estas corrientes producen caídas de tensión que modifican ligeramente la relación de transformación.

1.7.3.3 Pérdidas por flujos de dispersión

El carácter magnéticamente opuesto de las corrientes en los devanados y la permeabilidad finita del material del circuito magnético, hacen que algo del flujo magnético salga del núcleo y se disperse a través del aire. Este flujo se denomina flujo de dispersión, que a su vez provoca pérdidas adicionales y pueden representar entre un 3% a un 20 % de las pérdidas totales del transformador.

Estos flujos de dispersión, tanto en el primario como en el secundario, se pueden representar en el circuito equivalente del transformador como reactancias de dispersión X_1 y X_2.

1.7.4. Calentamiento del transformador

A causa de todas las pérdidas generadas durante el funcionamiento del transformador, se incrementa la temperatura de los devanados y el núcleo. Se debe tener cuidado de disipar este calor y de diseñar el aislamiento de modo que el transformador no se deteriore ó dañe por la elevación de temperatura que se presenta durante su funcionamiento.

1.8. Normatividad y reglamentación

Como ya se ha definido, el transformador se constituye en un dispositivo fundamental en la cadena de generación, transmisión y distribución de un sistema eléctrico. Por esta razón, las entidades de normalización técnica han prestado especial atención a los transformadores y a todos sus elementos constitutivos.

En términos generales, una norma es un documento aprobado por un organismo reconocido y establecido por consenso con todas las partes involucradas en una actividad específica (fabricantes, consumidores, operadores, laboratorios, entre otros), con el fin de dar directrices técnicas en cuanto al uso común y repetitivo de productos, procesos o servicios.

A continuación, se presentan las entidades responsables de normatividad, bajo una estructura jerárquica, definida a nivel internacional, regional y nacional.

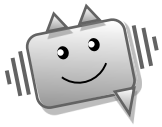
1.8.1. Organismos internacionales

A nivel internacional los principales organismos de normalización son:

a. La Organización Internacional de Normalización ISO (*International Organization for Standardization*). La ISO es una organización internacional no gubernamental, integrada por una red de institutos nacionales de normalización, de más de 160 países (ISO, 2017). La ISO elabora sus normas por medio de comités técnicos, en los cuales participa cada país con un miembro. ISO cubre todos los campos relacionados con la estandarización internacional, excepto los relacionados con estándares de ingeniería eléctrica y electrónica, los cuales le conciernen a la IEC.

b. La Comisión Electrotécnica Internacional IEC (*International Electrotechnical Commission*). Para el caso específico del sector eléctrico, electrónico y demás áreas relacionadas, ésta organización mundial se encarga de publicar normas internacionales, basadas en el consenso de expertos, que representan los intereses de los diferentes países que lo conforman. Los documentos técnicos que expide la comisión, pretenden convertirse en un

referente, que permita definir un lenguaje técnico universal, que comprende definiciones, símbolos eléctricos y/o electrónicos o unidades de medición, rangos normalizados, requisitos y métodos de prueba, interoperabilidad, características de los sistemas, como tensión e intensidad y frecuencia, además de criterios dimensionales y de seguridad, entre otros (IEC, 2017).



Fue IEC quien determinó en 1916, que la unidad de frecuencia era el Hz.

c. La Unión Internacional de Telecomunicaciones ITU (*International Telecommunication Union*). Es una organización internacional de las Naciones Unidas, en la cual los gobiernos y el sector privado coordinan los servicios y redes mundiales de telecomunicaciones.

1.8.2. Organismos regionales

Las normas creadas por estos organismos se aplican en las regiones que representan y entre éstos se encuentran:

En Europa, el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC).

En América, la Comisión Panamericana de Normas Técnicas (COPANT).

1.8.3. Organismos nacionales

La mayoría de los países poseen un organismo nacional de normalización responsable de representar al país en la escena internacional.

En el caso de Estados Unidos se encuentra el Instituto Americano de Estandarización (ANSI).

En el caso de Colombia, esta labor la realiza el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC, 2017), quienes son responsables de elaborar y supervisar las normas nacionales. El ICONTEC está conformado por varios comités técnicos, que abarcan diversas temáticas. En el área de transformadores, se encuentra un comité conformado por fabricantes de transformadores, proveedores de suministros, empresas de energía y universidades, quienes, durante más de 40 años de trabajo, han publicado varios compendios de normas.

1.8.4. Normatividad para transformadores

Las normas que existen para transformadores eléctricos, están relacionadas con temáticas que van desde la apariencia de la placa de características, hasta los ensayos que se le realizan al

transformador, pasando por los aspectos de compatibilidad e intercambiabilidad de sus accesorios y los diferentes ambientes de contaminación en que va a operar, con el fin de procurar que el transformador pueda desempeñarse en forma satisfactoria. Entre las principales organizaciones internacionales, relacionadas con la normatividad de los transformadores se encuentran: IEC a través de su comité técnico TC14, IEEE mediante su comité de transformadores, dedicado principalmente a los estándares americanos y el CIGRE, mediante su comité de transformadores, dedicado a publicar folletos y guías técnicas. Las principales normas internacionales, se encuentran recopiladas en el compendio IEC 60076 (IEC, 2017) y en la serie de normas IEEE C57.

Entre algunas normas técnicas colombianas relacionadas con transformadores, se pueden citar:

- NTC 317-1998. Electrotecnia. Transformadores de potencia y distribución. Terminología.
- NTC 380-2001. Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades.
- NTC 818-1995. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, Pérdidas y Tensión de corto circuito.
- NTC 2797-1990. Electrotecnia. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución.
- NTC 3654-2000. Transformadores de potencia tipo seco.
- NTC 3609-1994. Electrotecnia. Ensayos mecánicos a transformadores de distribución.
- NTC 1490-1997. Accesorios para transformadores monofásicos de distribución.
- NTC 1954-1996. Transformadores reconstruidos y reparados. Requisitos.

Con respecto a algunas normas ANSI/ IEEE de aplicación en transformadores eléctricos se tiene:

- IEEE Std C57.12.00-2015. Requisitos generales para transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquido.
- IEEE Std C57.12.90-2015. Pruebas para transformadores de distribución inmersos en líquido y transformadores de regulación.
- IEEE Std C57.12.80-2010. Terminología estandarizada para transformadores de potencia y distribución.
- IEEE Std C57.123-2010. Guía para medición de pérdidas en transformadores.
- IEEE Std C57.91-2011. Guía para cargabilidad de transformadores inmersos en aceite mineral.

Respecto a algunas normas IEC se encuentran:

- IEC 60076-1:2011. Transformadores de potencia – Parte 1: General.
- IEC 60076-2:2011. Transformadores de potencia – Parte 2: Aumento de la temperatura para transformadores inmersos en líquido.
- IEC 60076-10:2016. Transformadores de potencia – Parte 10: Determinación de niveles de sonido.
- IEC 60076-7:2017. Transformadores de potencia – Parte 7: Guía de cargabilidad para transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral.

Como ejemplo, se citan a continuación dos aspectos definidos en la Norma Técnica Colombiana NTC 317-1998, relacionada con la definición de los valores nominales del transformador y la clasificación de éstos.

Valores nominales del transformador

Los valores nominales de un transformador están definidos por la potencia aparente, los niveles de tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia e incremento de temperatura dados por el fabricante.

Clasificación de los transformadores

Los transformadores pueden clasificarse de varias formas. Entre ellas se pueden mencionar:

- Según el número de fases utilizadas: monofásicos, trifásicos.
- Según aumenten o disminuyan el nivel de tensión, se denominan transformadores elevadores o transformadores reductores.
- Según el medio refrigerante utilizado, transformadores secos o sumergidos en líquido.
- Según el lugar de instalación: tipo poste, tipo subestación, tipo pedestal, entre otros.

De acuerdo a la normatividad colombiana, específicamente NTC 317-1998, se dividen según el esquema de la figura 1.20:

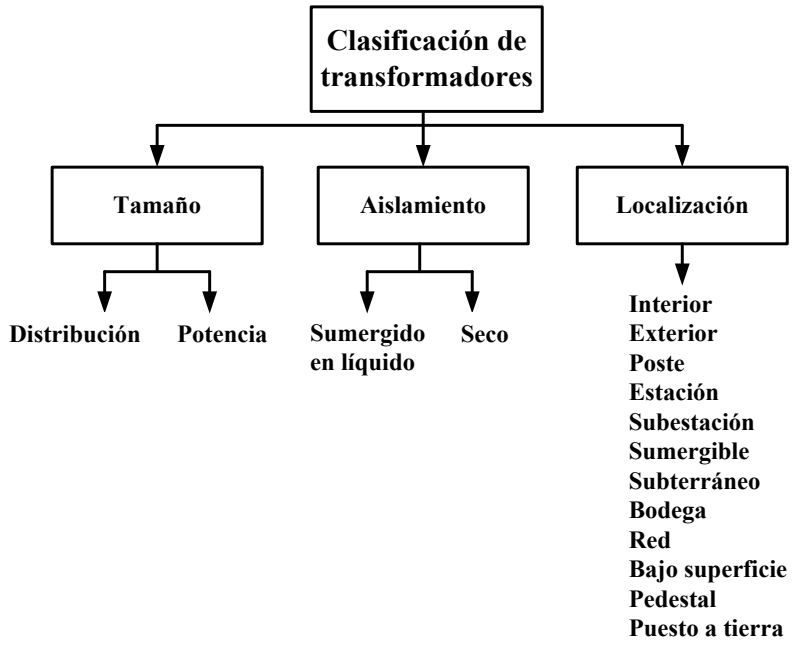


Figura 1.20 Clasificación de los transformadores según NTC 317-1998

Los transformadores de distribución (autorrefrigerados y sumergidos en líquido) pueden ser monofásicos o trifásicos y de acuerdo al nivel de tensión serie en alta tensión y baja tensión, se clasifican según NTC 818-1995 y NTC 819-1995, como se presenta en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Niveles normalizados de potencias para transformadores monofásicos y trifásicos

Serie AT ≤ 15 kV y serie BT ≤ 1,2 kV	Potencia (kVA)
Monofásico	5, 10, 15, 25, 37,5, 50, 75, 100 y 167,5
Trifásico	15, 30, 45, 75, 112,5, 150 y 225

1.8.5. Reglamentación para transformadores

En el año 2005, el Ministerio de Minas y Energía Colombiano, estableció un instrumento técnico legal de obligatorio cumplimiento denominado reglamento técnico de instalaciones eléctricas (**RETIE**), en el cual se definen las condiciones técnicas mínimas necesarias para garantizar la seguridad, ya sea en instalaciones nuevas o en proceso de remodelación o ampliación, relacionadas con los procesos de generación, transformación, distribución y uso final de energía.

En el área específica de los transformadores eléctricos, el RETIE establece algunas condiciones obligatorias relacionadas con los accesorios que debe tener el transformador de acuerdo a su número de fases y de potencia, la disponibilidad de la placa característica en el

tanque y de dispositivos de alivio de sobrepresión automáticos, la necesidad de un sistema de puesta a tierra y cumplimiento de niveles de ruido, entre otros.

Para mayor información consulte el siguiente enlace.

Enlace recomendado	

2

El circuito magnético

2.1. Introducción

Un circuito magnético está definido como la trayectoria cerrada donde se confina el flujo magnético. Bajo esta definición se pueden tener circuitos magnéticos de bajas permeabilidades como el aire y de altas permeabilidades como los materiales ferromagnéticos, que son los preferidos en la construcción de núcleos para transformadores.

Cuando se desea concatenar un flujo magnético en una región, suelen utilizarse estructuras de material ferromagnético que ofrezcan baja reluctancia y bajas corrientes de magnetización. Entre los materiales utilizados por poseer una alta permeabilidad se encuentran el hierro (Fe), el níquel (Ni) y el cobalto (Co) y aleaciones de estos como el acero al silicio, entre otros.

En este capítulo se presentan algunos aspectos relacionados con las características de estos materiales, la forma constructiva de los núcleos utilizados en los transformadores y la determinación de pérdidas de energía.

2.2. Características del núcleo

2.2.1. Materiales utilizados

Los materiales ferromagnéticos presentan una gran ventaja frente a otros, debido a que se magnetizan muy fácilmente al aplicar una fuerza magnetomotriz reducida y hacen constreñir el flujo a caminos convenientemente bien definidos. Entre dichos materiales se encuentran: el hierro y sus aleaciones con cobalto, wolframio, níquel, aluminio y acero, entre otros. El hierro es el material ferromagnético más utilizado debido a su gran permeabilidad y bajo costo por unidad de peso. Adicionalmente es el elemento básico de casi todas las aleaciones ferromagnéticas destacándose la que se compone de acero. El núcleo de los transformadores se construye de acero magnético, que es usualmente acero al silicio, de diferentes espesores,

recubrimientos y calidades. A mayor calidad del material empleado, menores serán las pérdidas eléctricas. El uso de la aleación de acero al silicio, éste último en proporción del 2 al 4% en un núcleo, tiene como objetivo primordial reducir la reluctancia del circuito magnético, de manera que, para conseguir un nivel determinado de flujo, se requiera tan poca corriente como sea posible. Otras ventajas que presenta la utilización de silicio en el núcleo son: la disminución del área del ciclo de histéresis, disminución de las corrientes de Foucault (debido al aumento de la resistividad) y retraso en las condiciones de deterioro de la lámina.

Una de las mayores contribuciones a la eficiencia de los transformadores y a su costo, fue la introducción hacia el año 1940 de las láminas de acero de grano orientado (CRGO, Cold Rolled Grain Oriented), debido a que su alta permeabilidad y menores pérdidas, permitieron emplear para el diseño, una densidad de campo magnético *B*, aproximadamente 1/3 superior a la que había sido posible anteriormente. Esto permitió la construcción de transformadores de menor tamaño, debido a la relación inversa ente el área y la densidad de campo *B*.

Los núcleos de transformadores no pueden hacerse de una sola pieza de hierro, porque permitiría la circulación de mayores corrientes parásitas o circulantes, que generarían pérdidas por efecto Joule. Para reducir estas pérdidas, el núcleo se construye según la figura 2.1, con chapas o láminas de acero al silicio, muy delgadas, aisladas entre sí por una delgadísima capa de material aislante de origen inorgánico llamado CARLITE. Las chapas están laminadas en frío con el fin de aumentar el grado de orientación del grano y disminuir así las pérdidas por histéresis.

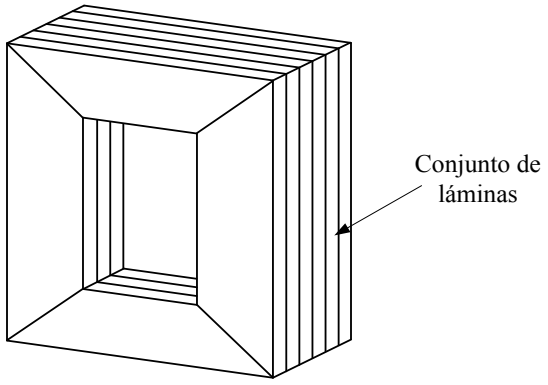


Figura 2.1. Núcleo laminado

Los espesores de las láminas están en el orden de 0,18 a 0,3 mm. Como se puede observar en la figura 2.2 a medida que disminuye el espesor de la lámina, disminuyen las pérdidas, pero esto a su vez conlleva un alto costo del material, ya que los procesos de fabricación de la lámina son cada vez más complejos para espesores menores. La selección del espesor de la

laminación depende del valor relativo de la reducción de la pérdida obtenida comparada con el costo de construir núcleos con laminaciones más delgadas.

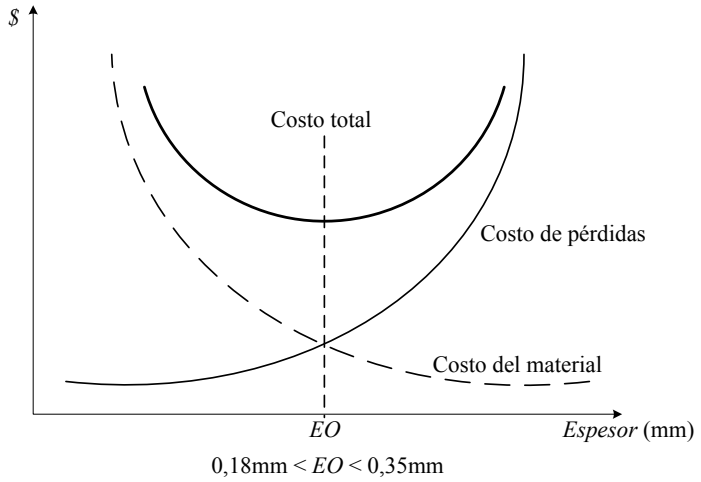
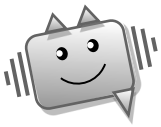


Figura 2.2. Relación de costo vs espesor de la lámina del núcleo

Debido a la actual tendencia mundial de la conservación de la energía, en el campo de los materiales utilizados para el núcleo, se nota una preferencia en utilizar materiales de alta permeabilidad magnética fuera del convencional acero al silicio de grano orientado. Es así como actualmente, el metal amorfo representa una de las mejores tecnologías disponibles para reducir las pérdidas en los transformadores.



Metal amorfo es una aleación de hierro, boro y silicio, que presenta una estructura molecular aleatoria, que en comparación con el acero al silicio de grano orientado, presenta menos pérdidas magnéticas.

Enlace recomendado

2.2.2. Características electromagnéticas de un núcleo ferromagnético

El circuito magnético es un elemento clave en el transformador y para que cumpla en forma adecuada con su trabajo, debe garantizar un óptimo acople entre las bobinas mediante una autoinducción elevada. Dicho objetivo se logra siempre y cuando la mayor cantidad de líneas

de fuerza encerradas por el primario están confinadas en el secundario. Esto se logra gracias a una alta permeabilidad relativa del material utilizado en el núcleo. Por esta razón, los materiales ferromagnéticos han sido los más empleados en la construcción del núcleo. Entre las principales características de los materiales ferromagnéticos se encuentran:

- Alta permeabilidad relativa: llegan a magnetizarse fuertemente en la misma dirección del campo magnético donde se encuentran inmersos.
- Las relaciones que expresan la inducción magnética y la permeabilidad como funciones del campo magnético son no lineales.
- Conservan la imanación cuando se suprime el campo magnético.
- Tienden a oponerse a la inversión del sentido de la imanación una vez imanados.
- Presentan saturación.
- Presentan pérdidas.

A continuación, se describen algunos de estos conceptos fundamentales del fenómeno magnético.

2.2.2.1. Curva de magnetización

La mayoría de propiedades que presentan los materiales ferromagnéticos están representadas en la curva de magnetización, la cual presenta la relación entre la densidad de campo magnético *B* y la intensidad de campo magnético *H*, como se ilustró en la sección 1.5.1. Dicha curva representa el comportamiento natural del material magnético cuando es sometido al campo magnético. En la figura 2.3 se ilustran las zonas de fácil y difícil magnetización del material.

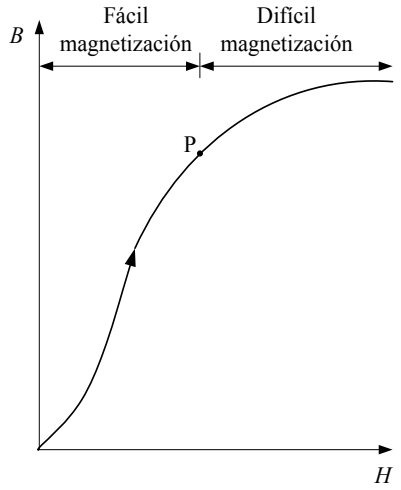


Figura 2.3. Regiones de fácil y difícil magnetización de una curva de magnetización inicial

En la figura 2.4, se observa una curva de magnetización inicial y la curva de permeabilidad respectiva. Allí se ilustra que el valor de la permeabilidad es dependiente de la intensidad de campo magnético. Por ejemplo, la permeabilidad inicial del material a intensidad de campo magnético nula tiene un valor mayor que la del aire. A medida que la intensidad de campo aumenta, también lo hace la permeabilidad, hasta alcanzar un punto de saturación, donde la permeabilidad del material disminuye considerablemente. Para utilizar el material en su punto más alto de permeabilidad, pero evitando alcanzar la saturación por un incremento súbito en la tensión de entrada se emplean densidades de flujo por debajo de 1,76 T, para el caso de láminas de acero al silicio y aproximadamente de 1,5 T para material amorfo.

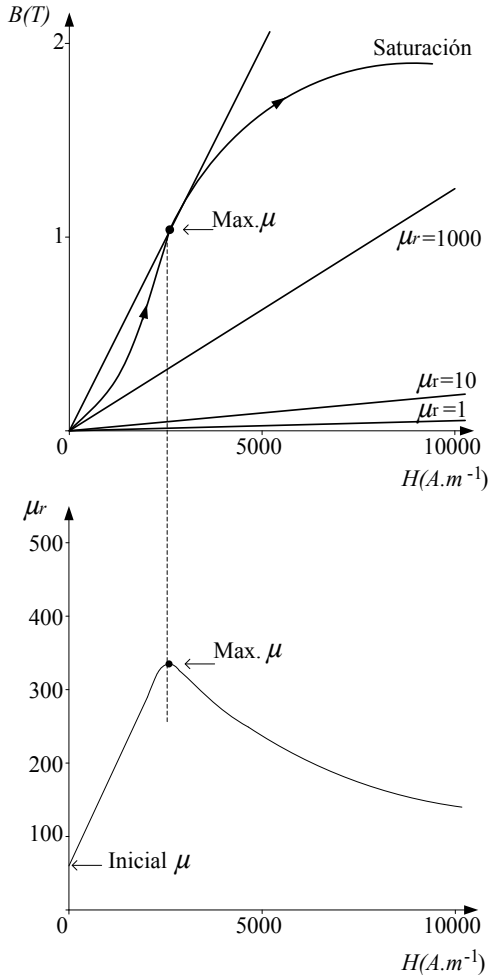


Figura 2.4 Curva de magnetización y curva de permeabilidad

Si a partir del punto más alto de la curva de magnetización, se decrementa la fuerza magnetizante, se encuentra que la curva no sigue el mismo camino que tomó en sentido ascendente. Si la fuerza magnetizante se anula, la densidad de flujo *B* permanece en un valor diferente de cero. Para que *B* se anule es necesario revertir la dirección de la fuerza

magnetomotriz. Esta característica en el comportamiento del material se denomina histéresis y se presenta en la figura 2.5.

2.2.2.2. Ciclo de Histéresis

El ciclo de histéresis es una representación gráfica que representa los diferentes estados por los que pasa el material ferromagnético durante un ciclo de trabajo. Si la intensidad de campo magnético aumenta y disminuye, de igual forma lo hace la densidad de flujo *B*. Pero una vez *B* llega al valor más alto, el proceso de reducción es más lento que el de aumento. Esto se reafirma al observar de la figura 2.5, que cuando la intensidad de campo magnético *H* se hace cero, existe una densidad de flujo magnético residual, remanente o retentividad B_r. La histéresis es entonces el fenómeno que produce rezagos en *B* en relación con *H*, cuando el flujo magnético aumenta o disminuye. La energía gastada en someter a esfuerzos la estructura cristalina del material, se manifiesta en forma de calor y es representada por el área encerrada por la curva de la figura 2.5.

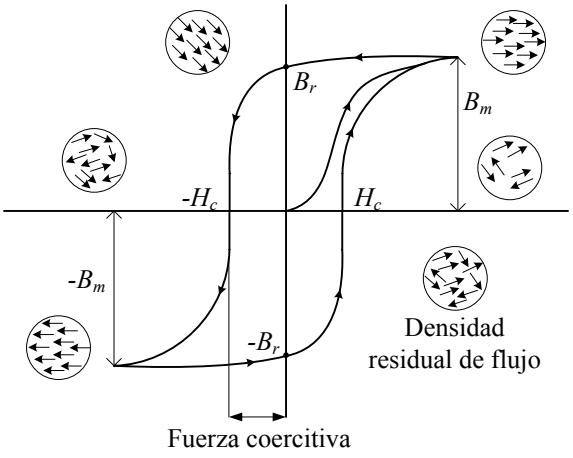


Figura 2.5 Curva cerrada trazada por la magnetización o curva de histéresis

Para demostrar la anterior aseveración, considere la configuración de la figura 2.6, donde se considera un devanado de resistencia *R*, enrollado en un toroide de material ferromagnético.

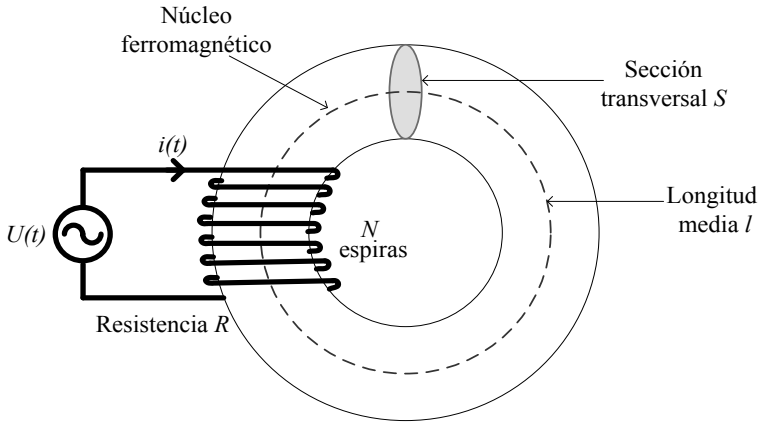


Figura 2.6. Configuración toroidal

Al emplear la teoría de circuitos eléctricos, se encuentra la relación dada en (2.1):

$$U(t) = R.i(t) + N\frac{d\phi}{dt} \tag{2.1}$$

Al multiplicar a ambos lados de la expresión (2.1) por *i(t).dt*, e integrar sobre un periodo de tiempo *T* se obtiene:

$$\int_0^T U(t).i(t)dt = \int_0^T R.i^2(t)dt + N\int_0^T i(t).d\phi \tag{2.2}$$

Si se considera que el núcleo tiene un área de sección transversal uniforme S y longitud media l, se encuentran las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} N.i &= H.l \\ d\phi &= S.dB \\ \tau &= S.l \end{aligned} \tag{2.3}$$

Donde τ corresponde al volumen del toroide en m^3. Al realizar los respectivos reemplazos en (2.2), se obtiene que la energía disipada está dada por:

$$\int_0^T U(t).i(t)dt = \int_0^T R.i^2(t)dt + \tau\int_{B_1}^{B_2} H(t)dB \tag{2.4}$$

Por tanto, la energía que se disipa en el núcleo es debido a:

- Pérdidas por efecto Joule $\int_0^T R.i^2(t)dt$

- Pérdidas por histéresis $\tau \int_{B_1}^{B_2} H.dB = (\text{volumen núcleo m}^3) \times \int_{B_1}^{B_2} H.dB \left[J\right]$

Al observar esta última expresión, se encuentra que la energía disipada por unidad de volumen W_m, corresponde al área del ciclo de histéresis de la figura 2.7:

$$W_m = \int_{B_1}^{B_2} H.dB \left[J.m^{-3}\right] \tag{2.5}$$

La figura 2.7 ilustra el área de histéresis descrita por el material debida a la energía empleada durante la reorientación de los dominios magnéticos, durante cada cambio de polaridad de la onda sinusoidal de alimentación.

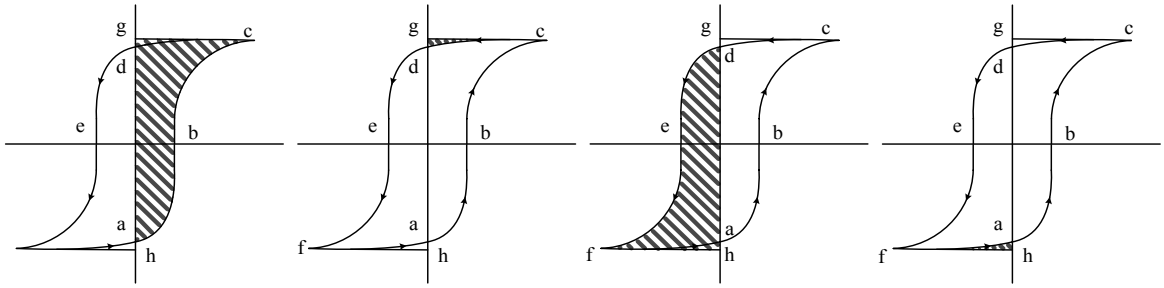


Figura 2.7 Pérdida de histéresis por ciclo de magnetización

Existen dos tipos de ciclos de histéresis de un material magnético:

Ciclo o curva estática: Se obtiene con tensión continua variable y su área sólo incluye las pérdidas por histéresis.

Ciclo o curva dinámica: Se obtiene con tensión alterna y su área incluye pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas.

2.2.2.3. Curvas estática y dinámica de histéresis

Si se genera un anillo de histéresis como respuesta de una muestra ante un flujo magnético de muy baja frecuencia, se obtiene un anillo estático, el cual debido a la baja frecuencia del flujo revela bajas corrientes parásitas. Sí posteriormente se realiza, el incremento de la frecuencia de variación del flujo, el resultado se manifiesta como un incremento del área encerrada por el anillo estático, que se denomina anillo dinámico y está influenciado por el incremento de las corrientes parásitas, puesto que éstas son función de la frecuencia, como lo muestra la figura 2.8.

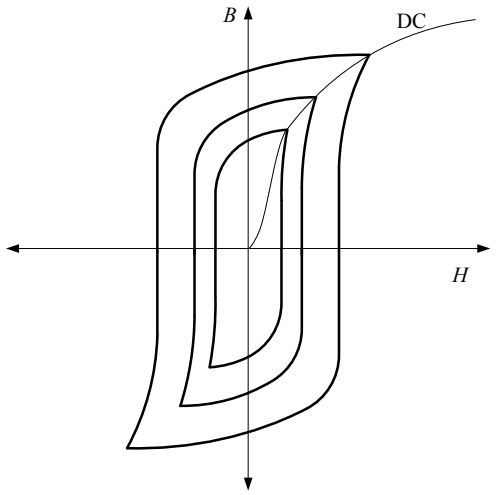


Figura 2.8 Anillos de histéresis estático (interno) y dinámico (externos) de un material ferromagnético

2.2.2.4. Comportamiento Magnético:

Todos los materiales presentan efectos magnéticos, pero en algunos, éstas respuestas son más fuertes que en otros. En la tabla 2.1 se presenta una clasificación de materiales según el comportamiento.

Tabla 2.1 Clasificación del material por su comportamiento magnético

	Permeabilidad relativa inicial (μ_r)	**Tipo de material**	**Inducción de saturación [T]**
Diamagnéticos	0,999991 0,99998 0,999983	Cobre Plata Plomo	
Paramagnéticos	1,00002	(Aluminio, Aire)	
Ferromagnéticos	2700 600 14000 100000 1000000	Polvo Permalloy 45 (45%Ni -55%Fe) Níquel Acero al silicio Permalloy (80%Ni -20%Fe) Supermalloy (5 Mo + 79 Ni)	1,6 0,64 2,0 0,8 0,79

Los materiales ferromagnéticos cuando son sometidos a temperaturas superiores al valor crítico o temperatura de *Curie* (aproximadamente 800°C, para el hierro), presentan disminución drástica de los acoplamientos de intercambio entre los dominios y el material presenta características paramagnéticas, es decir se desmagnetiza. Para temperaturas por debajo de la de *Curie*, los momentos magnéticos son parcialmente alineados con los dominios magnéticos. Materiales como el Permalloy o el Supermalloy presentan temperaturas de Curie alrededor de los 460°C.

2.2.2.5. Corriente de excitación

Como ya se había explicado en la sección 1.6.1, debido a la saturación del núcleo y a la histéresis magnética, al aplicar una onda sinusoidal pura de tensión a una bobina enrollada en un núcleo, no se obtiene una señal perfectamente sinusoidal de corriente de excitación, según la figura 2.9.

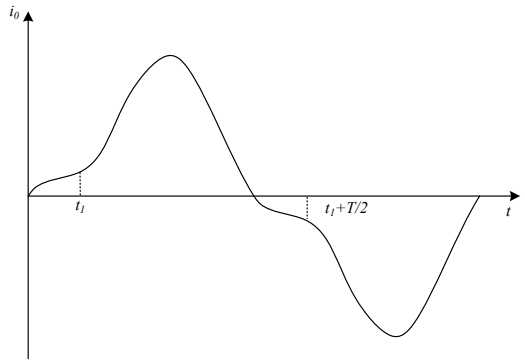


Figura 2.9 Corriente de excitación de un transformador eléctrico

Al realizar un análisis de Fourier a esta forma de onda, se encuentra la presencia de armónicos impares con especial énfasis en el componente de tercer orden, como lo ilustra la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Contenido de armónicos en la corriente de excitación

Armónico	3rd	5th	7th	9th	11th
Contenido presente en I_o (%)	20	6	2	0,7	0,3

La forma de onda no es par, ni impar, es simétrica con respecto al eje del tiempo, por tanto, se cumple:

$$i_\phi(-t) \neq -i_\phi(t); \qquad i_\phi(t) = -i_\phi(t_1 + T/2) \tag{2.6}$$

Como la habilidad para evitar la pérdida de flujo es debida en gran medida, a la forma como estén dispuestos los devanados (según el coeficiente de inducción mutua), la curva de la corriente dependerá hasta cierto grado de dicha configuración y por supuesto de las propiedades del núcleo mismo.

2.2.2.6. Relación flujo - voltaje en material ferromagnético ante excitación sinusoidal

Considere el esquema de la figura 2.10, donde se desprecia la resistencia de los devanados:

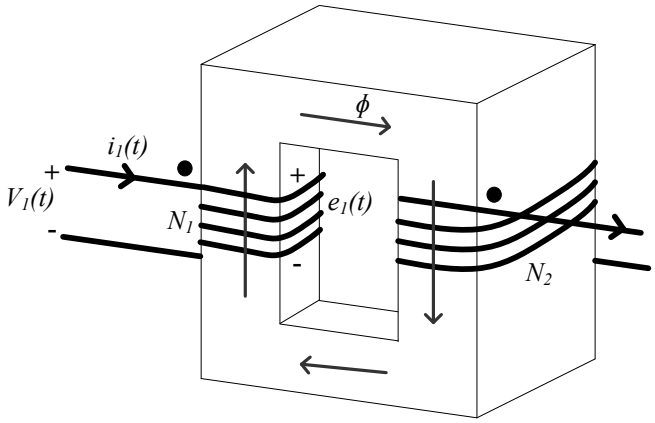


Figura 2.10 Esquema básico del transformador

El voltaje de alimentación de la bobina es de la forma:

$$V_1(t) = \sqrt{2}V sen\omega t \tag{2.7}$$

Donde V corresponde a la tensión eficaz y $\omega=2\pi f$. Debido a que no existen pérdidas por efecto Joule en los devanados ($R\approx 0$), la tensión aplicada se puede igualar a la tensión inducida, según (2.8):

$$V_1(t) = e_1(t) = -N\frac{d\phi}{dt} \tag{2.8}$$

Por tanto,

$$\phi(t) = \frac{\sqrt{2}}{\omega N}V\cos\omega t \tag{2.9}$$

Si se considera que la densidad de flujo magnético B es uniforme en toda el área S de la sección transversal del núcleo, se puede considerar que:

$$B = \frac{\phi}{S} = \frac{\sqrt{2}}{2\times\pi\times f\times N\times S}V\cos 2\pi ft = B_{\max}\cos 2\pi ft \tag{2.10}$$

Al expresar la tensión eficaz en términos de la densidad máxima de flujo B_{max}, se tiene la expresión fundamental de la máquina dada por:

$$V = 4{,}44\times N\times S\times f\times B_{\max}\times 10^{-8}\left[V\right] \tag{2.11}$$

Donde S está dado en cm^2, B_{max} en Gauss y V en voltios.

2.2.2.7. Consideraciones técnicas y económicas de la ecuación fundamental

A partir de la ecuación fundamental (2.11), se puede observar la interrelación que existe entre los aspectos técnicos y económicos de las diferentes variables. Es así como, para un nivel de tensión V y frecuencia f dados, el producto de las variables $N \times S \times B_{\max}$, debe permanecer constante. Al realizar variaciones en dichas variables se presentan las siguientes observaciones:

El área efectiva S está ligada al peso del núcleo. Por su parte el número de espiras N con el peso de los devanados y la densidad de campo magnética B_{max} con las pérdidas y la corriente de excitación, como se ilustrará más adelante. S y N afectan el costo del transformador y B_{max} afecta la calidad del transformador. En un mercado poco exigente se tiende a maximizar B_{max}, al minimizar el producto $N \times S$, lo cual reduce costos pero sacrifica calidad.

Para una B_{max} dada el producto $N \times S$ es constante, lo que conlleva a que un aumento en el peso del núcleo, tiende a disminuir el peso de los devanados y viceversa, o sea que para una B_{max} dada, se alcanza el equilibrio entre sección del núcleo y espiras. Este razonamiento se muestra en las figuras 2.11 a) y b).

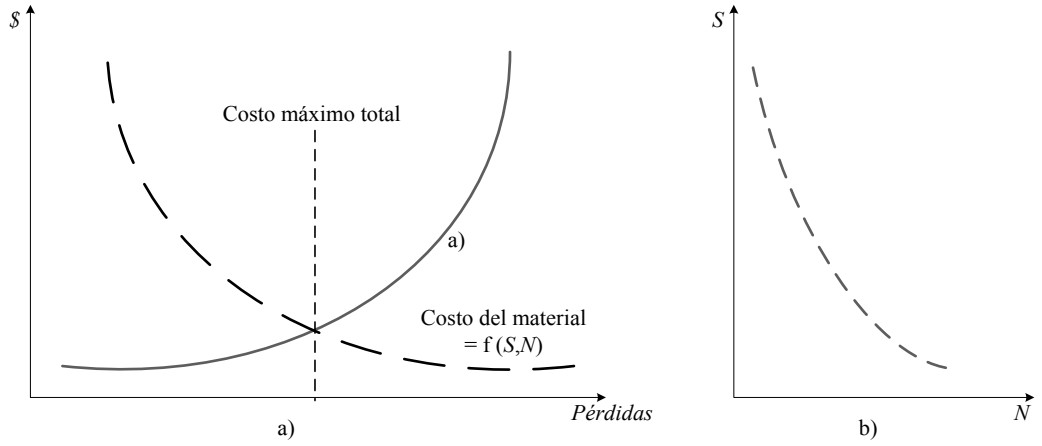


Figura 2.11 a) Curva de costo de pérdidas versus costo del equipo. b) Sección del núcleo versus número de espiras del devanado

2.3. Diseño y construcción del núcleo del transformador

Como ya se había mencionado, el núcleo se construye a partir de conjuntos de láminas de material ferromagnético, las cuales pueden agruparse en las configuraciones que se ilustran en la figura 2.12, para el caso monofásico. El núcleo consta principalmente de dos columnas o piernas verticales y dos yugos o culatas que las unen en sentido horizontal.

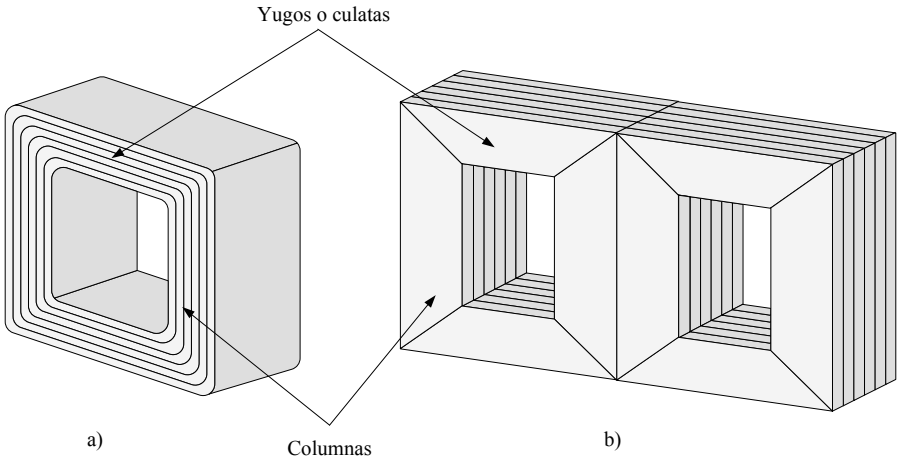


Figura 2.12 Diferentes configuraciones de núcleos: a) núcleo enrollado, b) núcleo apilado

Cualquiera de los esquemas implica un costo del manejo del material, que es una fracción importante del costo total del transformador. Generalmente, la fabricación de las bobinas es concéntrica, es decir se devana una encima de la otra (siendo preferible que la de menor nivel de tensión sea la más interna, por razones de aislamiento) y se disponen sobre las columnas del núcleo. La clasificación de los núcleos puede realizarse de acuerdo a su forma constructiva y a la disposición del núcleo frente a las bobinas.

2.3.1. Clasificación del tipo de núcleo según la forma constructiva

Los núcleos se clasifican de acuerdo a la configuración de las láminas en tipo enrollado y tipo apilado.

2.3.1.1. Núcleo enrollado

Este tipo de núcleo se conforma con el agrupamiento sucesivo de láminas de material en forma de rollo, como su nombre lo indica. Se enrollan unas sobre otras hasta formar un lazo, el cual es sometido posteriormente a presión mecánica, con el fin de obtener una forma rectangular achatada en las esquinas, como se muestra en la figura 2.13. Esta configuración se caracteriza por que el flujo magnético es paralelo al arrollamiento de las láminas del núcleo (dirección de magnetización de menor esfuerzo).

Cuando se construyen núcleos a partir de la agrupación de láminas, necesariamente se presentan espacios entre ellas que introducen discontinuidades en el flujo total e incrementan los vatios requeridos para la excitación del núcleo. Por esta razón, en la construcción de núcleos enrollados, se utiliza el intercalado de las láminas, como se ilustra en la figura 2.13,

donde se alternan los entrehierros de las láminas contiguas, buscando darle mayor continuidad a la trayectoria del flujo magnético.

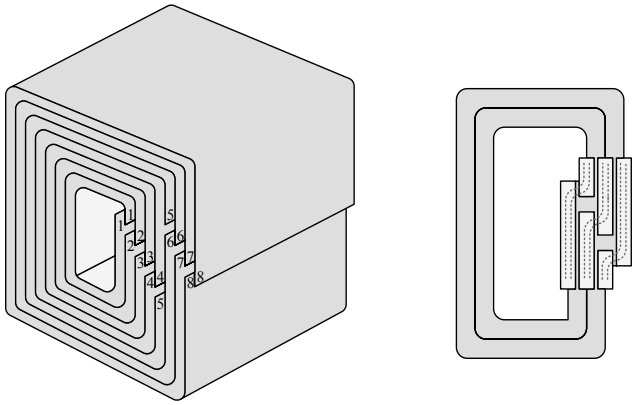


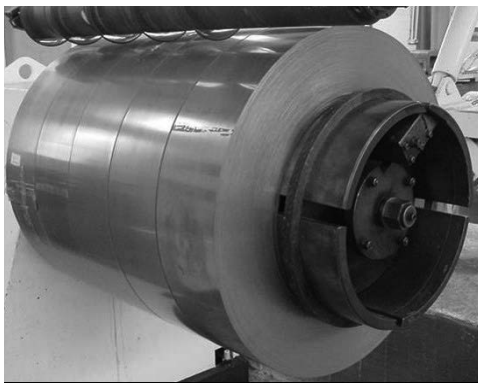
Figura 2.13 a) Lazo enrollado con traslape de las laminaciones y recorrido del flujo entre láminas

2.3.1.2. Construcción de un núcleo enrollado

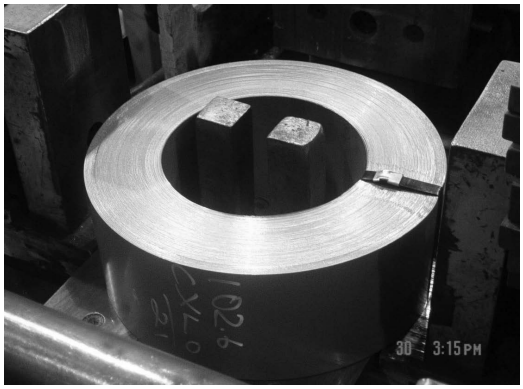
El proceso de construcción de un núcleo enrollado se inicia con el corte de la lámina de acero al silicio de grano orientado. Dicha lámina se consigue en el mercado en carretes, que van desde una hasta más o menos cinco toneladas (figura 2.14a). El corte de las láminas se hace de acuerdo a las especificaciones dadas por el diseñador, en cuanto a la cantidad y longitud de la misma. Las láminas se van agrupando en forma de rollo, teniendo en cuenta el traslape que debe presentarse entre cada una de las capas de láminas (figura 2.14b), con el fin de disminuir el entrehierro

Una vez se tiene el cilindro (que corresponde a un solo lazo del núcleo), se somete a un proceso de prensado. Dicho proceso tiene como objetivo, darle al núcleo una forma rectangular, con el fin de proveer a las bobinas de una mejor sujeción (figura 2.14c). Debido al proceso de prensado, la lámina ha sido sometida a grandes esfuerzos mecánicos que han afectado sus propiedades magnéticas. En este punto del proceso, si se midieran las pérdidas que presenta el núcleo, serían muy altas. Por tal motivo, se realiza el proceso de recocido de núcleos, el cual consiste en someter los lazos a altas temperaturas en un horno con atmósfera inerte (figura 2.14d). Al horno se le extrae el oxígeno y se inyecta nitrógeno, con el fin de evitar la presencia de llamas en el interior. Este proceso requiere de tiempo, debido a que en promedio se toma de 8 a 10 horas en alcanzar la temperatura de Curie del material. Luego, sigue un periodo de estabilización que es de aproximadamente 2 horas y posteriormente se emplean aproximadamente 4 horas para descender la temperatura, o sea, que es un proceso que se demora entre 12 a 16 horas, dependiendo de las características del horno empleado. Estas temperaturas se alcanzan de acuerdo con unas curvas definidas, para que toda la masa que hay en el horno se eleve a una temperatura constante con un determinado gradiente.

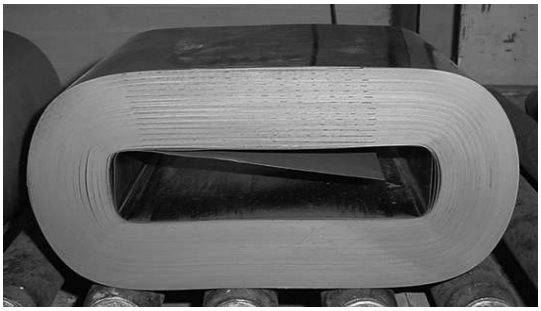
Después de terminado el proceso de recocido, se pasa a un proceso de enfriamiento de los núcleos.



a)



b)



c)



d)

Figura 2.14. Construcción núcleo enrollado (*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

El procedimiento final consiste en determinar las pérdidas del núcleo y corriente de excitación mediante la prueba de vacío, con el fin de verificar su cumplimiento bajo normas nacionales o extranjeras. Una vez realizadas las pruebas, los lazos se encuentran listos para ser utilizados en el ensamble con las bobinas.

2.3.1.3. Núcleo Apilado

Este tipo de núcleo se consigue apilando cortes de lámina de material de dimensiones determinadas, como se ilustra en la figura 2.15. El circuito magnético de estos núcleos está

formado por dos o más columnas alrededor de las cuales se enrollan los devanados de alta y de baja tensión y de dos o más culatas o yugos que unen las columnas, cerrando de esta forma el circuito magnético. El flujo magnético no siempre viaja en la misma dirección de las trayectorias de fácil magnetización, propias de cada una de las laminaciones que conforman el núcleo.

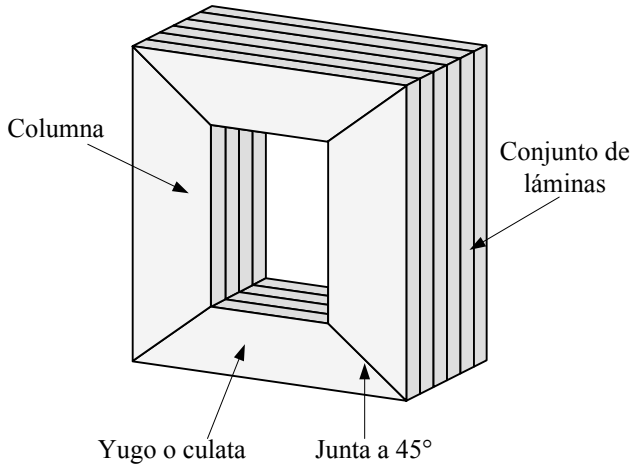


Figura 2.15 Configuración de núcleo apilado

La unión entre columnas y yugos puede efectuarse por dos procedimientos:

- Por junta lisa o al tope. Por simple contacto. Suele emplearse en transformadores de gran potencia.
- Por junta ensamblada o al solape. Se hace por colocación alternada de láminas de la columna y la culata. Suele emplearse en transformadores de pequeña y mediana potencia.

Las pérdidas que se presentan en las esquinas del núcleo, son aproximadamente del orden del 50%. Para disminuirlas se ha extendido el uso de unión junta ensamblada a 45°. Con esta disposición se pueden disminuir las pérdidas de eddy que oscilan entre 20% al 25% de las pérdidas totales en el núcleo.

El núcleo tipo apilado es utilizado generalmente en transformadores de alta potencia, en los cuales las corrientes son muy altas y por tanto lo serán más las corrientes de cortocircuito. Debido a que las fuerzas que se presentan durante una falla, están relacionadas directamente con el cuadrado de la corriente circulante, es necesario utilizar disposiciones físicas y mecánicas de las bobinas respecto al núcleo, apropiadas ante dichos eventos. Por esta razón, la sección de las bobinas de transformadores de potencia a diferencia de las de baja potencia es circular. Esto obliga a que la sección del núcleo se adapte de la mejor forma posible a la

bobina, a través de la disposición de láminas de diferentes dimensiones, como se ilustra en la figura 2.16.

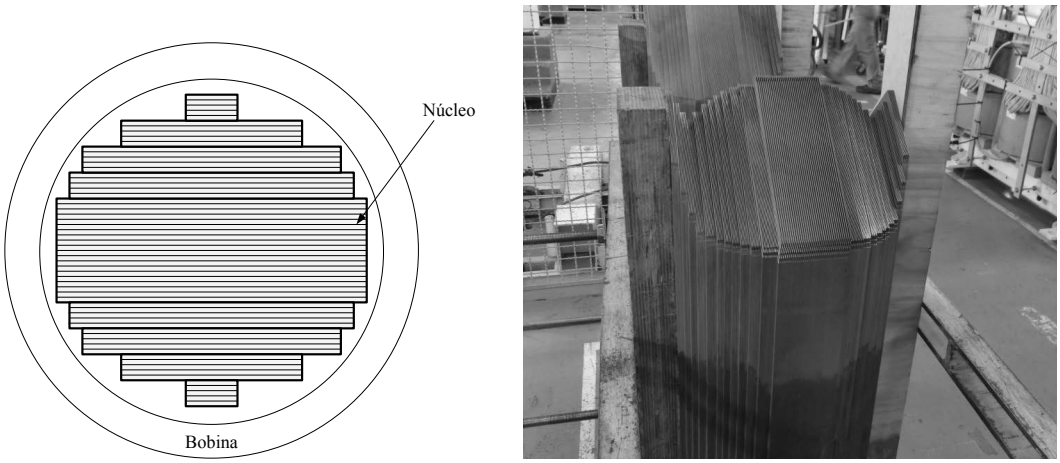


Figura 2.16 Sección circular del núcleo para transformadores de potencia (*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Cuando se utilizan núcleos tipo laminados (apilados o enrollados), es necesario utilizar el término factor de espacio o apilamiento f_s, el cual indica el grado de utilización efectiva de la sección del núcleo. Este factor se utiliza cuando la estructura magnética está constituida por chapas o láminas delgadas recortadas en forma adecuada y apretadas entre sí. El área de cada una de ellas no es igual al área del hierro que realmente conduce el flujo, ya que entre las láminas existen regiones de permeabilidad igual a la del aire, debido a la presencia de irregularidades o grietas en las superficies de las chapas (originadas durante la manipulación y/o troquelado del material). Así que para tener en cuenta su efecto, se acostumbra expresar el área eficaz de la sección recta (S_{ef}) como:

$$S_{ef} = f_s \times S_g \tag{2.12}$$

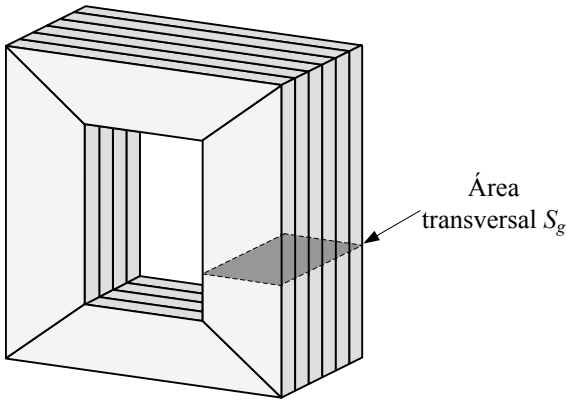


Figura 2.17 Área de la sección transversal del núcleo

Como valores típicos de *fs* se tienen: 94% -97,5% para enrollados y 96,5%.para tipo apilados.

2.3.1.4. Construcción de núcleo apilado

De acuerdo al diseño y potencia del transformador, se cortan láminas de material ferromagnético de diferentes dimensiones y se van apilando en un orden adecuado, con el fin de lograr una sección transversal circular, como lo indica la figura 2.18. Generalmente las capas de laminaciones se colocan de manera que las aberturas entre los extremos de las laminaciones de una capa queden cubiertas por la laminación de la capa siguiente. Un buen troquelado permite un buen ajuste de las laminaciones entre capa y capa y reduce vibraciones en el núcleo durante su operación normal.

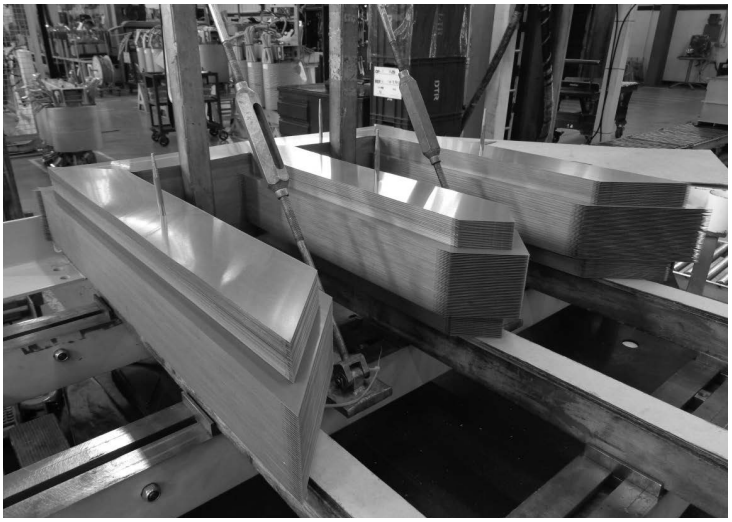


Figura 2.18 Construcción núcleo apilado. (*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

2.3.2. Clasificación del tipo de núcleo según la disposición de las bobinas

2.3.2.1. Núcleo acorazado o tipo *shell*

En el núcleo acorazado los devanados se encuentran cubiertos por el núcleo, por lo que se les conoce como de circuito magnético envolvente. En este tipo de núcleo existen dos columnas exteriores, por las que se cierra el circuito magnético y que están desprovistas de bobinado. Los núcleos acorazados se caracterizan porque optimizan la utilización del flujo a través de la inclusión de lazos adicionales de núcleo, que proveen rutas de mejor permeabilidad que las del aire y que consiguen, por tanto, la disminución de los flujos de dispersión. Para el caso del transformador monofásico, se tienen dos lazos de núcleo y como lo indica la figura 2.19, las bobinas van en la columna central.

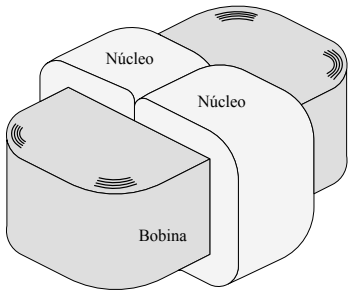


Figura 2.19 Transformador con núcleo enrollado tipo acorazado o shell monofásico

Los transformadores trifásicos tipo acorazado utilizan 4 lazos de núcleo y la disposición de las bobinas se ilustra en la figura 2.20.

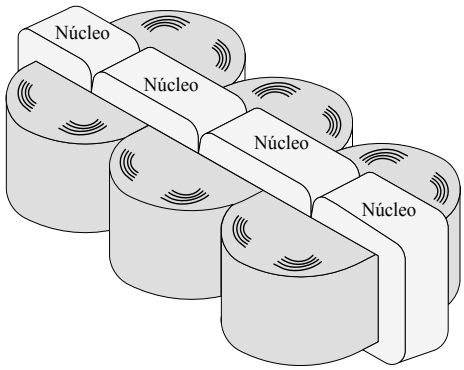
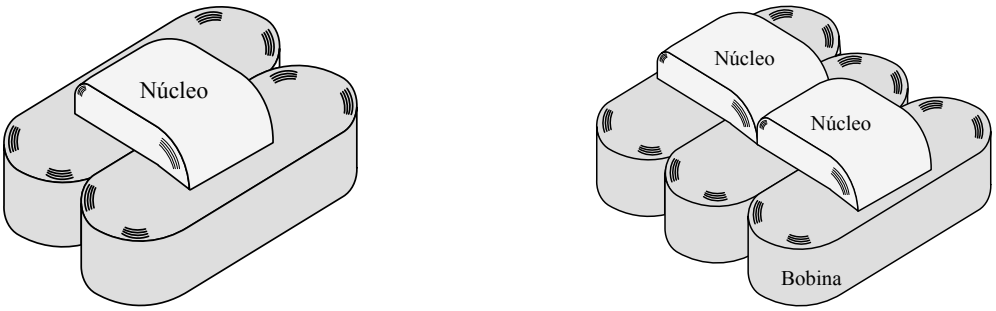


Figura 2.20. Transformador con núcleo enrollado tipo acorazado para transformador trifásico

2.3.2.2. Núcleo tipo columna o tipo *core*

En esta configuración las bobinas envuelven el núcleo. A diferencia del núcleo tipo acorazado, el tipo columna monofásico sólo utiliza un lazo. En la figura 2.21, se ilustra la disposición del núcleo con respecto a la bobina para transformador monofásico y trifásico.



a) b)

Figura 2.21 Transformador monofásico con núcleo enrollado tipo columna a) monofásico y b) trifásico

2.4. Problemas constructivos relacionados con el núcleo

En el proceso de diseño del núcleo, se deben tener en cuenta los siguientes fenómenos:

2.4.1. Ruido y constricción magnética (magnetostricción)

Cuando se magnetiza una tira de hierro aparece una ligera contracción del material, que se manifiesta como un cambio muy pequeño de dimensión y se produce al doble de la frecuencia de alimentación. Dicho fenómeno produce vibración que causa un ruido perceptible en el núcleo. El cambio de dimensión llamado magnetización o constricción magnética no es proporcional al flujo y su comportamiento no lineal se presenta en la figura 2.22.

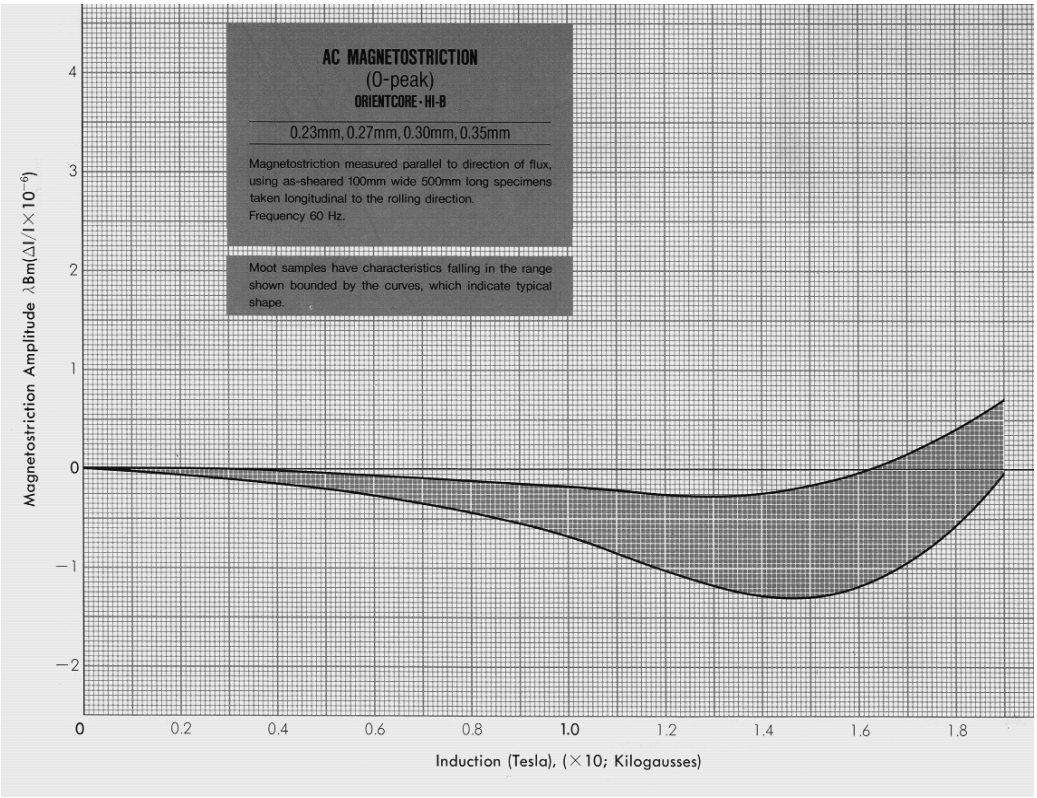


Figura 2.22 Magnetostrición registrada por fabricante a una muestra de acero al silicio (NSC, 2016)

El ruido causado por la magnetostricción puede ser lo suficientemente alto, que puede ser molesto y en muchas circunstancias, genera un problema que debe ser abordado desde la etapa de diseño. La magnetostricción depende de las tensiones mecánicas ejercidas sobre la laminación. Debido a que la tensión existe a lo largo de varios ejes, la relación entre tensión, densidad de flujo y magnetostricción es sumamente compleja. La principal conclusión de

interés para el ingeniero de diseño, es que debe evitarse a toda costa la flexión de las laminaciones. ya que aumenta la magnetostricción del material.

2.4.2. Resonancia del núcleo

Si hay alguna parte del transformador que pueda entrar en resonancia con la frecuencia del ruido producido por la magnetostricción en el núcleo, por el ruido de la carga o por ruido producido por el funcionamiento de equipos auxiliares al transformador (ventiladores, motobombas, entre otros), se pueden conseguir vibraciones que se amplifican varias veces por el fenómeno de resonancia. Un sistema doblemente resonante puede amplificar la vibración original por 100^2. Las amplificaciones crean magnitudes de vibración en estructuras ligeras que pueden resultar en ruido audible, además de la destrucción mecánica. Por lo tanto, la resonancia es un fenómeno que debe evitarse. Desde la etapa de diseño es posible evitar niveles elevados de ruido durante la operación del transformador, mediante las siguientes medidas:

a) Disminución de la densidad de flujo magnético.

b) Diseño del núcleo de tal manera, que se evite la resonancia tanto del núcleo como de la cuba.

Se pueden emplear ecuaciones empíricas para determinar en forma aproximada, las dimensiones del núcleo que ocasionan dificultades, como la dada en (2.13), donde el procedimiento de diseño consiste en fijar las proporciones del núcleo, para mantener las frecuencias resonantes a suficiente distancia de los múltiplos pares de la frecuencia excitante.

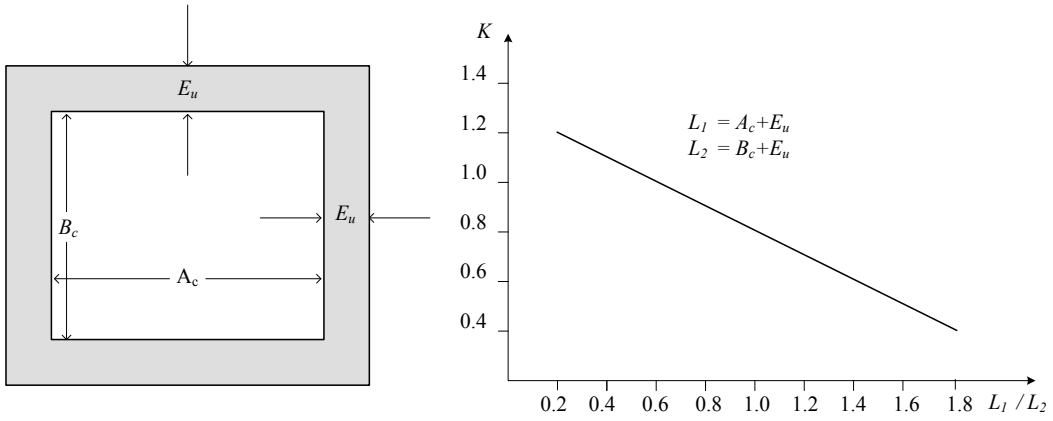


Figura 2.23 Núcleo sencillo y dimensiones que determinan la frecuencia resonante

$$f_r = K \frac{w}{L_1^2} \tag{2.13}$$

Donde f_r es la frecuencia resonante de la estructura del núcleo, K es una constante que es una función de las dimensiones del núcleo, L_1 y L_2 son determinadas mediante la figura 2.23.

2.4.3. Nivel de ruido audible

Si el impacto producido por cualquier parte de una estructura que vibra afecta otra parte de la estructura, se puede establecer vibración local de frecuencias aleatorias y más altas, que son sumamente perceptibles y molestas. Por ejemplo, los extremos sueltos de laminaciones, bastidores, placas de cubiertas, entre otros, deben ser eliminados.

Una característica operativa importante de un transformador es el nivel de ruido, el cual es medido bajo ensayos, mediante los procedimientos descritos por los estándares IEC 60076-10-1 (2016) e IEEE Std C57.12.90 (2015).

El oído humano soporta hasta 80 dB sin daño apreciable. Sin embargo, dentro de la reglamentación que estandariza y penaliza los transformadores eléctricos, se estipulan niveles de ruido audible más bajos que eviten lesiones al oído humano y por ello deben cumplirse en su totalidad. Los transformadores deben construirse de manera que el nivel de ruido promedio admisible cuando se energizan a tensión y frecuencia nominal sin carga, no exceda los valores definidos en la norma NEMA TR-1-2013, medidos a una distancia radial aproximadamente igual a la mitad de la altura del transformador. A continuación, se presentan los límites establecidos por dicha norma.

Tabla 2.3 Niveles máximos de ruido por kVA en dB, según NEMA TR-1

Potencia del transformador en kVA	Ruido audible en dB
0 – 50	48
51 – 100	51
101 – 300	55
301 – 500	56
501 – 750	57
751 – 1000	58
1001– 1500	60
1501 – 2000	61
2001 – 2500	62
2501 – 3000	63

Entre las principales variables que influyen en el ruido del transformador se encuentran la frecuencia, la densidad de flujo, la masa y la calidad de la lámina magnética. Como medidas

prácticas contra el ruido se encuentran algunos mecanismos de reducción de naturaleza interna/externa sobre las fuentes primarias (tipo de construcción, cuidados durante el ensamble, sujeciones más eficientes, amortiguación de la cuba, entre otros) y sobre las fuentes secundarias (accesorios externos, barreras insonoras sobre la cuba, velocidad de los ventiladores externos, entre otros).

2.5. Pérdidas de energía en el núcleo de un transformador

Como se había mencionado en el capítulo 1, los materiales magnéticos ocasionan pérdidas de energía cada vez que quedan sometidos a un campo magnético variable. Estas pérdidas se dividen en dos: una debida a las corrientes parásitas y la otra a la histéresis. La primera debida a las pérdidas I^2R por efecto Joule de las corrientes que circulan por el material, tendiendo a oponerse a las variaciones en la densidad del flujo, y la segunda debido a la energía gastada en orientar, en la dirección del campo, las partículas elementales del material.

2.5.1. Pérdidas por corrientes de eddy, de Foucault o parásitas (P_e)

Una de las expresiones aproximadas que se tienen para este tipo de pérdidas por unidad de volumen, es la dada en (2.14):

$$P_e = \frac{\tau d^2 V^2}{12\rho N^2 S^2}\left[\frac{W}{m^3}\right] \tag{2.14}$$

Donde τ es el volumen del material magnético, d es el espesor de la lámina, V la tensión eficaz de alimentación, ρ la resistividad del material, N y S, el número de espiras y el área eficaz del núcleo, respectivamente.

Las variantes que presenta la ecuación 2.14, se analizan al considerar los siguientes casos:

Caso 1: Considerar que la tensión eficaz V y el flujo ϕ son funciones sinusoidales del tiempo.

Al utilizar la ecuación fundamental de la máquina:

$$V = 4{,}44 \times N \times S \times f \times B_{\max} = \left(\frac{2\pi}{\sqrt{2}}\right) \times N \times S \times f \times B_{\max} \tag{2.15}$$

y al reemplazar en 2.14, se obtiene:

$$P_e = \frac{\pi^2 B^2_{MÁX} f^2 d^2 \tau}{6\rho} \qquad \left[\frac{W}{m^3}\right] \tag{2.16}$$

Donde se observa la dependencia directa de las pérdidas de eddy con la frecuencia *f*, la densidad de campo magnético B_{max}, el espesor de la lámina *d* y la relación inversa con la resistividad ρ. Por esta razón, una de las formas de disminuir estas pérdidas, es utilizar material de alta resistividad como el acero al silicio, para construir el núcleo de láminas de material ferromagnético aisladas y apiladas, con el fin de reducir el área (espesor) a través de la cual circulan las corrientes parásitas.

Caso 2: Considerar que la densidad de campo magnético $B_{máx}$ es constante y la frecuencia variable.

De la ecuación fundamental de la máquina:

$$V = 4{,}44 \times N \times S \times f \times B_{\max} = \left(\frac{2\pi}{\sqrt{2}}\right) \times N \times S \times f \times B_{\max} = K_1 f \tag{2.17}$$

Donde

$$K_1 = 4 \times (F.F) \times N \times S \times B_{\max} \tag{2.18}$$

donde el factor de forma *F.F* para ondas sinusoidales puras es igual a 1,1.

Al reemplazar en (2.14) se obtiene:

$$P_e = K_e K_1^2 f^2 = K'' f^2 \left[\frac{W}{m^3}\right] \tag{2.19}$$

De la anterior expresión se ilustra la dependencia de este tipo de pérdidas con la frecuencia y con la forma de onda de la alimentación.

2.5.2. Pérdidas por histéresis

Como ya se había mencionado en la sección 1.5.1, las pérdidas por histéresis se manifiestan por la disipación de energía en el núcleo, debido a la continua reorientación de los dominios magnéticos ante el campo magnético variante.

Por tanto, según la sección 2.2.2, se puede representar a la energía disipada como:

$$W_m = \tau \varpi_h [J] \tag{2.20}$$

donde τ es el volúmen del material magnético y w_h representa el área del ciclo de histéresis

Una de las expresiones aproximadas para las pérdidas por histéresis es:

$$P_H = \tau \eta f B_{max}^n = f \varpi_h \left[\frac{J}{m^3.s}\right] = \left[\frac{W}{m^3}\right] \tag{2.21}$$

$$\omega_h = \eta (B_{Máx})^n$$

η y n: Dependen del tipo de material y varía entre 1,5 y 2,5.

Las variantes que presenta la ecuación (2.21), se analizan al considerar los siguientes casos:

Caso 1: Considerar frecuencia f constante y con tensión sinusoidal

De la ecuación fundamental:

$$B_{Máx} = \frac{V}{4(F.F) f N S} \tag{2.22}$$

Reemplazando en la expresión de P_H:

$$P_H = \frac{K_H V^n}{f^{n-1}} \qquad K_H = \frac{\tau \eta}{[4(F.F) N S]^n} \tag{2.23}$$

Donde se aprecia la dependencia de las pérdidas por histéresis con la forma de onda de la alimentación.

Caso 2: Considerar frecuencia variable y densidad de campo magnético constante.

$$P_H = K' f \qquad K' = \eta \tau B_{max}^n \tag{2.24}$$

A medida que aumenta la frecuencia, aumenta la pérdida en el núcleo por histéresis.

De acuerdo a resultados experimentales (Hassan et al, 2013), la variación de las pérdidas obtenidas en el núcleo, para diferentes niveles de frecuencias, presentó el comportamiento dado en la figura 2.24.

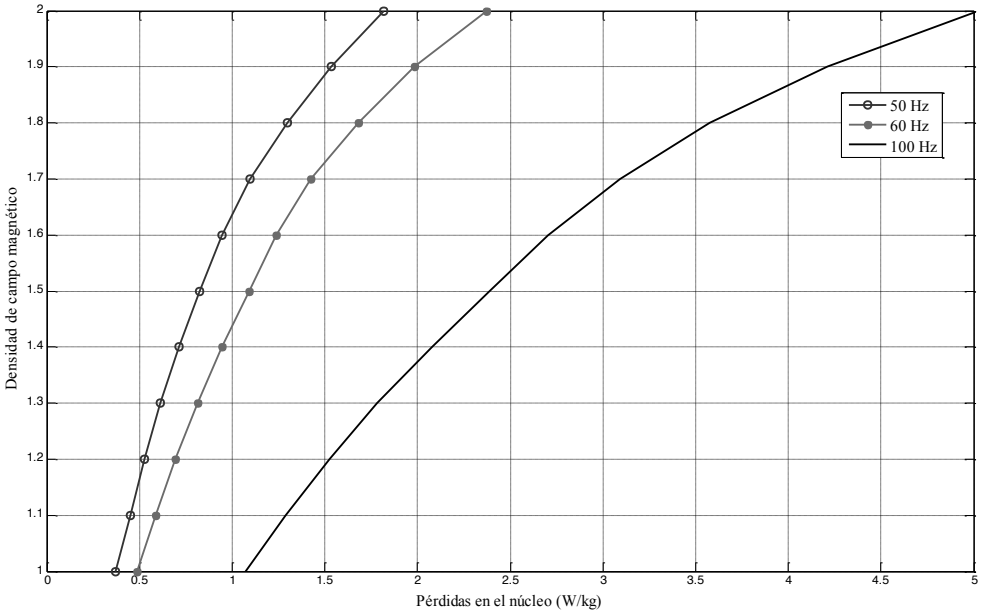


Figura 2.24. Influencia de la frecuencia sobre las pérdidas en el núcleo (Hassan et al, 2013)

Se observa como para una misma densidad de campo magnético pero diferentes frecuencias, se incrementan los valores de W/kg del núcleo.

2.5.3. Método de medición de pérdidas en el núcleo

Para determinar las pérdidas en el núcleo en un transformador, se utiliza el ensayo de circuito abierto, el cual forma parte de los ensayos de rutina realizado a todos los transformadores y que se encuentra definido en la NTC 1031-1998. Éste se realiza dejando uno de los devanados del transformador sin carga, mientras en el otro devanado se aplica una tensión nominal a frecuencia nominal. Se toman lecturas en este devanado de potencia, corriente y tensión.

La corriente que se mide en este ensayo corresponde a la corriente de vacío, cuya magnitud es pequeña en comparación con la corriente nominal. Por tanto, esto permite despreciar las pérdidas por efecto Joule de los devanados, obteniendo solamente como medida del vatímetro W, las pérdidas debidas al núcleo P_o. En la figura 2.25 se ilustra la conexión.

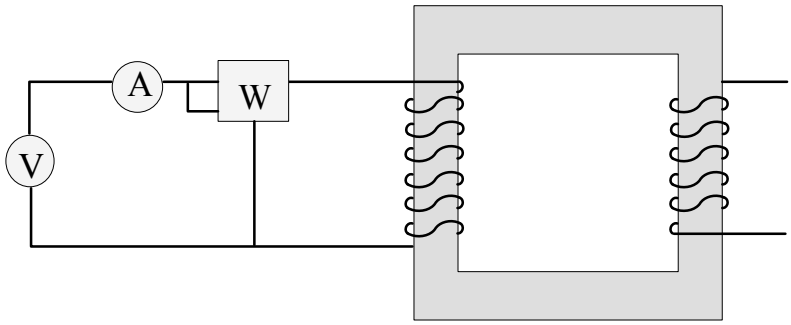


Figura 2.25 Ensayo de circuito abierto para transformador monofásico

2.5.4. Efectos de la distribución de la forma de onda sobre la medición de pérdidas

Cuando se miden las pérdidas en vacío de un transformador es posible que el voltaje aplicado no sea completamente sinusoidal, debido a la influencia de la corriente de excitación I_o. El porcentaje de distorsión aumenta, cuanto más se aproxime la densidad de campo B, a los valores de saturación.

Una de las metodologías utilizadas para corregir las pérdidas en el núcleo bajo dichas circunstancias es la de Asner (Takach y Boggavarapu, 1985). Como ya se ha mencionado, las pérdidas por histéresis dependen del valor pico de la densidad de campo $B_{Máx}$, mientras las pérdidas de eddy dependen de $B_{Máx}^2$. Para realizar la corrección de las pérdidas sin carga, cuando el voltaje de alimentación del transformador $V(\omega t)$ es distorsionado, se considera lo siguiente:

Al despreciar la resistencia de los devanados, se consigue establecer el valor de la densidad de campo B por medio de la ley de inducción de Faraday de la siguiente forma:

$$V(\omega t) = N\frac{d\phi}{dt} = E(\omega t) \qquad d\phi = \frac{1}{N}V(\omega t)dt$$
$$\phi = \frac{1}{N}\int V(\omega t)d(\omega t) \qquad B = K\int V(\omega t)d(\omega t) \tag{2.25}$$

donde K es una constante de proporcionalidad.

La señal de tensión distorsionada $V(\omega t)$ puede representarse mediante series de Fourier, al considerar solo los armónicos impares, debido a la simetría de la señal con respecto al tiempo.

$$V(\omega t) = V_1 sen(\omega t) \pm V_3 sen3(\omega t) \pm \ldots \pm V_{(2n+1)} sen\left[(2n+1)(\omega t)\right] \pm \ldots \tag{2.26}$$

Al reemplazar la anterior expresión en la (2.25), se obtiene la expresión en el tiempo de la densidad de campo para la señal distorsionada:

$$B(\omega t) = K\left[-V_1\cos(\omega t) \pm \frac{V_3}{3}\cos 3(\omega t) \pm \ldots \pm \frac{V_{(2n+1)}}{(2n+1)}\cos[(2n+1)\omega t]\ \ldots\right] \tag{2.27}$$

$$= -B_1\cos(\omega t) \pm \frac{B_3}{3}\cos 3(\omega t)\ \ldots \pm \frac{B_{(2n+1)}}{(2n+1)}\cos[(2n+1)\omega t]\ \ldots$$

Para determinar la magnitud del máximo valor de la densidad de campo magnético, se deriva (2.27) con respecto a ωt y se iguala a cero, así:

$$\frac{dB(\omega t)}{d(\omega t)} = 0 \qquad \text{y obteniendo para } \omega t = \pi$$

$$\left|B_{MÁX}\right| = B_1 + \frac{B_3}{3} + \ldots + \frac{B_{(2n+1)}}{(2n+1)} \tag{2.28}$$

El valor medio del voltaje distorsionado $V(\omega t)$, se define por:

$$V_{AVG} = \frac{1}{\pi}\int_0^{\pi} V(\omega t)d(\omega t) = \frac{2}{\pi}\left[V_1 + \frac{V_3}{3} + \frac{V_5}{5} + \ldots + \frac{V_{(2n+1)}}{(2n+1)} + \ldots\right] \tag{2.29}$$

Para una onda sinusoidal de la forma $V_o\, sen(\omega t)$, el valor medio es igual a:

$$V_{medio} = \frac{V_0}{\pi/2} \tag{2.30}$$

Si se considera que un voltaje sinusoidal tiene el mismo valor medio que la onda distorsionada, entonces se pueden igualar las expresiones (2.29) y (2.30):

$$\frac{V_0}{\pi/2} = \frac{2}{\pi}\left[V_1 + \frac{V_3}{3} + \ldots + \frac{V_{(2n+1)}}{(2n+1)}\right] \tag{2.31}$$

Al multiplicar la expresión anterior por la constante K, se consigue la máxima densidad B_0 asociada con la tensión sinusoidal:

$$B_0 = B_1 + \frac{B_3}{3} + \ldots + \frac{B_{(2n+1)}}{(2n+1)} + \ldots \tag{2.32}$$

Por comparación de (2.28) y (2.32) se observa que la $B_{Máx}$ con voltaje sinusoidal es igual a la obtenida con voltaje distorsionado. En conclusión, al ajustar el valor promedio de la onda distorsionada al valor medio nominal, se pueden determinar correctamente las pérdidas por histéresis.

Para determinar las pérdidas por corrientes de eddy bajo condiciones no sinusoidales P_{ed}, se considera que se pueden modelar al emplear una resistencia equivalente R_e, de acuerdo a:

$$P_{ed} = \frac{1}{R_e}\left[V_1^{\,2} + V_3^{\,2} + \ldots + V_{(2n+1)}^{\,2}\right] = \frac{V_{RMS}^2}{R_e} \tag{2.33}$$

Las pérdidas de eddy con voltaje de excitación sinusoidal P_{es} están dadas por:

$$P_{es} = \frac{1}{R_e}\left[V_{0RMS}^2\right] \tag{2.34}$$

Donde V_{RMS} corresponde al valor RMS del voltaje distorsionado y V_{0RMS} es el valor RMS del voltaje de sinusoidal.

Bajo condiciones experimentales se observa, que, bajo alimentación distorsionada, sólo las pérdidas por corrientes de eddy necesitan corrección. Los valores en por unidad de las pérdidas por histéresis y por corrientes de eddy, P_1 y P_2 respectivamente, son determinadas independientemente con voltaje de excitación sinusoidal.

$$P = P_M\left(P_1 + P_2\frac{V_{0RMS}^2}{V_{RMS}^2}\right) \tag{2.35}$$

$$P_1 = \frac{P_{histéresis}}{P_M} \quad , \quad P_2 = \frac{P_{Eddy}}{P_M} \tag{2.36}$$

Donde P corresponde al valor de las pérdidas en el núcleo corregidas, P_M es el valor de las pérdidas totales para una onda distorsionada, P_1 son las pérdidas por histéresis en por unidad y P_2 son las pérdidas por corrientes de eddy en por unidad.

La fórmula por corrección dada por NTC 1031-1998 difiere un poco de la expresión (2.35) y está definida como:

$$P = \frac{P_M}{P_1 + P_2\left(\frac{V_{RMS}}{V_{AVG}}\right)^2} \tag{2.37}$$

V_{RMS} : Tensión de ensayo medida con un voltímetro de valor RMS.

V_{AVG} : Tensión sinusoidal medida con el voltímetro de valor promedio.

En la figura 2.26, se ilustra el montaje práctico para la medición de pérdidas en vacío para un transformador monofásico, donde se emplean los medidores V_{RMS} y V_{AVG} para comprobar si la forma de onda de la tensión aplicada es del tipo sinusoidal.

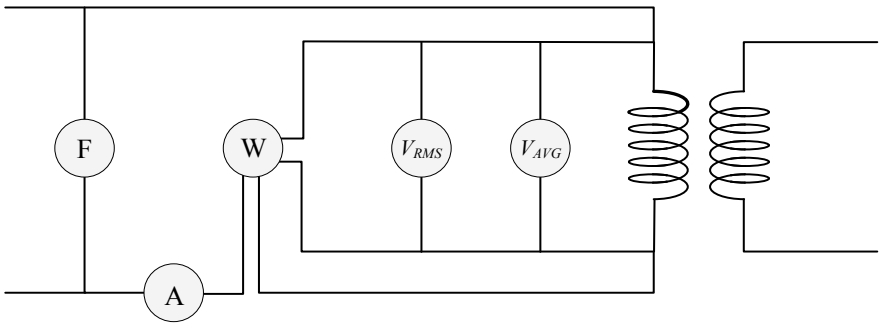
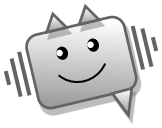


Figura 2.26 Montaje según NTC1031-1998 para medición de pérdidas en vacío

F: Frecuencimetro, A: Amperimetro, W: Vatimetro.



Con este método se detecta la distorsión armónica, cuyas frecuencias de orden superior elevan el valor de las pérdidas por corrientes de Foucault.

2.5.5. Método de separación de pérdidas en el núcleo

Bajo ciertas circunstancias, es necesario desagregar las pérdidas en el núcleo, con el fin de cuantificar los aportes por histéresis y corrientes de eddy, y por consiguiente tomar las acciones respectivas, específicamente a nivel de diseño del núcleo. A continuación, se presenta la metodología denominada de las dos frecuencias, que permite separar las pérdidas del núcleo en sus dos componentes, mediante mediciones efectuadas en la prueba de circuito abierto.

Con el transformador en vacío, se alimenta uno de los devanados a dos valores distintos de frecuencia f_1 y f_2 y se toma la lectura de la potencia disipada en ambos casos. Es importante verificar que la densidad de campo magnético bajo los dos ensayos haya permanecido constante. Para esta metodología se consideran las siguientes suposiciones iniciales:

a) Pérdidas por histéresis varían linealmente con la frecuencia siempre y cuando la inducción de operación máxima permanezca constante.
b) Pérdidas por corrientes de eddy varían linealmente con el cuadrado de la frecuencia para un $B_{máx}$ constante.
c) Voltaje de excitación es sinusoidal constante.
d) Temperatura del transformador es constante e igual a T_o.

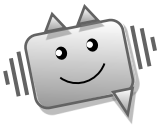
Las pérdidas en vacío tienen dos componentes P_h debido a histéresis y P_e debido a eddy. De acuerdo a las suposiciones a) y b), se tiene:

$$P_h = K_1 f \quad y \quad P_e = K_2 f^2 \tag{2.38}$$

Por tanto, las pérdidas en el núcleo, para las frecuencias f_0 y f_1, están dadas por:

$$\begin{aligned} P_{o(f_1)} &= P_{h(f_1)} + P_{e(f_1)} = K_1 f_1 + K_2 f_1^2 \\ P_{o(f_2)} &= P_{h(f_2)} + P_{e(f_2)} = K_1 f_2 + K_2 f_2^2 \end{aligned} \tag{2.39}$$

Al determinar los valores de K_1 y K_2 se pueden determinar los valores de P_h y P_e a cualquiera de las dos frecuencias de ensayo.



En el siguiente enlace, puedes encontrar la descripción de otros métodos de separación de pérdidas en el núcleo.

Enlace recomendado

Ejemplo 2.1. Método de las dos frecuencias

A un transformador con núcleo de lámina de acero al silicio tipo M3, se le realizó el ensayo de circuito abierto a dos frecuencias diferentes de 50 y 60 Hz y a un nivel de tensión tal, que permitiese conservar una densidad de campo magnético igual a 1,5 T. Las pérdidas obtenidas en el lado primario, para ambas condiciones de ensayo fueron de 55,5 W y 73,08 W, respectivamente. Si se desprecian las caídas en las bobinas por resistencia y reactancia y se considera la relación de transformación igual a 0.5. Determinar:

a) ¿Cuáles serían las pérdidas por eddy y por histéresis al operar a 50 Hz ?
b) ¿A qué nivel de tensión se debió realizar el ensayo de circuito abierto a 60 Hz, comparado con el ensayo a 50 Hz, si se supone que ambas pruebas se realizaron en el devanado primario?

Desarrollo:

a) Antes de utilizar el método de las dos frecuencias para separar las pérdidas en el núcleo, es importante verificar que la densidad de campo magnético para los dos ensayos, haya permanecido constante, debido a que ésta es una suposición del método. De acuerdo al enunciado, se afirma que la densidad de campo magnético se mantuvo en 1,5 T, para ambos ensayos. Una vez se comprueba lo anterior, se expresa el siguiente sistema de ecuaciones, al

considerar que las pérdidas por histéresis son $P_H = K_1 f$ y las pérdidas por corrientes de eddy son $P_e = K_2 f^2$.

$$P_{o(f_1)} = P_{o(50)} = 55{,}5 = P_{h(50)} + P_{e(50)} = K_1(50) + K_2(50^2)$$
$$P_{o(f_2)} = P_{o(60)} = 73{,}08 = P_{h(60)} + P_{e(60)} = K_1(60) + K_2(60^2)$$

Al resolver el sistema se obtiene:

$$K_1 = 0{,}57$$
$$K_2 = 0{,}018$$

donde las pérdidas por histéresis y eddy a 50 Hz son:

$$P_{H(50Hz)} = 28{,}5\,W$$
$$P_{e(50Hz)} = 27\,W$$

b) Para determinar la relación de tensiones de los dos ensayos de circuito abierto, se consideran iguales densidades de campo.

Para el ensayo 1: $B_{Max_a} = \dfrac{V_{(50Hz)}}{4{,}44 \times f_a \times N_1 \times S} = \dfrac{V_{(50Hz)}}{4{,}44 \times 50 \times N_1 \times S}$

Para el ensayo 2: $B_{Max_b} = \dfrac{V_{(60Hz)}}{4{,}44 \times f_b \times N_1 \times S} = \dfrac{V_{(60Hz)}}{4{,}44 \times 60 \times N_1 \times S}$

y por lo tanto:

$$V_{(50Hz)} = \frac{5}{6} V_{(60Hz)}$$

Con el fin de conservar igual densidad de campo en ambos ensayos, el nivel de tensión del ensayo a 50 Hz debe ser menor que el empleado a 60 Hz.

Ejemplo 2.2. Pérdidas en el núcleo bajo alimentación no sinusoidal

El núcleo de un transformador de 1000 kVA, 2300 / 230 V, f= 60 Hz, tiene una longitud media de 140 cm y una sección recta uniforme de 1400 cm^2. El factor de apilamiento es de 0,97 y la densidad del material empleado en el núcleo es de 7,65 g/cm^3. Cuando este transformador opera en vacío a tensión nominal, frecuencia nominal, la potencia disipada por unidad de volumen es de 1,38 W/kg a una densidad máxima de campo de 1,8 T. Cuando el transformador opera en vacío, a una tensión tal que corresponda la misma inducción máxima,

pero a 25 Hz, la pérdida en el núcleo es de 0,545 W/kg. Considere despreciable la resistencia de la bobina y un factor para el material n=1,6.

Calcule las pérdidas en el núcleo cuando se aplica una tensión igual a $V(t) = \sqrt{2}(2300)sen(377t) + \sqrt{2}(230)sen(1131t)$, al transformador en vacío.

Desarrollo:

Inicialmente se alimenta el transformador con una tensión sinusoidal igual a $V_1(t) = \sqrt{2}(2300)sen(377t)$, con lo cual se obtiene una densidad de campo magnético igual a B_{max1}=1,8 T. Para este valor de densidad a una frecuencia de 60 Hz, corresponden unas pérdidas en el núcleo iguales a:

$$P_{o(60Hz)} = 1{,}38\frac{W}{kg} \times \left(S_{geom} \times 0{,}97 \times l_m \times 7{,}65 \times 10^{-3}\ \frac{kg}{cm^3} \right) = 2007{,}1W$$

Con la ecuación fundamental de la máquina, se determina el factor *NS*, correspondiente al producto del número de espiras y al área eficaz del núcleo.

$$V_{ef1} = 4{,}44\, NS\, f_1 B_{\max 1} \times 10^{-8}[v]$$

Donde *S* está dada en cm^2, B_{max1} en G.

Al realizar las respectivas conversiones se consigue:

$$NS = \frac{2300 \times 10^8}{4{,}44 \times 60 \times 18000} = 47964{,}63cm^2$$

Cuando se alimenta posteriormente con una tensión sinusoidal aproximada a $V_2(t) = \sqrt{2}.Vsen(157{,}08t)$, donde V corresponde a la tensión eficaz con la cual se obtiene una igual densidad de campo magnético, corresponden unas pérdidas en el núcleo iguales a:

$$P_{o(25Hz)} = 0{,}545\frac{W}{kg} \times \left(S_{geom} \times 0{,}97 \times l_m \times 7{,}65 \times 10^{-3}\ \frac{kg}{cm^3} \right) = 792{,}65W$$

Debido a que se conservó igual densidad de campo en los dos ensayos de vacío a dos frecuencias diferentes, se pueden separar las pérdidas en el núcleo, al considerar que las pérdidas por histéresis están definidas por $P_H = K_1 f$ y las pérdidas por corrientes de eddy por $P_e = K_2 f^2$.

$$P_{o(f_1)} = P_{o(60)} = 2007{,}1 = P_{h(60)} + P_{e(60)} = K_1(60) + K_2(60^2)$$
$$P_{o(f_2)} = P_{o(25)} = 792{,}65 = P_{h(25)} + P_{e(25)} = K_1(25) + K_2(25^2)$$

Al resolver el sistema se obtiene:

$$K_1 = 30{,}45$$
$$K_2 = 0{,}05$$

Donde las pérdidas por histéresis y eddy se calculan a 60 Hz:

$$P_{h(60Hz)} = 1827\,W$$
$$P_{e(60Hz)} = 180\,W$$

Para determinar las pérdidas en el núcleo cuando la alimentación es de la forma V(t)=2300 Sen(377t)+230 Sen(1131t), se utilizará la teoría de la superposición. Las pérdidas totales por histéresis cuando se alimenta a la tensión no sinusoidal será la suma de las pérdidas obtenidas a 60 y 180 Hz.

$$P_h = P_{h(60Hz)} + P_{h(180Hz)}$$

Al alimentar con una tensión igual a V(t)= √2(230)sen(1131t), que corresponde a una f=180Hz, la densidad de campo magnético obtenida corresponde a:

$$B_{\max 180Hz} = \frac{V_{ef}}{4{,}44\,NS\,f} = \frac{230\times 10^8}{4{,}44\times 47964{,}63\times 180} = 600G$$

Al relacionar las expresiones de pérdidas por histéresis P_h a 60 Hz y 180 Hz se obtiene:

$$\frac{P_{h(60Hz)}}{P_{h(180Hz)}} = \frac{\eta\tau f_{60}(B_{\max(60Hz)})^n}{\eta\tau f_{180}(B_{\max(180Hz)})^n} = \frac{60(B_{\max(60Hz)})^{1,6}}{180(B_{\max(180Hz)})^{1,6}}$$

$$P_{h(180Hz)} = \frac{1827\times 180\times 0{,}06^{1,6}}{60\times 1{,}8^{1,6}} = 23{,}74W$$

Por tanto:

$$P_{h_total} = P_{h(60Hz)} + P_{h(180Hz)} = 1827 + 23{,}74 = 1850{,}74W$$

Para determinar las pérdidas debidas a las corrientes de eddy se utiliza la expresión:

$$P_e = \frac{\tau d^2 V_{rms}^2}{12\rho N^2 S^2} = k_e V_{rms}^2$$

donde:

$$V_{rms} = \sqrt{(2300)^2 + (230)^2} = 2311{,}47\,V$$

De igual forma, al relacionar pérdidas por corrientes de eddy se obtiene:

$$\frac{P_{e(60Hz)}}{P_{e_total}} = \frac{k_e V_{rms(60Hz)}^2}{k_e V_{rms}^2} \qquad P_{e_total} = \frac{P_{e(60Hz)}\,V_{rms}^2}{V_{rms(60Hz)}^2} = \frac{180\times 2311{,}47^2}{2300^2} = 181{,}8W$$

Finalmente, la pérdida en el núcleo para la alimentación no sinusoidal dada es igual a:

$$P_o = P_{h_total} + P_{e_total} = 1850{,}74 + 181{,}8 = 2032{,}54\ W$$

2.6. Cálculo de pérdidas en el núcleo

Desde la etapa de diseño, se pueden determinar en forma teórica las pérdidas que se presentarían en el núcleo, de acuerdo a su geometría y al tipo de material utilizado. A continuación, se explica el procedimiento.

2.6.1. Curvas del material

El fabricante del material ferromagnético suministra curvas del material que relacionan la densidad de campo magnético *B* con respecto tanto, a las pérdidas en el núcleo por unidad de volumen **W/kg**, como a la potencia aparente por unidad de volumen **VA/kg.** En las figuras 2.27 y 2.28, se ilustran las curvas respectivas para lámina de acero al silicio de tipo TRAN-COR H-0 Carlite de 0,23 mm de espesor.

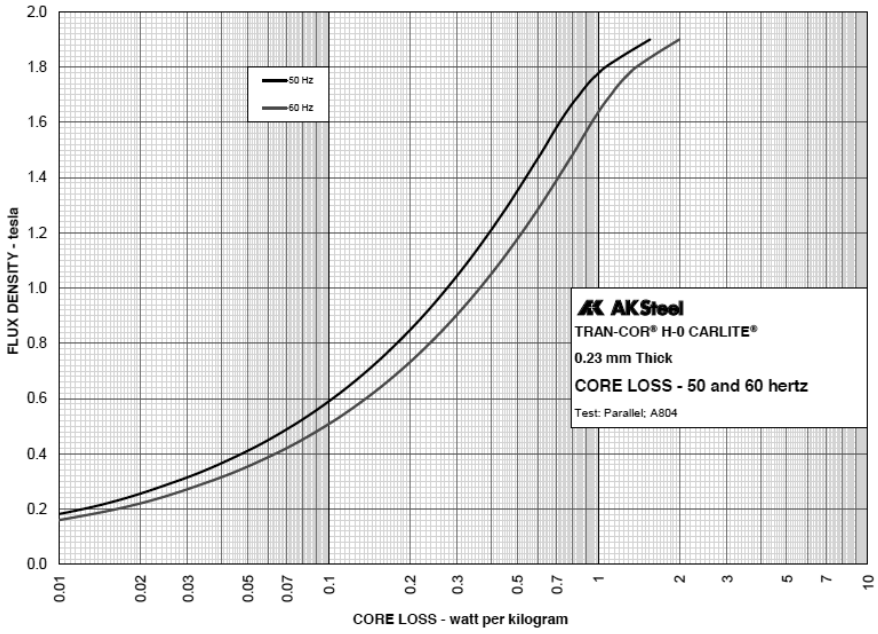


Figura 2.27 Curva de pérdidas consumidas (W/kg), en una muestra de acero al silicio

Fuente: http://www.aksteel.com/pdf/markets_products/electrical/tch_pdb_dec_2010.pdf

De las figuras 2.27 y 2.28 se puede observar, como para un valor igual de densidad *B,* las pérdidas en vatios por unidad de peso a una frecuencia de 50 Hz son menores que a 60 Hz, lo que ratifica lo presentado en la sección 2.5.

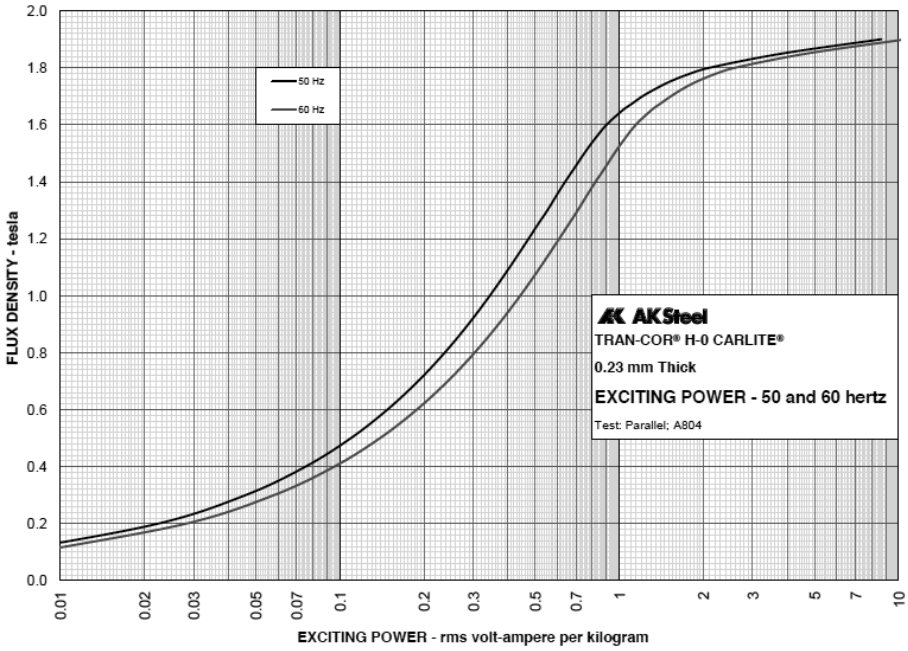


Figura 2.28 Curva de potencia aparente (VA/kg) consumida por una muestra de FeSi

Fuente: http://www.aksteel.com/pdf/markets_products/electrical/tch_pdb_dec_2010.pdf

2.6.2. Geometría del núcleo

Debido a las diferentes formas constructivas que se tienen para el núcleo, se considera a modo ilustrativo la siguiente configuración de núcleo que consta de un lazo.

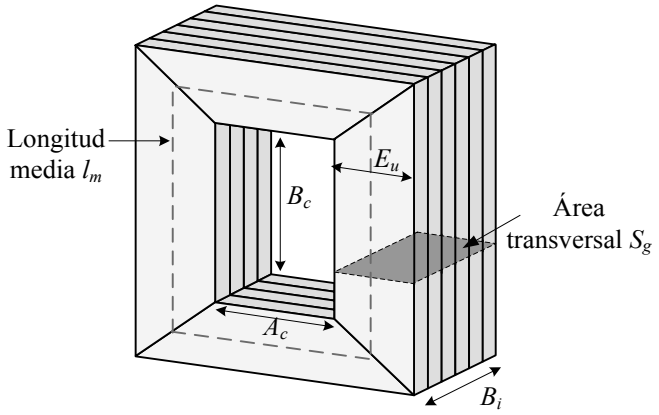


Figura 2.29 Geometría del núcleo

Donde l_m corresponde a la longitud media del camino magnético; A_c al ancho de ventana interior; B_c a la altura de la ventana interior; E_u al ancho de pierna del lazo y B_i a la profundidad del núcleo. El área geométrica de la sección transversal del lazo esta definida por:

$$S_g = E_u B_i \tag{2.40}$$

Al considerar el factor de apilamiento, se define área eficaz S_{ef}

$$S_{ef} = f_s E_u B_i \tag{2.41}$$

El volumen del núcleo está dado por:

$$\tau = l_m S_{ef} \tag{2.42}$$

Donde para la figura 2.29, l_m está definido:

$$l_m = 2(A_c + B_c) + 4E_u \tag{2.43}$$

El peso del núcleo se expresa por:

$$P_n = \tau \delta \tag{2.44}$$

donde δ es la densidad del material de laminación.

Una vez se obtiene el peso del núcleo y con la densidad de campo magnético B dada o definida por diseño, se determinan las pérdidas teóricas que presentaría el núcleo, empleando el valor de W/kg de la curva del material según 2.45:

$$P_o = f_{dpo}.P_n.\left.\frac{W}{kg}\right|_{Bdada} \tag{2.45}$$

Donde f_{dpo} representa el factor de desperdicio de pérdidas, el cual tiene en cuenta el desgaste al cual puede estar sometido el material durante el proceso constructivo del núcleo.

Los volt-amperios necesarios para el núcleo, se determinan así:

$$VA = f_{dVA}.P_n.\left.\frac{VA}{kg}\right|_{Bdada} \tag{2.46}$$

Donde f_{dVA} es otro factor de desperdicio.

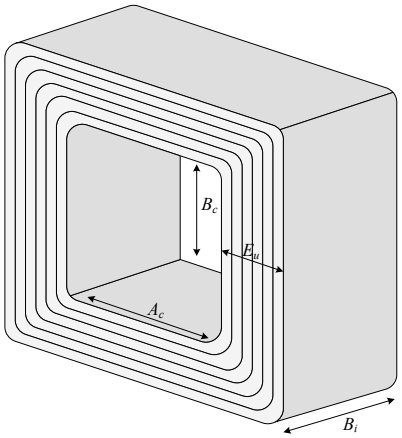
La corriente de excitación está dada por la relación entre los voltamperios y el nivel de tensión V:

$$I_o = \frac{VA}{V} \tag{2.47}$$

De esta manera, en forma teórica se puede determinar las pérdidas y la corriente de excitación para una configuración determinada del circuito magnético, una vez definido el material del núcleo y sus características geométricas.

Ejemplo 2.3. Diseño núcleo tipo columna

Se requiere diseñar un transformador monofásico de 25 kVA, 13200:240 V, f = 60Hz, tipo columna, que cuenta con la configuración de núcleo de la siguiente figura.



Dimensiones del lazo (mm):

B_i = ?

B_c = 100 mm

A_c =100 mm

E_u = 50 mm

Para realizar el diseño se dispone de dos tipos de láminas de acero al silicio de grano orientado: TRANCOR 0,23 mm H-0 Carlite y TRANCOR 0,30 mm H-2 Carlite. Determine el diseño del núcleo, para el cual la corriente de excitación no sea superior al 1,2% y además presente las menores pérdidas en el hierro. Considere los factores f_s =98%, , f_{dPo}=1,1 y f_{dVA} =1,8, δ=7,65 g/cm^3 y una densidad de campo magnético igual a 1,7 T.

Desarrollo:

La lámina de acero al silicio utilizada para el diseño del núcleo es del tipo TRANCOR, cuyas tablas características de W/kg y VA/kg se presentan a continuación.

Flux Density	Core Loss (watt per kilogram) - ASTM A 804					
	0.23 mm H-0 CARLITE®		0.27 mm H-1 CARLITE®		0.30 mm H-2 CARLITE®	
(Tesla)	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz
0.1	0.00326	0.00430	0.00362	0.00486	0.00423	0.00569
0.2	0.01230	0.01638	0.01390	0.01873	0.01586	0.0214
0.3	0.0272	0.0363	0.0308	0.0414	0.0343	0.0463
0.4	0.0476	0.0634	0.0539	0.0723	0.0593	0.0799
0.5	0.0731	0.0972	0.0826	0.1105	0.0902	0.1211
0.6	0.1035	0.1374	0.1168	0.1558	0.1267	0.1699
0.7	0.1389	0.1841	0.1563	0.208	0.1687	0.226
0.8	0.1792	0.237	0.201	0.267	0.216	0.289
0.9	0.225	0.297	0.252	0.334	0.269	0.360
1.0	0.275	0.364	0.308	0.409	0.329	0.439
1.1	0.332	0.438	0.371	0.492	0.395	0.527
1.2	0.394	0.521	0.441	0.584	0.468	0.625
1.3	0.463	0.611	0.518	0.686	0.548	0.732
1.4	0.539	0.711	0.602	0.798	0.636	0.849
1.5	0.625	0.824	0.698	0.924	0.737	0.982
1.6	0.720	0.947	0.805	1.064	0.846	1.126
1.7	0.852	1.115	0.950	1.250	0.992	1.313
1.8	1.065	1.384	1.168	1.523	1.222	1.596
1.9	1.558	2.00	1.622	2.09	1.718	2.22

Flux Density	Exciting Power (rms volt-ampere per kilogram) - ASTM A 804					
	0.23 mm H-0 CARLITE®		0.27 mm H-1 CARLITE®		0.30 mm H-2 CARLITE®	
(Tesla)	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz
0.1	0.00648	0.00811	0.00724	0.00912	0.00742	0.00946
0.2	0.0223	0.0281	0.0252	0.0319	0.0251	0.0323
0.3	0.0459	0.0580	0.0517	0.0657	0.0512	0.0659
0.4	0.0753	0.0955	0.0847	0.1079	0.0839	0.1083
0.5	0.1095	0.1391	0.1229	0.1569	0.1224	0.1584
0.6	0.1479	0.1884	0.1659	0.212	0.1660	0.215
0.7	0.1905	0.243	0.213	0.273	0.215	0.279
0.8	0.237	0.303	0.265	0.341	0.269	0.350
0.9	0.288	0.370	0.322	0.414	0.328	0.429
1.0	0.344	0.442	0.384	0.495	0.394	0.515
1.1	0.405	0.521	0.451	0.583	0.465	0.609
1.2	0.474	0.609	0.526	0.680	0.544	0.713
1.3	0.554	0.710	0.612	0.791	0.633	0.830
1.4	0.640	0.823	0.708	0.915	0.732	0.960
1.5	0.750	0.961	0.830	1.069	0.856	1.120
1.6	0.901	1.146	0.989	1.268	1.024	1.331
1.7	1.211	1.530	1.309	1.664	1.311	1.683
1.8	2.10	2.60	2.22	2.75	2.17	2.71
1.9	8.67	10.59	9.03	11.02	9.38	11.62

Fuente: http://www.aksteel.com/pdf/markets_products/electrical/tch_pdb_dec_2010.pdf

Inicialmente es necesario determinar el valor de la corriente de excitación que no debe ser superada. Para este caso corresponde al 1,2% del valor nominal, que referida al lado secundario corresponde a:

$$1{,}2 = \frac{I_{02}}{I_{nom2}} \times 100 \qquad I_{02} = \frac{1{,}2 \times \left(\frac{25kVA}{240}\right)}{100} = 1{,}25A$$

De la expresión de los voltamperios de excitación, se determina el peso del núcleo para cada tipo de lámina, considerando la lectura de los VA/kg de las tablas para un valor igual de densidad de campo magnético.

$$VA_{exc} = f_{dVA} \times P_n \times \frac{VA}{kg} = V_{nom2} \times I_{02} = 240 \times 1{,}25 = 300VA$$

De esta forma para una densidad igual a 1,7 T, a f=60Hz:

	$\frac{VA}{kg}$	$\frac{W}{kg}$
Lámina TRANCOR 0,23 mm H-0 Carlite	1,530	1,115
Lámina TRANCOR 0,30 mm H-2 Carlite	1,683	1,313

Para cada uno de los tipos de láminas se encuentra el peso del núcleo y sus respectivas pérdidas en el núcleo:

Lámina TRANCOR 0,23 mm H-0 Carlite	Lámina TRANCOR 0,30 mm H-2 Carlite
$P_n = 108{,}93\,kg$	$P_n = 99{,}02\,kg$
$P_0 = f_{dp} \times P_n \times \frac{W}{kg} = 1{,}1 \times 108{,}93 \times 1{,}115 = 133{,}602W$	$P_0 = f_{dp} \times P_n \times \frac{W}{kg} = 1{,}1 \times 99{,}02 \times 1{,}313 = 143{,}014W$

De acuerdo a los resultados obtenidos, el diseño con la lámina de 0,23 mm presenta menores pérdidas en el hierro y al mismo tiempo cumple con el valor de corriente de excitación requerido. Una vez se selecciona el material, se determina la profundidad B_i del lazo, como sigue:

$$\tau = \frac{P_n}{\delta} = 14239{,}21\,\text{cm}^3 = \frac{S_{ef} \times l_m}{\delta} = \frac{S_{ef} \times [2 \times (A_c + B_c) + \pi E_u]}{\delta}$$

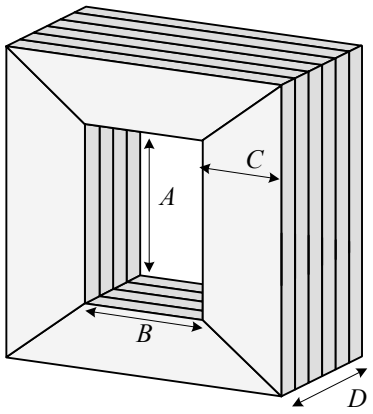
$$S_g = E_u \times B_i = \frac{S_{ef}}{f_S} = \frac{\frac{\tau}{l_m}}{f_S} = \frac{\frac{\tau}{[2 \times (A_c + B_c) + \pi E_u]}}{f_s}$$

$$B_i = 52{,}16\,cm$$

Es importante mencionar que para el cálculo de la longitud media l_m, se considera que dada la configuración de nucleo enrollado, se aproxima la longitud de los bordes achatados a la longitud de cuartos de circunferencia de radio $E_u/2$.

Ejercicios propuestos

2.1 El núcleo del transformador monofásico de 37,5 kVA, 60 Hz, V_p= 7620 V, V_s= 240 V, que se presenta en la figura, se diseña con lámina de acero al silicio tipo TRANCOR 0,23 mm H-0 Carlite de densidad 7,65 g/cm^3, cuya tabla de VA/kg se presentó en el ejemplo 2.3. La densidad de flujo máxima en el núcleo se considera igual a 1,78 T. De acuerdo a la norma NTC 818, el valor máximo de la corriente de excitación para un transformador con una potencia de 37,5 kVA es de 2,5%. Asuma inicialmente como inducción de trabajo la máxima permitida y determine el número de espiras N_2, si la única restricción es la dada por la norma. Determine los valores de diseño finales correspondientes a la inducción magnética y la corriente de excitación, si se consideran los siguientes factores: f_s= 96,5%, f_{dPo}=1,1 y f_{dVA} =1,8.



A=35 cm, B= 12 cm, C=8 cm, D=22 cm

2.2. Se tienen dos transformadores monofásicos con idéntica tensión nominal, idéntico número de espiras, igual frecuencia y ambos con núcleo tipo acorazado, construido con lámina TRANCOR H1 CARLITE 0,27 mm. Uno de los transformadores (el transformador Y) tiene una sección de hierro un 8% inferior al otro (el transformador X). La longitud del circuito magnético se considera igual para ambos transformadores. Comparar (cuantitativamente y/o cualitativamente) la corriente de vacío y las pérdidas en el hierro de ambos transformadores.

3

Circuito equivalente de un transformador monofásico

3.1. Introducción

Los diferentes tipos de pérdidas que ocurren en los transformadores reales (pérdidas en el cobre, parasitas, histéresis, pérdidas por flujos de dispersión, entre otras), pueden explicarse a través de modelos matemáticos y/o circuitales, que permiten ilustrar y analizar el comportamiento de los transformadores ante diferentes condiciones de operación. Es importante aclarar que un circuito equivalente de cualquier máquina no describe las condiciones internas de la misma, pero si representa a la misma en cuanto a las condiciones terminales.

El propósito de éste capítulo es presentar un circuito equivalente, que considere cada una de los fenómenos físicos presentes en el proceso de conversión de energía del transformador, con el fin de analizar posteriormente su comportamiento a través de diferentes condiciones operativas.

Con el fin de comprender los principios de operación del transformador y determinar sus características, se inicia el estudio al considerar el modelo para un transformador ideal. Después de esto, se tomarán en cuenta cada imperfección principal y su efecto, para incluirlo posteriormente en el modelo aproximado del transformador.

3.2. Modelo del transformador ideal

El transformador ideal es la configuración más básica debido a las siguientes suposiciones:

a) La relación *B* vs *H* del material del núcleo es lineal. Debido a esto no se considera el ciclo de histéresis, y por tanto no se tienen pérdidas en el núcleo. La permeabilidad del núcleo es muy grande y puede considerarse infinita.
b) El acoplamiento magnético de los devanados es perfecto, es decir los flujos establecidos por las corrientes en los devanados, se concatenan sólo en el núcleo.
c) Se desprecian las resistencias de los devanados.
d) Debido a que en este libro solo se consideran transformadores a bajas frecuencias (50 ó 60Hz), se desprecian los efectos capacitivos que se pueden presentar entre los devanados y el núcleo.

En la figura 3.1 se ilustra una configuración básica de transformador, compuesto por dos devanados uno primario y otro secundario, aislados eléctricamente, ubicados sobre un núcleo lineal de permeabilidad infinita.

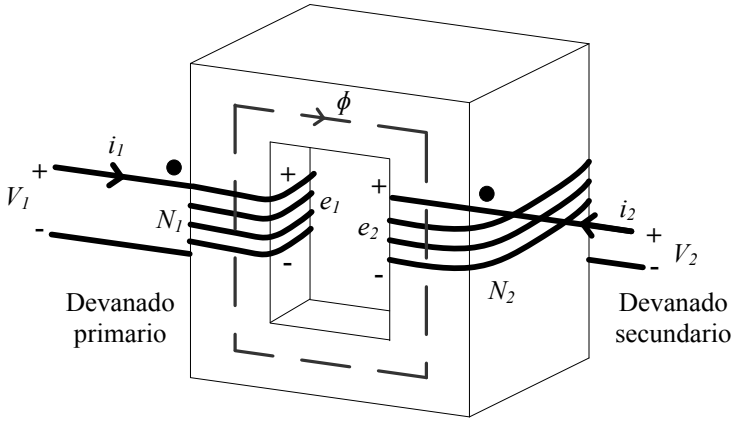


Figura 3.1 Diagrama esquemático de un transformador ideal

En la misma figura 3.1, los puntos que aparecen en uno de los extremos de cada bobina permiten identificar la polaridad instantánea de la tensión inducida y se denominan marcas de polaridad. Su significado es el siguiente: Si la tensión primaria es positiva en el extremo que tiene la marca en la bobina con respecto al extremo que no la tiene, entonces la tensión secundaria será también positiva en el extremo marcado. Si la intensidad primaria del transformador fluye hacia dentro del extremo marcado de la bobina primaria, la corriente secundaria fluirá hacia fuera del extremo marcado de la bobina secundaria. En la figura 3.1, la corriente se consideró que entra por el terminal marcado de la bobina secundaria, lo cual influirá en un signo en la relación de corrientes, en el análisis que se presentará más adelante.

3.2.1. Determinación de marcas de polaridad

Existen diversas metodologías utilizadas para determinar las marcas de polaridad de un par de devanados, entre ellas se encuentra la que utiliza tan solo un voltímetro y una fuente alterna, según se explica a continuación:

En la figura 3.2 se escoge aleatoriamente la ubicación de una de las marcas de polaridad en uno de los devanados (por ejemplo marca de • en el devanado primario). Los otros dos terminales finales de las bobinas se cortocircuitan y se ubica un voltímetro U_m entre los otros terminales. Se alimenta la bobina marcada con una tensión V_1 menor o igual a la nominal y se compara con la lectura dada por el medidor U_m.

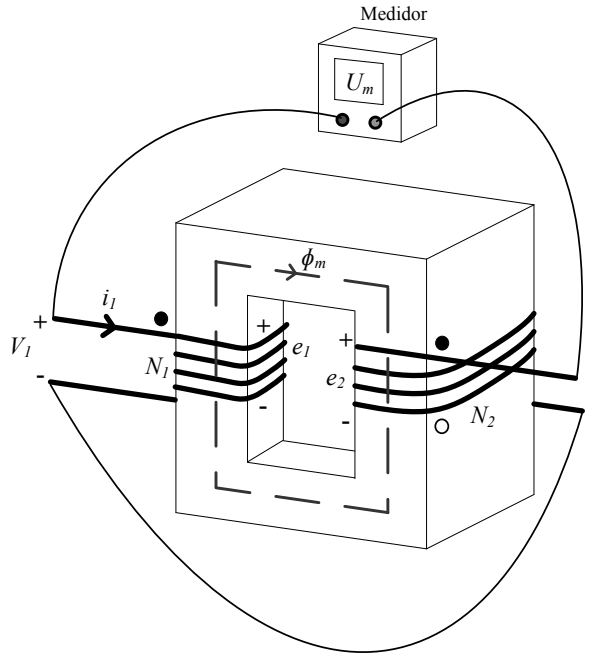


Figura 3.2 Determinación de marcas de polaridad

Si la magnitud U_m es menor que la magnitud V_1, el sistema de bobinas tiene polaridad sustractiva y la marca en el secundario va enfrentada a la marca del primario (se ubica la marca en el punto •). De lo contrario la polaridad es aditiva y la marca secundaria se ubica en el extremo contrario a la marca primaria (marca circulo O).

En el caso en que se conozca el sentido de los arrollamientos, tal como lo indica la figura 3.3, la ubicación de las marcas de polaridad se puede realizar a través del siguiente procedimiento:

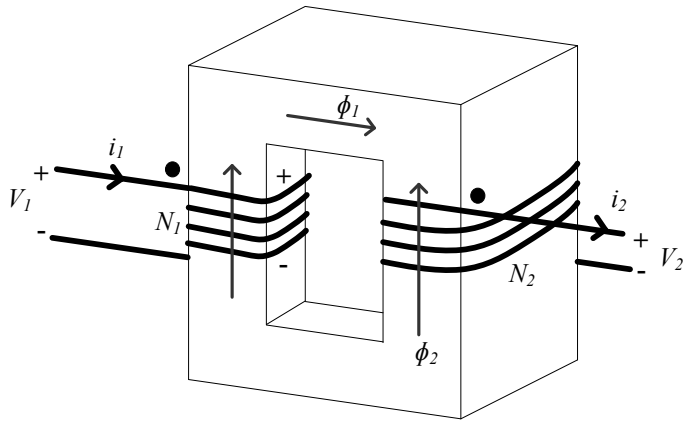


Figura 3.3 Ubicación de marcas de polaridad cuando se conoce el sentido de arrollamiento de los devanados

a) Marcar arbitrariamente uno de los terminales de los devanados (por ejemplo marca de punto • en el devanado primario) y suponer que una corriente i_1 entra por allí.

b) Al utilizar la regla de la mano derecha y la ley de Lenz, se determina el sentido del flujo ϕ_1 creado por la corriente i_1 y posteriormente el sentido de la corriente en el segundo devanado, en caso de haber trayectoria cerrada. Según la ley de Lenz, la corriente inducida en un circuito cerrado se opondrá al flujo principal que la origina. Por consiguiente, la corriente por la bobina secundaria deberá crear un flujo ϕ_2 opuesto al inicial, y para que esto ocurra la corriente debe salir por el terminal marcado de la bobina.

e) Ubicar la otra marca de • por el terminal del devanado secundario por donde sale la corriente en caso de existir una trayectoria cerrada.

3.2.2. Expresiones básicas de un transformador ideal

Considere las siguientes variables de acuerdo a la figura 3.1:

V_1 : Voltaje en terminales del devanado primario

i_1 : Corriente en el devanado primario

ϕ_{11} : Flujo establecido por i_1

e_1 : Voltaje inducido en el devanado primario por el flujo que lo enlaza

N_1 : Número de vueltas en el devanado primario

y V_2, i_2, ϕ_{22}, e_2 y N_2 serán los datos correspondientes al devanado secundario.

Debido a que se consideró dentro de las suposiciones de la sección 3.2, que el acoplamiento es perfecto y por tanto el flujo esta confinado en el núcleo, el flujo total enlazado por los dos devanados es el mismo flujo total ϕ_m.

$$\phi_m = \phi_{11} + \phi_{22} \tag{3.1}$$

Al no considerar la resistencia de los devanados, los voltajes inducidos en los devanados primario y secundario, están dados por las expresiones (3.2) y (3.3):

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi_m}{dt} = V_1 \tag{3.2}$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi_m}{dt} = V_2 \tag{3.3}$$

Al dividir ambas expresiones se obtiene:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = a = \frac{V_1}{V_2} \tag{3.4}$$

Donde *a* se conoce como la razón de transformación.

Es importante aclarar que la relación de tensiones en terminales es igual a la razón del número de espiras, sólo bajo la consideración de transformador ideal (se despreció la resistencia de los devanados y no existen flujos fuera del núcleo). Más adelante se explicará en detalle esta observación.

Para determinar la relación existente entre las corrientes primaria y secundaria, se utiliza la ley de Ampere. Debido a que se consideró que la permeabilidad del material es infinita, la fuerza magnetomotriz neta *f.m.m*. requerida para establecer flujos en el núcleo es igual a cero. Por tanto, según la figura 3.1:

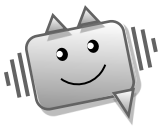
$$N_1 i_1 + N_2 i_2 = 0 \tag{3.5}$$

De donde :

$$\frac{i_1}{i_2} = -\frac{N_2}{N_1} = -\frac{1}{a} \tag{3.6}$$

El signo negativo de la expresión (3.6), indica que las corrientes están en contrafase, debido a que el sentido de la corriente secundaria se consideró entrando por el terminal marcado. Es decir que la fuerza magnetomotriz del devanado primario es balanceada por la *f.m.m*. del devanado secundario, según lo establece la expresión (3.7).

$$V_1 i_1 = -V_2 i_2 \tag{3.7}$$



La anterior expresión demuestra que un transformador ideal no puede almacenar energía; toda la energía que le entrega la fuente al transformador es la misma que se le entrega a la carga.

Con el fin de comprobar otra característica importante de un transformador ideal, considere que se le conecta una carga al devanado secundario, como se muestra en la figura 3.4.

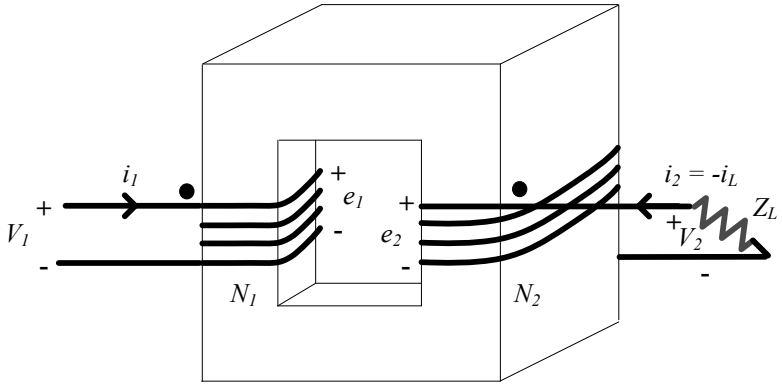


Figura 3.4 Transformador ideal bajo carga

La corriente que circula por la carga Z_L es i_L. Por tanto la razón entre tensión y corriente en la carga se expresa por:

$$Z_L = \frac{V_2}{i_L} = \frac{V_2}{-i_2} \tag{3.8}$$

Al tener en cuenta las relaciones del voltaje y la corriente con la razón de transformación a, la expresión (3.8) se convierte en:

$$Z_L^{'} = \frac{V_1}{i_1} = Z_L\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \tag{3.9}$$

Donde se observa que una impedancia puede ser vista o referido desde cualquier lado del transformador, al utilizar adecuadamente la razón de transformación a.

3.3. Modelo del transformador no ideal de núcleo lineal

Con el fin de aproximarse un poco más a las características de un transformador a partir de uno ideal, se considerarán las siguientes suposiciones:

a) La curva B vs H del núcleo es todavía lineal, pero la permeabilidad del material es finita, por lo tanto la f.m.m. no es cero.

b) Los flujos magnéticos ϕ establecidos por las corrientes en los devanados no son confinados enteramente al núcleo, es decir existen flujos de dispersión.

c) Los devanados tienen resistencia.

d) Los efectos capacitivos se siguen despreciando.

En la figura 3.5, se considera el núcleo lineal con μ finita y los devanados con sus respectivas resistencias R_1 y R_2.

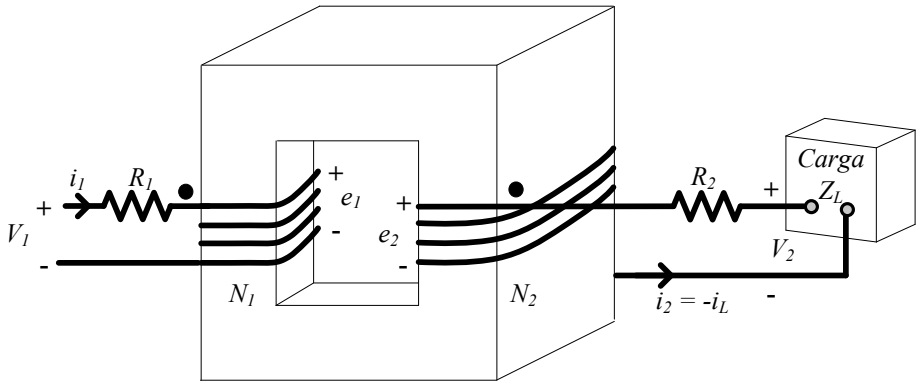


Figura 3.5 Transformador con núcleo lineal y permeabilidad finita

De acuerdo a la ley de voltaje de Kirchhoff para los circuitos primario y secundario se obtiene:

$$V_1 = R_1 i_1 + N_1 \frac{d\phi_1}{dt} \tag{3.10}$$

$$V_2 = R_2 i_2 + N_2 \frac{d\phi_2}{dt} \tag{3.11}$$

donde los términos ϕ_1 y ϕ_2 corresponden a los enlaces de flujo en los devanados 1 y 2 respectivamente.

Es importante resaltar que debido a que los flujos producidos por las corrientes en los devanados no están completamente concatenados en el núcleo, los flujos ϕ_1 y ϕ_2, deben expresarse en términos de los flujos de dispersión y los flujos mutuos, como se explica a continuación.

3.4. Concepto de flujos de dispersión y flujos mutuos en un transformador

En el modelo ideal de un transformador se asume que todo el flujo producido por cada uno de los devanados es enlazado por el otro devanado. Pero en la práctica es imposible considerar esta aproximación, debido a que el flujo magnético no puede ser concatenado en su totalidad.

La mayor cantidad de líneas de flujo circula en el núcleo (flujo mutuo), debido a la alta permeabilidad de los materiales con los que se construye dicha estructura, mientras una pequeña porción llamada flujo de dispersión enlaza sólo una bobina y parte de su recorrido lo realiza a través del aire cercano a ella.

Con el fin de ilustrar la presencia de los flujos mutuos y de dispersión en un transformador, considere la configuración dada en la figura 3.6, donde se observa la dispersión de algunas líneas de flujo a través del aire y que sólo concatenan a una sola bobina.

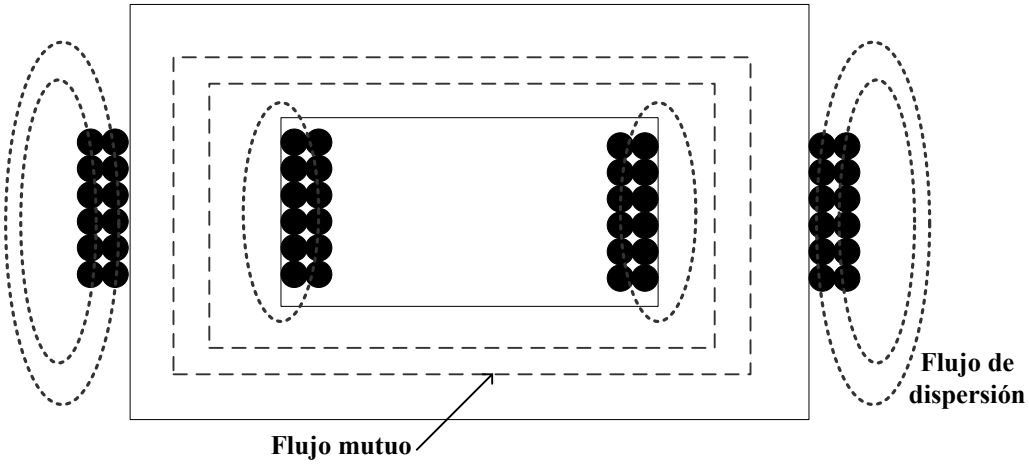


Figura 3.6 Flujos mutuos y de dispersión

Para iniciar el análisis de los flujos presentes en el transformador cuando se encuentra energizado y con carga, se realizará el siguiente procedimiento:

Considere la figura 3.7, donde se presenta un transformador en condiciones de vacio ($i_2 = 0$), donde el devanado 1 transporta una corriente i_1.

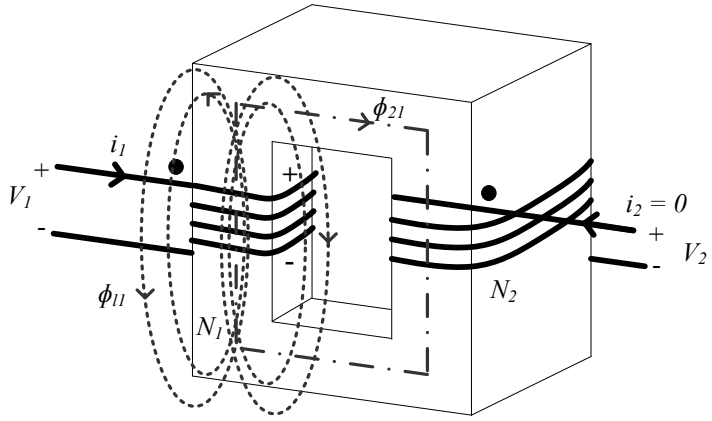


Figura 3.7 Transformador con una bobina energizada y sus respectivos flujos

Bajo dichas circunstancias el flujo total que circulará en el núcleo es el creado por la corriente i_1 y está dado por ϕ_{11}:

$$\phi_{11} = \phi_{l1} + \phi_{21} \tag{3.12}$$

Donde está presente la componente de flujo de dispersion ϕ_{l1} que es la parte del flujo total que enlaza únicamente al devanado 1 pero no al 2 y la componente ϕ_{21} que es la parte del flujo total que se concatena en el núcleo y que enlaza a la bobina 2.

De igual forma, se puede obtener la expresión para el flujo ϕ_{22} que se obtiene al alimentar el devanado 2 con un voltaje V_2, al considerar el devanado 1 en circuito abierto. Bajo estas circunstancias el flujo total debido a la corriente i_2 está dada por:

$$\phi_{22} = \phi_{l2} + \phi_{12} \tag{3.13}$$

En la anterior expresión está presente la componente de flujo de dispersion ϕ_{l2} que es la parte del flujo total creado por i_2, que enlaza únicamente al devanado 2 pero no al 1 y la componente ϕ_{12} que es la parte del flujo total que se concatena en el núcleo y que enlaza a la bobina 1. Ahora, cuando el transformador está energizado y bajo carga, es decir cuando ambas corrientes i_1 e i_2 circulan en sus devanados respectivos, como se representa en la figura 3.8, se realiza el siguiente análisis:

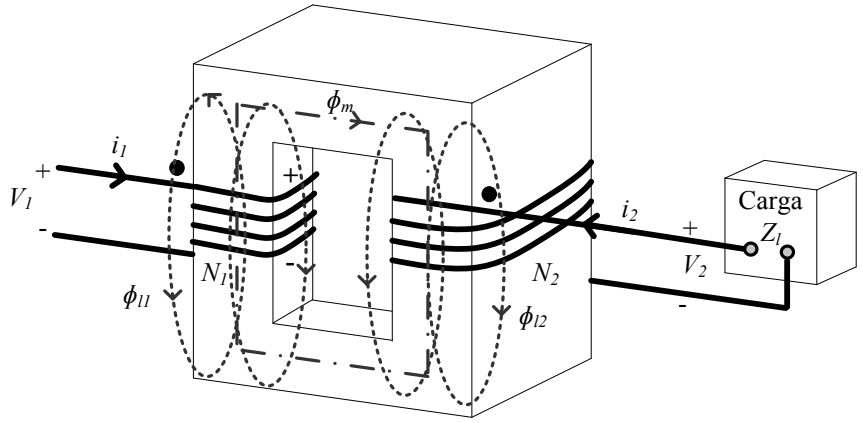


Figura 3.8 Circuito magnético con enlace total de flujos.

La expresión del flujo para el devanado 1 debe considerar el flujo establecido por el propio devanado ϕ_{11}, y lo que hace el devanado 2 sobre el devanado 1, ϕ_{12} por tanto:

$$\phi_1 = \phi_{11} + \phi_{12} = \phi_{l1} + \phi_{21} + \phi_{12} = \phi_{l1} + \phi_m \tag{3.14}$$

Donde se define ϕ_m como el flujo mutuo:

$$\phi_m = \phi_{21} + \phi_{12} \tag{3.15}$$

De forma similar, la expresión del flujo para el devanado 2, considera el flujo establecido por el propio devanado ϕ_{22} y lo que hace el devanado 1 sobre el devanado 2, ϕ_{21}:

$$\phi_2 = \phi_{22} + \phi_{21} = \phi_{l2} + \phi_{12} + \phi_{21} = \phi_{l2} + \phi_m \tag{3.16}$$

Sustituyendo ϕ_l y ϕ_2 de las ecuaciones (3.14) y (3.16) en las ecuaciones (3.10) y (3.11), se tiene:

$$V_1 = R_1 i_1 + N_1 \frac{d\phi_{l1}}{dt} + N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \tag{3.17}$$

$$V_2 = R_2 i_2 + N_2 \frac{d\phi_{l2}}{dt} + N_2 \frac{d\phi_m}{dt} \tag{3.18}$$

Al definir la inductancia de dispersión del devanado 1 con respecto al 2 como:

$$L_{l1} = N_1 \frac{d\phi_{l1}}{di_1} \tag{3.19}$$

y del 2 con respecto al 1:

$$L_{l2} = N_2 \frac{d\phi_{l2}}{di_2} \tag{3.20}$$

al expresar:

$$e_1(t) = N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \qquad y \qquad e_2(t) = N_2 \frac{d\phi_m}{dt} \tag{3.21}$$

Se pueden reescribir las ecuaciones (3.17) y (3.18) de la siguiente manera:

$$V_1 = R_1 i_1 + L_{l1} \frac{di_1}{dt} + e_1 \tag{3.22}$$

$$V_2 = R_2 i_2 + L_{l2} \frac{di_2}{dt} + e_2 \tag{3.23}$$

Como ya se había citado en la sección 3.2.2, cuando se presentó el modelo ideal del transformador, la razón de transformación es igual a la relación de tensiones terminales, sólo para este caso. Cuando se considera un modelo más real $\frac{V_1}{V_2} \neq \frac{N_1}{N_2}$, debido a las caídas de tensión presentes al interior del transformador, y esto a su vez originado por la resistencia de los devanados y a los flujos de dispersión presentes en un transformador real.

Al representar las ecuaciones 3.22 y 3.23 en forma circuital, se obtiene el circuito de la figura 3.9, que representa el circuito equivalente parcial del transformador.

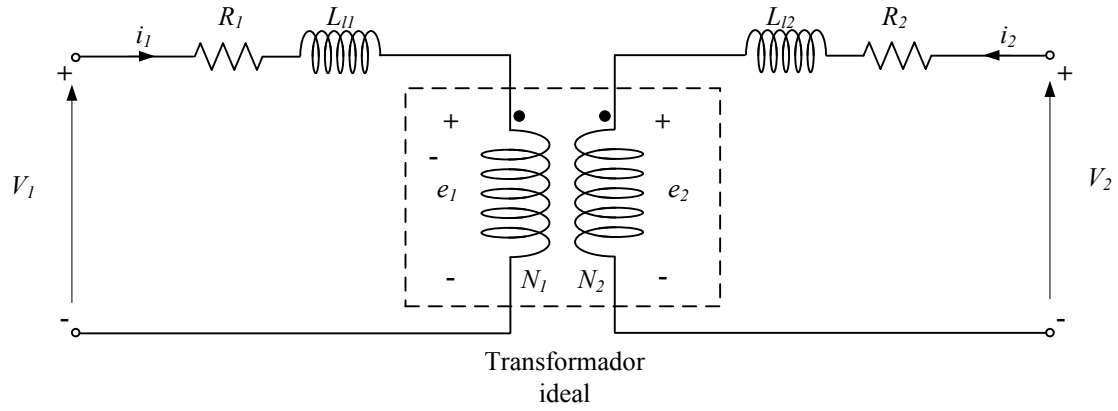
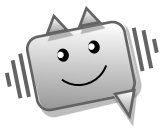


Figura 3.9 Circuito equivalente parcial del transformador

Se considera que es parcial, porque este circuito no refleja la suposición que se hizo respecto a que la permeabilidad del material del núcleo es finita y por tanto la f.m.m. neta en el transformador es diferente de cero.



Es importante mencionar que hasta ahora, no se han considerado las pérdidas en el núcleo dentro del modelo circuital obtenido.

Enlace recomendado



3.5. Circuito equivalente de un transformador

Con el objetivo de relacionar el hecho de que la f.m.m. neta que actúa en el núcleo de un transformador no ideal es diferente de cero, debido a que la permeabilidad μ del núcleo es finita, el circuito de la figura 3.9, debe ser modificado, para que se cumpla lo siguiente.

$$N_1 i_1 + N_2 i_2 \neq 0 \tag{3.24}$$

Esto quiere decir que ambas corrientes i_1 e i_2 no pueden ser nulas en el mismo instante de tiempo, excepto cuando el transformador se desconecta de la fuente y de la carga.

Como se mencionó en el capítulo 1, cuando el transformador está en condiciones de vacío, circula una corriente muy pequeña encargada de establecer el flujo inicial ϕ_{l1} en el núcleo. Por tanto, para satisfacer la ecuación 3.24 y para validar la anterior afirmación, se inserta en el circuito de la figura 3.9 una inductancia L_m como se ilustra en la figura 3.10.

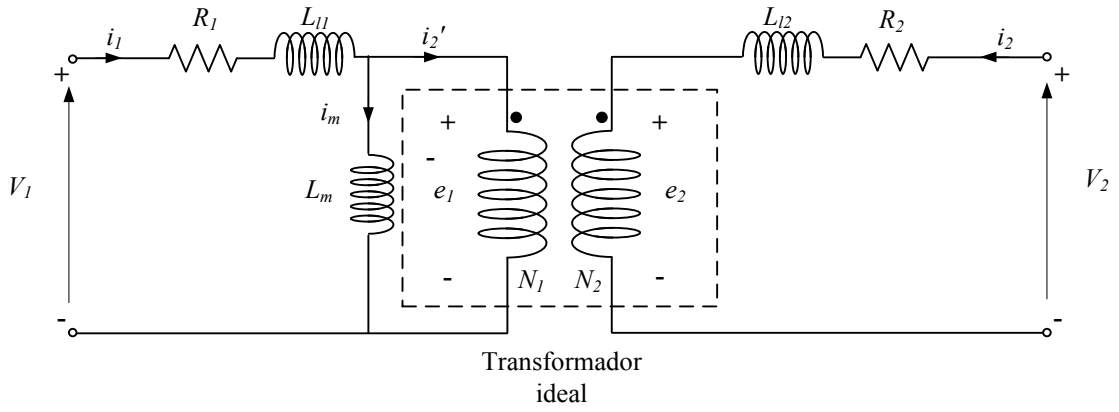


Figura 3.10 Corriente de magnetización y circuito equivalente de un transformador

La corriente i_1 bajo estas condiciones está dividida en dos componentes:

$$i_1 = i_m + i'_2 \tag{3.25}$$

Donde i_m representa la corriente de magnetización que circula por la inductancia L_m e i'_2 representa la corriente secundaria referida y satisface la ecuación:

$$N_1 i_2' + N_2 i_2 = 0 \tag{3.26}$$

Ahora la ecuación (3.26), valida la suposición inicial e indica que cuando no se tiene carga en el transformador, i'_2 es igual a cero debido a la razón de transformación y la corriente en el primario i_1 es igual a la corriente de magnetización i_m del transformador.

3.6. Modificaciones al circuito equivalente del transformador

El circuito de la figura 3.10 puede simplificarse, al utilizar la relación entre las tensiones y las corrientes a través de la razón de transformación a, con el fin de eliminar el transformador ideal y referir todos los parámetros a un solo lado del transformador.

Inicialmente se multiplica la ecuación (3.23) por $a = \frac{N_1}{N_2}$

$$aV_2 = aR_2 i_2 + aL_{L2}\frac{di_2}{dt} + a.e_2 \tag{3.27}$$

De la figura 3.10, se observa:

$$-i_2^{'} = \frac{i_2}{a} \tag{3.28}$$

Al reemplazar (3.28) en (3.27), se obtiene:

$$aV_2 = -a^2 R_2 i_2^{'} - a^2 L_{l2} \frac{di_2^{'}}{dt} + a.e_2 \tag{3.29}$$

Si se considera $a.e_2 = e_1$

$$e_1 = a.e_2 = aV_2 + a^2 R_2 i_2^{'} + a^2 L_{l1} \frac{di_2^{'}}{dt} \tag{3.30}$$

Sustituyendo (3.30) en (3.22) se obtiene:

$$V_1 = R_1 i_1 + L_{l1} \frac{di_1}{dt} + a^2 R_2 i_2^{'} + a^2 L_{L2} \frac{di_2^{'}}{dt} + aV_2 \tag{3.31}$$

Se recuerda de la ecuación (3.31), que la corriente i_1 presenta dos componentes, dadas por la expresión $i_1 = i_m + i_2'$.

El circuito de la figura 3.11 descrito por las ecuaciones (3.30) y (3.31), es una versión modificada de la figura 3.10. Todos los parámetros son referidos al lado 1 del transformador y por tanto el transformador ideal ha sido eliminado.

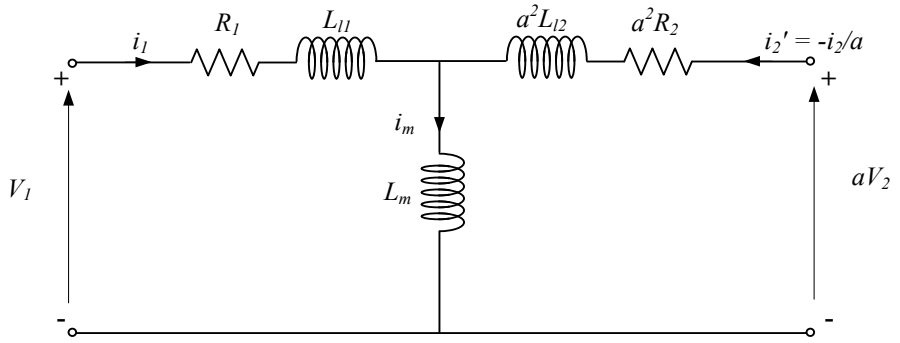


Figura 3.11 Circuito magnético del transformador referido al lado 1

De manera similar se pueden referir los parámetros del transformador al lado 2, al emplear la razón de transformación a, para obtener el circuito de la figura 3.12, donde el valor de las impedancias primarias es dividido por a^2.

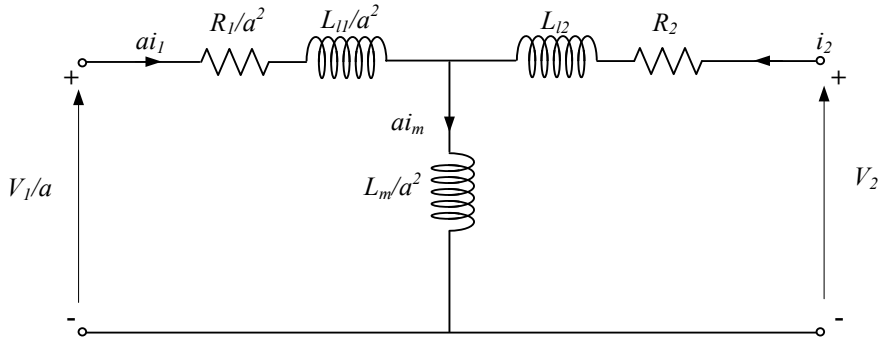


Figura 3.12 Circuito equivalente del transformador referido al lado 2

3.7. Obtención del circuito equivalente de un transformador monofásico real

Hasta ahora se han considerado núcleos en los cuales se han despreciado los fenómenos de saturación e histéresis. Como el objetivo es conseguir un modelo circuital lo más aproximado posible a las condiciones terminales del transformador real, hace falta considerar el fenómeno de pérdidas en el núcleo en el circuito equivalente obtenido hasta ahora. Debido a que una de las consecuencias de las pérdidas en el núcleo es la disipación de energía en forma de calor, al circuito equivalente de la figura 3.10, se le adiciona una resistencia en paralelo con la inductancia L_m esta vez expresada como conductancia g_c, que representará el efecto Joule en el núcleo, como lo ilustra el circuito de la figura 3.13. Las inductancias de la rama de dispersión se expresan como reactancias a través de $j\omega L=jX$ y la inductancia de la rama de magnetización como susceptancia b_m.

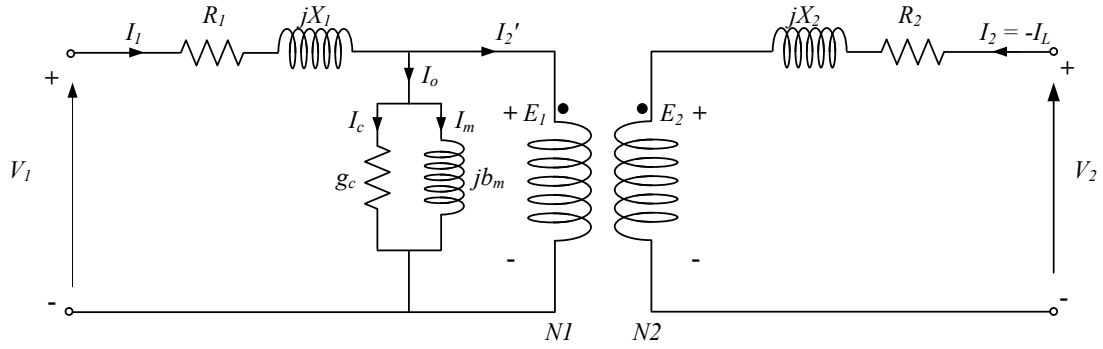


Figura 3.13 Circuito equivalente de un transformador con núcleo de hierro

Como el circuito equivalente es trazado para una operación sinusoidal en estado estable, los voltajes y corrientes son representados por números complejos; las inductancias son mostradas como reactancias ó susceptancias según el caso. La conductancia g_c representa las pérdidas en el núcleo del transformador, y la corriente I_m que circula en b_m, representa el

equivalente sinusoidal de la corriente de excitación. Debido a esto, se enfoca la atención al análisis concerniente al circuito equivalente de un reactor de núcleo de hierro. Para el caso de una excitación sinusoidal y una operación en estado estable, las ecuaciones (3.22) y (3.23), se expresan en forma fasorial de la siguiente manera:

$$\overrightarrow{V_1} = \overrightarrow{I_1}\left(R_1 + jX_1\right) + \overrightarrow{E_1} \tag{3.32}$$

$$\overrightarrow{V_2} = \overrightarrow{I_2}\left(R_2 + jX_2\right) + \overrightarrow{E_2} \tag{3.33}$$

donde:

$$\overrightarrow{I_2'} = -\frac{\overrightarrow{I_2}}{a} \tag{3.34}$$

$$\overrightarrow{I_1} = \overrightarrow{I_2'} + \overrightarrow{I_0} \tag{3.35}$$

$$\overrightarrow{I_0} = \overrightarrow{I_m} + \overrightarrow{I_c} \tag{3.36}$$

Los parámetros del circuito equivalente de un transformador de núcleo de hierro pueden ser referidos a cualquier lado del transformador. Los circuitos equivalentes se presentan en la figura 3.14 y 3.15.

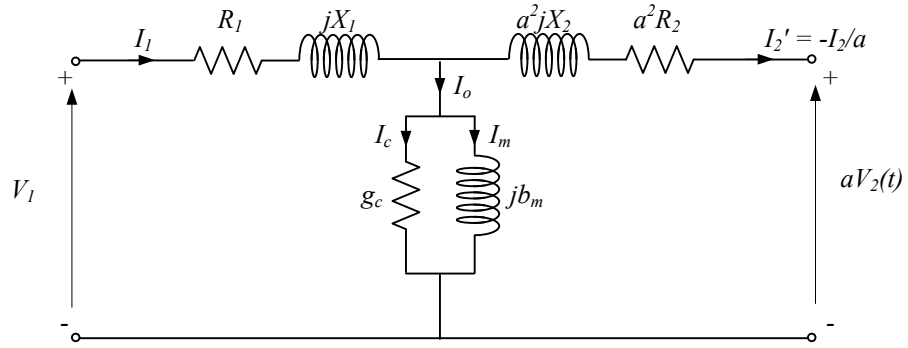


Figura 3.14 Circuito magnético de un transformador de núcleo de hierro referido al lado primario

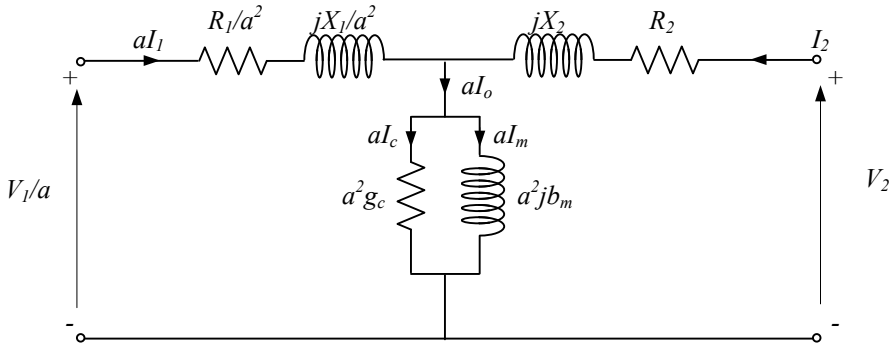


Figura 3.15 Circuito magnético de un transformador de núcleo de hierro referido al lado secundario

3.8. Representación fasorial del circuito equivalente

Los diagramas fasoriales permiten analizar y estudiar circuitos eléctricos en estado estable sinusoidal de una forma más sencilla. Por esta razón se recurre a dicha herramienta en el estudio del transformador, debido a que éste opera la mayor parte del tiempo en estado estable. Estos diagramas pueden ser usados para determinar la diferencia entre los voltajes sin carga y a plena carga, ó para calcular el factor de potencia en la entrada del transformador, entre otros.

Con el fin de realizar el diagrama fasorial de un transformador bajo carga, considere el circuito de la figura 3.16. De acuerdo a la naturaleza de la carga el diagrama tomará diversas formas. Para este caso, se considera que es inductiva. La corriente de carga es $I_L = -I_2$, la cual referida al primario se convierte en:

$$I_2' = \frac{N_2}{N_1} I_L = \frac{I_L}{a} \tag{3.37}$$

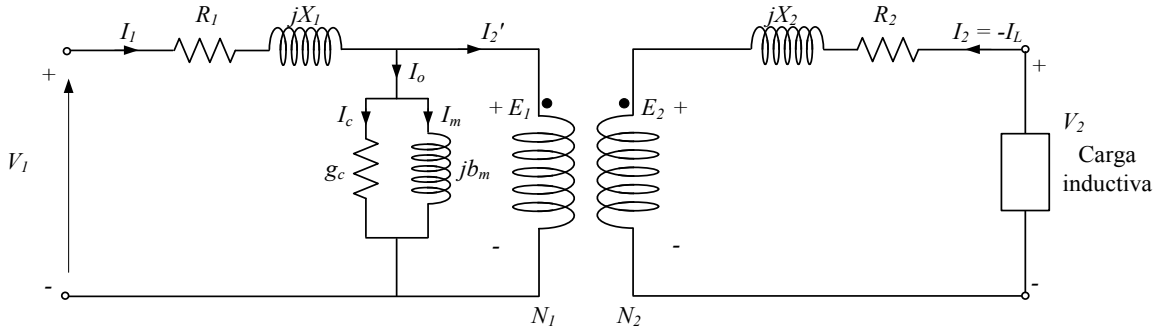


Figura 3.16 Circuito magnético de un transformador conectado a una carga inductiva

En la figura 3.17 se ilustra el diagrama fasorial del lado secundario del transformador, donde se tomó como referencia la tensión terminal V_2. De allí se desprende que la corriente I_L se encuentra retrasada respecto a la referencia un ángulo θ, definido por el factor de potencia de la carga.

En la figura 3.17 el vector E_2 que representa el voltaje inducido en el devanado secundario, se obtiene al sumar en forma compleja al fasor V_2, la caída de voltaje en la impedancia de dispersión del lado secundario (compuesta por la caída de tensión resistiva $I_L R_2$ y la caída de tensión en la reactancia $I_L X_2$).

Para construir el diagrama fasorial del primario de la figura 3.18, es necesario recordar las relaciones que se obtuvieron entre tensiones y corrientes de ambos lados a través de la razón

de transformación *a*. Por ejemplo, la tensión inducida E_1 está en fase con E_2, pero su magnitud está dada por $E_1=aE_2$. La corriente I_1 tiene dos componentes: la corriente de excitación I_o (la cual a su vez tiene una componente I_m retrasada 90° respecto de E_2 y la corriente de pérdidas I_c en fase con E_2), y la corriente I_2' que esta en fase con la corriente de carga I_L.

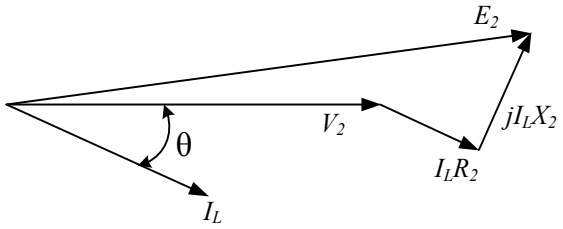


Figura 3.17 Diagrama fasorial del lado secundario del transformador de la figura 3.16

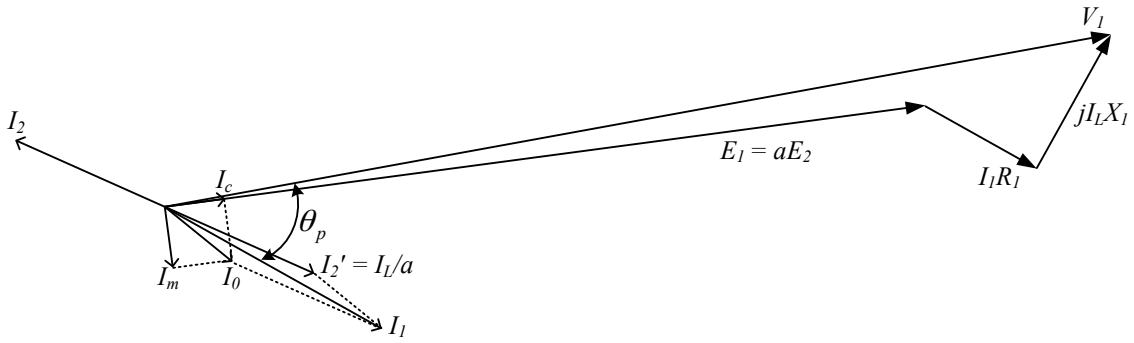


Figura 3.18 Diagrama fasorial del lado primario del transformador de la figura 3.16

Al considerar las caídas de tensión por resistencia de los devanados y reactancias de dispersión, la señal de alimentación V_1 es la suma compleja de E_1 y la caída de voltaje en la impedancia de dispersión del lado primario. El factor de potencia a la entrada del transformador se define como $cos\ \theta_p$.

Se deja a consideración del lector, la realización de los diagramas fasoriales del transformador cuando alimenta cargas de naturaleza capacitiva y resistiva.

3.9. Circuitos equivalentes aproximados de un transformador de núcleo ferromagnético

En muchas ocasiones resulta mucho más práctico y sencillo, analizar un circuito referido a un sólo lado del transformador. Al utilizar las relaciones obtenidas de tensión y corriente con la razón de transformación, se pueden obtener circuitos equivalentes aproximados, como los

dados en la figura 3.19, donde se han sumado en serie las impedancias de dispersión y se ha movido la rama en derivación, a un extremo del circuito. Al resolver cualquiera de los dos circuitos, se espera obtener resultados muy similares, por lo que se deja a criterio del lector la elección de la ubicación adecuada para dicha rama.

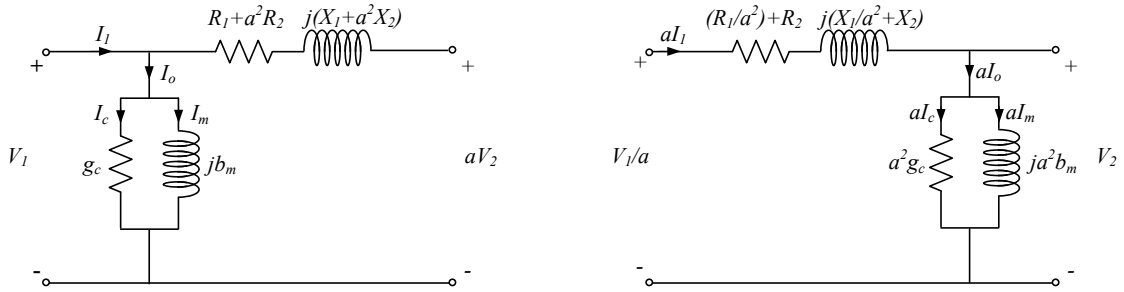


Figura 3.19 Circuitos equivalentes aproximados del transformador en primario y secundario

Para las figuras anteriores se definen los parámetros de acuerdo al lado donde se considere el equivalente, así:

La resistencia y reactancia equivalente del transformador referida al lado 1 es:

$$R_{eq1} = R_1 + a^2 R_2 \tag{3.38}$$

$$X_{eq1} = w(L_{l1} + a^2 L_{l2}) = X_{l1} + a^2 X_{l2} = wL_{eq1} \tag{3.39}$$

Similarmente en la figura 3.19 b), la resistencia y reactancia equivalente referida al lado 2 es:

$$R_{eq2} = \frac{R_1}{a^2} + R_2 \tag{3.40}$$

$$X_{eq2} = w\left(\frac{L_{L1}}{a^2} + L_{L2}\right) = \frac{X_{L1}}{a^2} + X_{L2} = wL_{eq2} \tag{3.41}$$

Ejemplo 3.1. Circuito equivalente del transformador

Se tienen los siguientes datos de un transformador monofásico reductor de 500 kVA, 2400/240 V, 60 Hz:

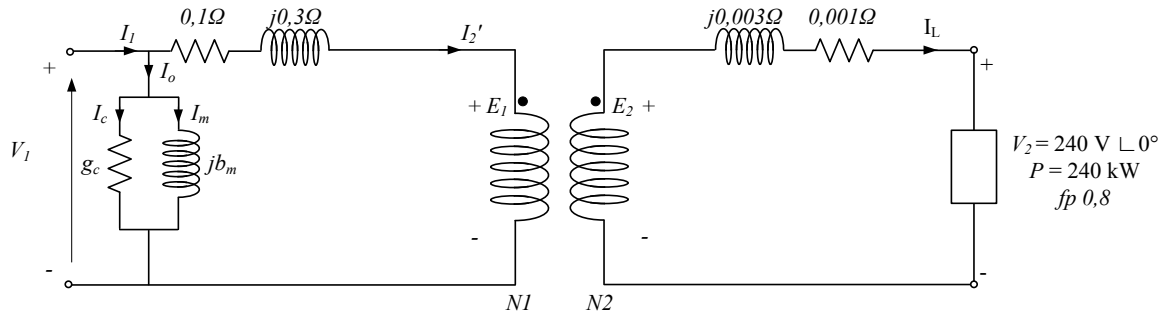
Impedancia de dispersión del devanado primario $Z_1 = (0{,}1 + j0{,}3)\Omega$.

Impedancia de dispersión del devanado secundario $Z_2 = (0{,}001+j0{,}003)\Omega$.

Emplear el circuito equivalente del transformador para determinar la tensión que habría que aplicar al lado primario del transformador, para mantener 240 V en terminales del secundario, cuando la carga consume una potencia de 240 kW a un factor de potencia de 0,8.

Desarrollo:

Para este ejercicio, es conveniente la disposición de la rama de magnetización en el lado primario al lado de la alimentación, con el fin de evitar el cálculo de las corrientes de pérdidas y magnetizante, que no se requieren para determinar la tensión de entrada del transformador.



Dadas las características de la carga, su corriente I_L es igual a:

$$I_L = \frac{P}{V\cos\theta} = \frac{240kW}{240 \times 0{,}8} = 1250A$$

Expresado en magnitud y ángulo se define por:

$$\overrightarrow{I_L} = 1250A\angle -36{,}8699°$$

La caída de tensión E_2 es:

$$\overrightarrow{E_2} = (R_2 + jX_2) \times \overrightarrow{I_L} + 240\angle 0° = 243{,}26\angle 0{,}53°V$$

Al considerar que la corriente $I_2^{'}$ se encuentra en fase con I_L y al emplear la relación de transformación correspondiente, a = 10, se define:

$$\overrightarrow{I_2^{'}} = \frac{\overrightarrow{I_L^{'}}}{a} = 125\angle -36{,}8699°A$$

De forma similar se obtiene la tensión E_1:

$$\overrightarrow{E_1} = a\overrightarrow{E_2} = 2432{,}6\angle 0{,}53°V$$

La tensión de entrada V_1 del transformador se obtiene al aplicar la siguiente sumatoria:

$$\overrightarrow{V_1} = (R_1 + jX_1)\overrightarrow{I_2'} + \overrightarrow{E_1} = (0{,}1 + j0{,}3)\Omega \times (125\angle -36{,}86°A) + 2432{,}6\angle 0{,}53°V = 2465{,}4\angle 1{,}05V$$

3.10. Determinación de los parámetros del circuito equivalente del transformador

Los parámetros del circuito equivalente del transformador se obtienen experimentalmente mediante ensayos o pruebas realizadas en el laboratorio, que se realizan generalmente a condiciones nominales en voltaje, corriente y frecuencia, en vista de que, por lo general, se espera que el transformador opere la mayor parte del tiempo a condiciones nominales o muy cerca de ellas.

Los ensayos de circuito abierto y cortocircuito se encuentran normalizados y especificados en las normas NTC1031 (Ensayos para la determinación de pérdidas y corriente sin carga) y NTC1005 (Tensión de cortocircuito). Adicionalmente se explica el ensayo sugerido por ICONTEC para la determinación de la resistencia NTC 375 (Medida de la resistencia de los devanados).

3.10.1. Prueba de cortocircuito

El propósito que tiene el ensayo es la determinación de las pérdidas en los devanados y la impedancia del transformador. El ensayo o prueba se realiza con el transformador en cortocircuito en uno de sus devanados, mientras al otro devanado se aplica a frecuencia nominal, una tensión alterna reducida, de valor tal, que permita la circulación de la corriente nominal. De las lecturas de potencia, tensión y corriente se determinan los parámetros de la rama de dispersión y las pérdidas en las bobinas. La separación de estas últimas en dos sumandos como son, las pérdidas por corriente continua y las pérdidas por concentración de corriente, se puede conseguir efectuando mediciones previas de resistencia a corriente continua. El circuito usado para esta prueba se muestra en la figura 3.20.

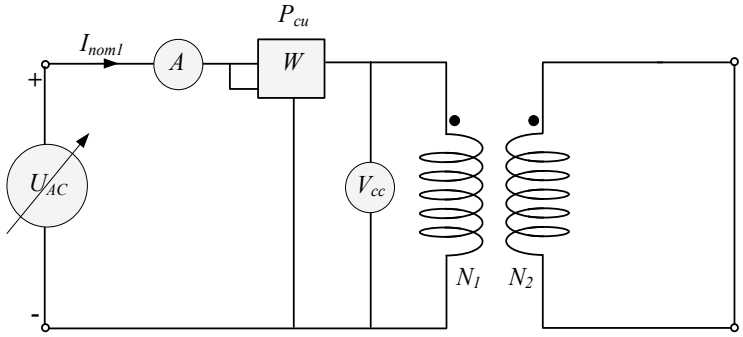


Figura 3.20 Montaje para la prueba de corto circuito

Los datos que se registran corresponden al voltaje de entrada $V_{cc,}$ la corriente de entrada I_{nom1} (la corriente nominal del devanado 1) y la potencia de entrada $P_{cu,}$ que corresponde a la potencia disipada en los devanados.

Se considera que el circuito equivalente aproximado para este ensayo está dado por el de la figura 3.21, debido a que se desprecia la rama de magnetización, al ser ésta considerada como un circuito abierto, ante las condiciones de tensión reducida aplicada en terminales.

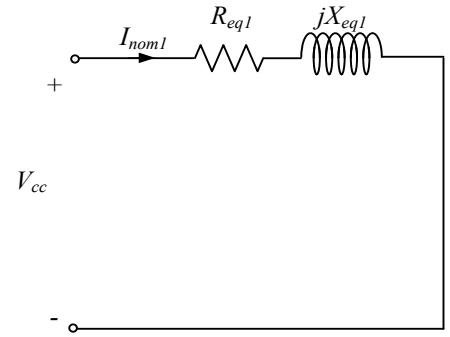


Figura 3.21 Circuito simplificado referido al primario

La impedancia equivalente de dispersión del transformador referido al lado 1 se expresa en (3.42):

$$Z_{eq1} = \frac{V_{cc}}{I_{nom1}}[\Omega] \tag{3.42}$$

O dada en forma porcentual:

$$Z_{eq\%} = \frac{V_{cc}}{V_{no\,min\,al}} \times 100\% \tag{3.43}$$

El valor de la impedancia del transformador indica la eficiencia y calidad del mismo, ya que, a mayor valor, mayores serán sus pérdidas en el cobre.

La resistencia equivalente referida al lado 1 es:

$$R_{eq1} = \frac{P_{cu}}{I_{nom1}^2} \tag{3.44}$$

La reactancia equivalente de dispersión referida al lado 1 es:

$$X_{eq1} = \sqrt{Z_{eq1}^2 - R_{eq1}^2} \tag{3.45}$$

La prueba de corto circuito puede también realizarse al cortocircuitar el devanado 1 y aplicar el voltaje reducido en el devanado 2. Esta prueba proporcionará R_{eq2} y X_{eq2}, correspondientes a la resistencia y reactancia de dispersión equivalentes, referidos al lado 2 del transformador. La potencia consumida y el factor de potencia serían los mismos obtenidos que en el caso analizado anteriormente, siempre y cuando en ambas pruebas circulen en los devanados las corrientes nominales. Esta potencia consumida, a corriente nominal en la prueba de corto circuito, corresponde a la pérdida nominal en carga del transformador (P_{cu}) a la temperatura del ensayo.

3.10.2. Prueba de circuito abierto

La potencia activa que es absorbida por el transformador bajo condiciones de vacío es aproximadamente igual a las pérdidas en el hierro (las nominales si se aplica la tensión nominal en el primario) y se desprecian las pérdidas que pueden presentarse en el devanado debido a la pequeña magnitud de la corriente de excitación. Por esta razón el circuito se simplifica, de acuerdo a la figura 3.22.

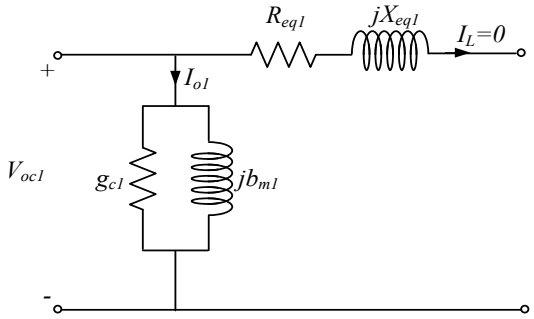


Figura 3.22 Circuito equivalente aproximado referido al primario

Con uno de los devanados abierto (para el caso de la figura el secundario), se aplica al otro devanado tensión y frecuencia nominal y se registran mediciones de potencia, tensión y corriente, con el fin de obtener los siguientes parámetros:

$$Y_0 = \frac{I_{o1}}{V_{oc1}} \tag{3.46}$$

$$Y_0 = \sqrt{g_{c1}{}^2 + b_{m1}{}^2} \tag{3.47}$$

$$g_{c1} = \frac{P_o}{V_{oc1}^2} \tag{3.48}$$

$$b_{m1} = -\sqrt{Y_o^2 - g_{c1}^2} \tag{3.49}$$

El signo menos de la ecuación anterior indica que es una susceptancia inductiva. La potencia de entrada P_o, representa la pérdida nominal en el núcleo del transformador. La prueba de circuito abierto también puede realizarse con el lado primario en circuito abierto al aplicar voltaje nominal a frecuencia nominal al devanado secudario. En este caso, se obtendrían los parámetros referidos al secundario, g_{c2} y b_{m2}.

En la mayoría de los transformadores de núcleo de hierro, los fabricantes se esfuerzan continuamente por mantener las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación, tan bajos como sea posible. A modo de ejemplo, en la tabla 3.1, se ilustran los límites dados por la NTC 818-1995, para algunos transformadores monofásicos.

Tabla 3.1 Límites para transformadores monofásicos serie AT ≤ 15 kV, serie BT≤ 1,2 kV (NTC 818, 1995)

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po), pérdidas con carga a 85°C (Pc) y tensión de cortocircuito a 85 °C (Uz)				
Potencia nominal kVA	**Io % de In**	**Po (W)**	**Pc (W)**	**Uz (%)**
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0

3.10.3 Medida de la resistencia de los devanados

Este ensayo permite la determinación de las resistencias de los devanados del transformador a corriente continua (con el fin de reducir los efectos inductivos), mediante el método de la caída de tensión, según se ilustra en la figura 3.23.

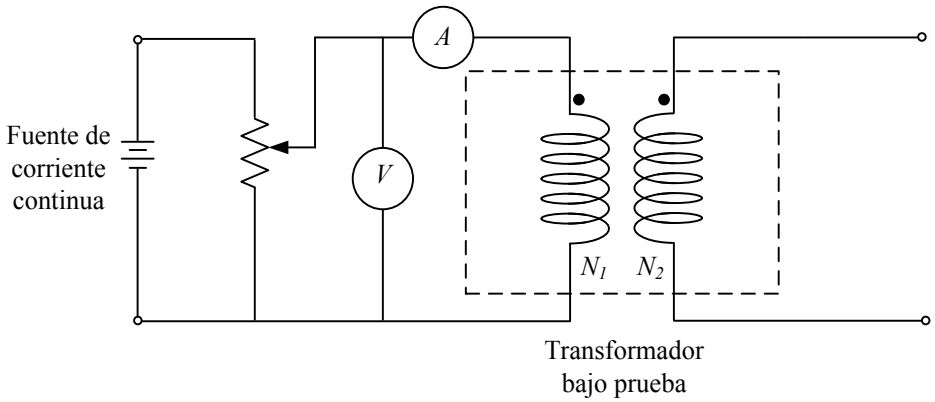


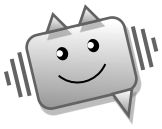
Figura 3.23 Conexión para la medición de resistencia del devanado por el método de caída de tensión

Mediante las mediciones de tensión (*V*) y corriente (*A*) se determina el valor de la resistencia, de acuerdo a la ley de Ohm. Es importante además registrar el valor de la temperatura a la cual fue realizada la medición, ya que posteriormente hay que realizar una corrección de las perdidas I^2R del transformador a una temperatura de 85°C (ver tabla 3.1), que es la temperatura que se considera de funcionamiento normal a plena carga. La expresión para corrección de la resistencia por temperatura se presenta a continuación:

$$R_{eq}(85°C) = R_{cc}(\theta)\left[\frac{K+85°C}{K+\theta}\right] + \left[R_{eq}(\theta) - R_{cc}(\theta)\right]\left[\frac{K+\theta}{K+85°C}\right] \tag{3.50}$$

donde: K =234,5°C para el cobre y 225°C para el aluminio.

$R_{cc}(\theta)$ es la resistencia medida a corriente continua a la temperatura de ensayo θ y $R_{eq}(\theta)$ es la resistencia medida a corriente alterna a la temperatura de ensayo θ.



Otro método empleado para la obtención de las resistencias de los devanados es mediante el puente de Wheatstone, el cual emplea el equilibrio de los brazos del puente (resistencias conocidas, una de ellas variable) para determinar la resistencia desconocida.

Ejemplo 3.2. Determinación de parámetros de un transformador

Los siguientes datos de prueba fueron reportados para un transformador monofásico de 15 kVA, 2 400/240 voltios y f=60Hz.

Prueba	Frecuencia	Voltaje (V)	Corriente	Potencia (W)	Factor de Potencia	Temperatura
Corto circuito	60Hz	80,5	Valor nominal	140	No registrado	25°C

Circuito abierto	60Hz	Valor nominal	No registrado	40	0,25 en atraso	25°C

Resistencias obtenidas a corriente continua y 25°C.

$$R_{ccprim} = 1{,}5\ \Omega \qquad R_{ccsec} = 0{,}015\ \Omega$$

Emplear el circuito equivalente aproximado referido al lado de alta tensión, para trazar un diagrama fasorial que represente la condición del transformador cuando entrega su corriente nominal a voltaje nominal, a una capacitancia pura conectada en el lado de baja tensión.

Desarrollo:

Prueba de corto circuito:

Con esta prueba se obtienen las pérdidas en el cobre iguales a P_{cu}= 140W. Debido a que el valor de las pérdidas se considera aproximadamente igual, independientemente del lado del transformador donde se realizó el ensayo, se calculan los parámetros de la rama de dispersión en el lado de alta tensión:

$$\mathrm{I}_{1\,no\,\min al} = \frac{15000}{2400} = 6{,}25A = I_L^{'} \quad ; \quad R_{eq1} = \frac{P_{cu}}{\mathrm{I}_{1\,no\,\min al}^2} = \frac{140}{(6{,}25)^2} = 3{,}58\,\Omega \text{ a } 25°\mathrm{C}$$

Para determinar la resistencia equivalente a 85°C (que se considera la temperatura de trabajo normal del transformador), hay que calcular inicialmente la componente correspondiente a la corriente continua de la resistencia equivalente a 25°C.

$$R_{ccprim} + a^2 R_{cc\,\mathrm{sec}} = 1{,}5 + \left(10^2 \times 0{,}015\right) = 3\,\Omega$$

El factor de corrección de temperatura de la ecuación (3.50), para bobinas de cobre está definido como:

$$\frac{K_{cu} + 85°C}{K_{cu} + \theta} = \frac{234{,}5 + 85}{234{,}5 + 25} = 1{,}23$$

Por tanto, al referir la resistencia a 85°C se consigue:

$$R_{eq1}(85°C) = \left(3 \times 1{,}23\right) + \left(3{,}58 - 3\right)\left(\frac{1}{1{,}23}\right) = 4{,}16\,\Omega$$

La tensión con la que se realizó la prueba de cortocircuito fue de 80,5 V, por tanto, los parámetros de la rama de dispersión del transformador están definidos como:

$$Z_{eq\,1} = \frac{V_{cc}}{\mathrm{I}} = \frac{80{,}5V}{6{,}25A} = 12{,}88\Omega$$
$$X_{eq\,1} = \sqrt{Z_{eq\,1}^2 - R_{eq\,1}^2} = \sqrt{12{,}88^2 - 3{,}58^2} = 12{,}37\Omega$$
$$Z_{eq\,1} = (4{,}16 + j12{,}37)\ \Omega$$

Prueba de circuito abierto:

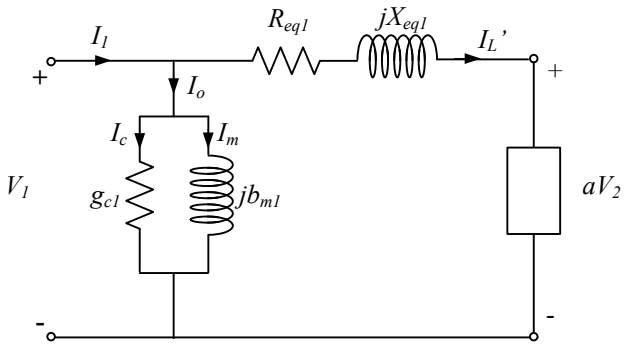
Los parámetros de la rama de magnetización en el lado de baja tensión se obtienen así:

$$g_{C2} = \frac{P_o}{V_{2\,no\min al}^2} = \frac{40}{240^2} = 6{,}94\times10^{-4}\left[\frac{1}{\Omega}\right] \qquad I_{o2} = \frac{P_o}{V\cos\varphi} = \frac{40}{240\times0{,}25} = 0{,}66A$$
$$Y_{o2} = \frac{I_{o2}}{V} = \frac{0{,}66}{240} = 2{,}77\times10^{-3}\left[\frac{1}{\Omega}\right]$$
$$b_{m2} = -\sqrt{Y_{o2}^2 - g_{C2}^2} = -\sqrt{(2{,}77\times10^{-3})^2 - (6{,}94\times10^{-4})^2} = -2{,}68\times10^{-3}\left[\frac{1}{\Omega}\right]$$

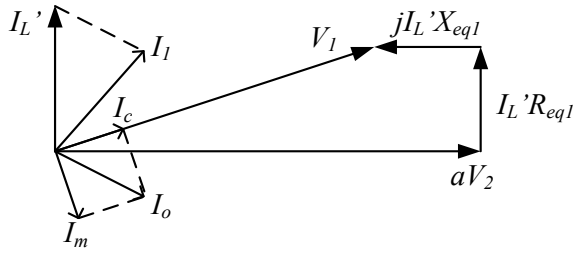
Al referir estos parámetros al lado primario:

$$a = \frac{2400}{240} = 10$$
$$g_{C1} = \frac{g_{C2}}{a^2} = \frac{6{,}94\times10^{-4}}{100} = 6{,}94\times10^{-6}\ (1/\Omega)$$
$$b_{m1} = \frac{b_{m2}}{a^2} = \frac{2{,}68\times10^{-3}}{100} = 2{,}68\times10^{-5}\ (1/\Omega)$$

El circuito equivalente aproximado referido al lado primario será:



El diagrama fasorial respectivo es:



Donde:

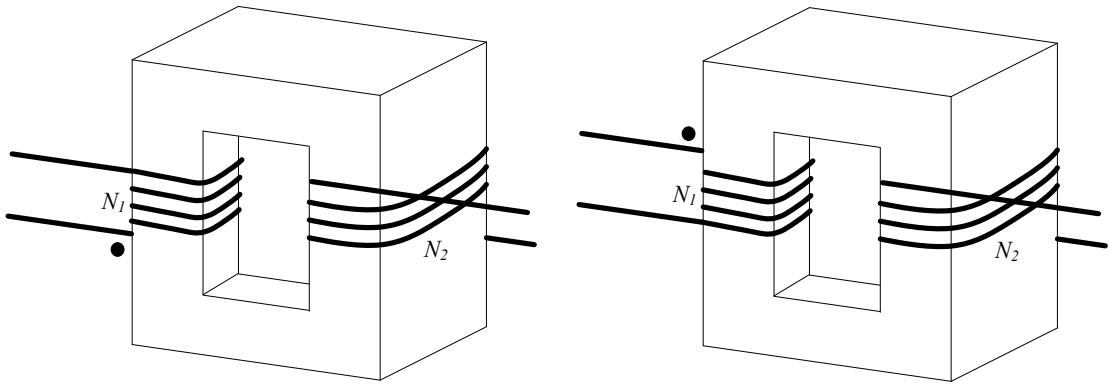
$$R_{eq\,1}\overrightarrow{I_L'} = 4{,}16 \times 6{,}25\angle 90^\circ = 26\angle 90^\circ V$$

$$jX_{eq\,1}\overrightarrow{I_L'} = j12{,}37 \times 6{,}25\angle 90^\circ = 77{,}31\angle 180^\circ V$$

$$\overrightarrow{V_1} = a\overrightarrow{V_2} + \overrightarrow{I_L'}(R_{eq\,1} + jX_{eq\,1}) = 2400\angle 0^\circ + 26\angle 90^\circ + 77{,}31\angle 180^\circ V = 2322{,}5\angle 0{,}64^\circ V$$

Ejercicios propuestos

3.1 En cada uno de los circuitos de la figura, se define la marca de polaridad en el devanado con N_1 espiras, determinar para cada configuración la marca en el devanado N_2.



3.2 Un transformador monofásico de 50 kVA, V_p=7200 V, V_s=480 V, f=60Hz, tiene conectada una carga de valor nominal a un factor de potencia igual a 0,9 en atraso. Si un condensador de 250 μf se conecta en paralelo con la carga del transformador, ¿qué carga adicional de factor de potencia unitario se puede añadir al transformador sin exceder sus especificaciones?

3.3. Los resultados de los ensayos de vacío y de cortocircuito realizados a un transformador monofásico de 600 kVA, 60/30 kV, f=60 Hz fueron los siguientes:

	Vacío	Cortocircuito
Tensión (V)	-	1220
Corriente (A)	Corriente magnetizante I_m es 4 veces mayor que la corriente de pérdidas I_c. Corriente de vacio referida al secundario es el 0,5% de la corriente nominal.	10,05 en secundario
Potencia (W)	-	4545

Obtener los parámetros del circuito equivalente en ohmios referidos al primario y al secundario.

3.4. Un transformador monofásico de 75 kVA, 7970/240 V tiene una tensión de cortocircuito del 10%. Cuando opera al 90 % de la corriente nominal las pérdidas en los devanados son

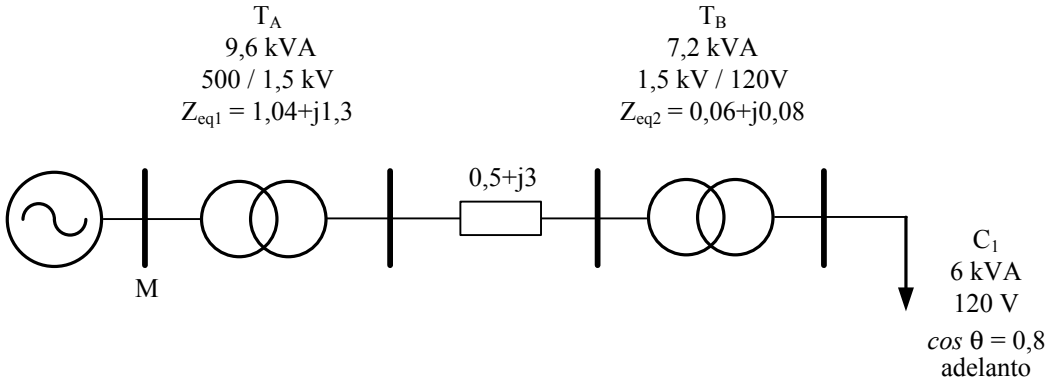
668,5 W. Al realizar la prueba de vacío al transformador, se obtiene que la corriente de excitación en el lado de baja tensión es igual a 2,32 A y el factor de potencia del transformador es de 0,42.

a. Calcular los parámetros del transformador referidos al lado de baja tensión.

b. El transformador está conectado en el nodo terminal de un alimentador primario, el cual tiene una impedancia de 1,2 + j3 Ω. ¿Cuál debe ser la tensión en el nodo inicial del alimentador para obtener la tensión nominal en los terminales del secundario del transformador, si este alimenta una carga de potencia nominal con factor de potencia 0,95 en atraso?

c. Realizar el diagrama fasorial del item b) e indicar claramente el nombre de cada uno de los fasores de tensión y corriente (debe ser coherente con los nombres empleados en el circuito equivalente).

3.5. Considere el siguiente sistema monofásico:



El sistema consta de un barraje M de una central generadora, que se encuentra conectado a un transformador elevador T_A. Este a su vez se interconecta a través de una línea (cuya impedancia se indica en la figura) a un transformador reductor T_B que alimenta una carga C_1. Para cada uno de los transformadores se ha despreciado la rama de magnetización y el valor de su impedancia de dispersión se indica en la figura. Determinar:

a. La tensión que es preciso suministrar en M para que la tensión en la carga sea la nominal.
b. Realizar el diagrama fasorial del sistema completo, al tomar como referencia la tensión en el punto M.

3.6 (Pruebas del transformador utilizando Simulink)

El objetivo de este ejercicio consiste en determinar los parámetros del circuito equivalente de un transformador monofásico, mediante la simulación de los ensayos de circuito abierto y cortocircuito.

Para la implementación de dichas simulaciones se utilizará Matlab® con su herramienta *Power System Blockset* que provee los elementos principales de un sistema de potencia tales como cargas, generadores, transformadores, medidores de potencia, entre otros. El transformador monofásico utilizado en la simulación presenta los siguientes datos:

Transformador de 400 VA, 115 V / 87 V, f=60 Hz.	
Impedancia de dispersión	Rama de magnetización
R_1=0,493Ω	g_{c1}=6,775×10^{-4} Ω $^{-1}$
R_2=0,282Ω	b_{m1}=1,247×10^{-3} Ω $^{-1}$
X_1=1,238Ω	
X_2=0,708Ω	

Los diagramas implementados en el Simulink para las pruebas de cortocircuito y circuito abierto se ilustran respectivamente en las figuras.

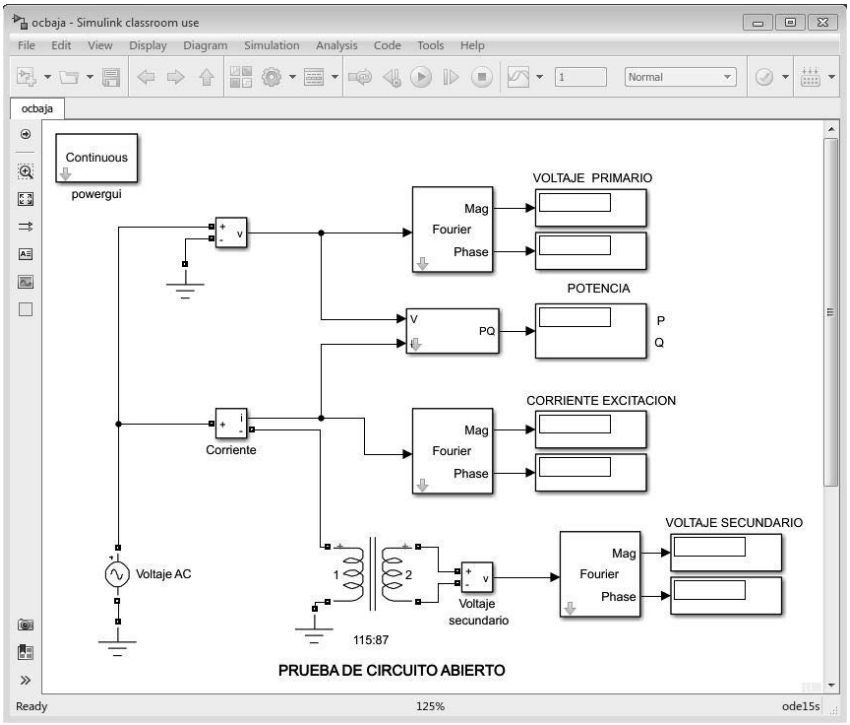


Figura. Simulación del ensayo de circuito abierto utilizando Simulink

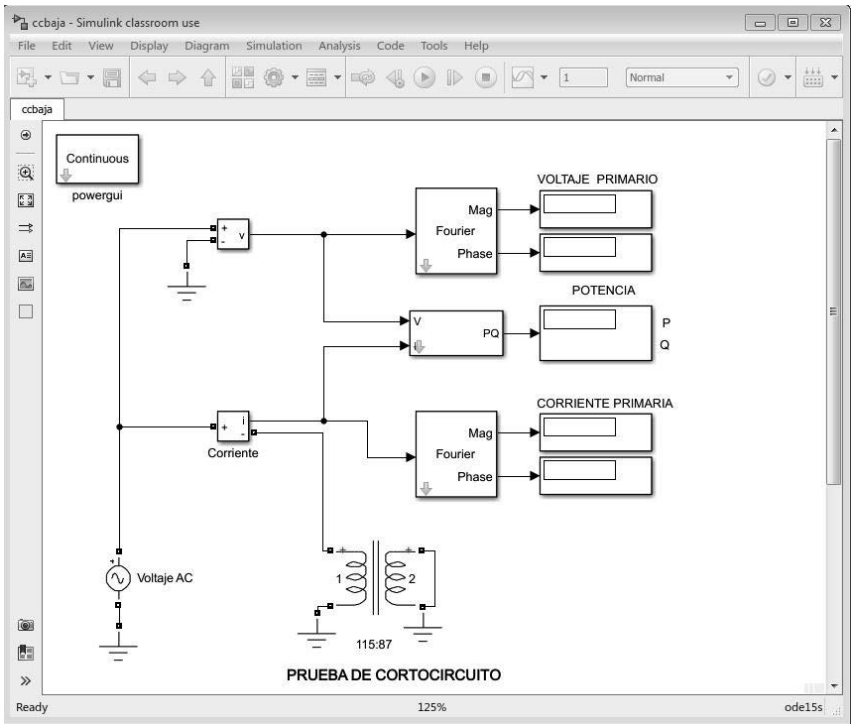


Figura. Simulación del ensayo de corto circuito utilizando Simulink

Ensayo de circuito abierto

Esta prueba suministra las perdidas en el núcleo, así como la corriente de vacío. Utilizando los resultados de la simulación, determinar la resistencia y la reactancia de magnetización del transformador, a través de los siguientes pasos:

a. Realice este ensayo en el lado de alta tensión.

b. Varíe la tensión de la fuente desde cero voltios hasta el 150% del valor nominal. Para cada caso tome lecturas de corriente, potencia activa y reactiva y consígnelos en una tabla.

c. Determine g_c, b_m, r_c y x_m, pérdidas en el núcleo a tensión nominal del devanado excitado.

d. Grafique corriente vs tensión.

e. Grafique potencia real de entrada vs tensión de entrada

f. Compare los resultados con los establecidos en el modelo.

Ensayo de cortocircuito

El ensayo de corto circuito suministra las pérdidas en los devanados, así como los parámetros de la rama de dispersión.

Se toman medidas de tensión, corriente y potencia activa para obtener la resistencia y reactancia equivalentes referidas al lado primario, cuando se cortocircuita el secundario del transformador. Para este ejemplo, se observa que la corriente nominal de alta es de (400 VA / 115V =3,4783 A), así que se debe aplicar un valor de tensión tal que permita alcanzar este nivel de corriente.

Este ensayo se realizará para varios valores de tensión de alimentación conectada al primario del transformador, con el fin de obtener varios parámetros en este rango.

a) Varíe el voltaje en diez pasos, hasta obtener corriente nominal. Para cada caso, tome lecturas de corriente, tensión y potencia activa y reactiva y consígnelos en una tabla.
b) Determine R_{eq1}, X_{eq1}, r_1, r_2, x_1 y x_2.
c) Grafique corriente vs tensión.
d) Grafique potencia real de entrada vs tensión de entrada.
e) Compare los resultados con los dados en el modelo.

4

Características de funcionamiento de los transformadores

4.1. Introducción

Entre las características que se analizan de un transformador eléctrico en operación, se encuentran la regulación de tensión y el rendimiento. Dichas características permiten estimar la fiabilidad y desempeño del equipo ante diferentes condiciones de operación. En este capítulo se presentarán las características mencionadas, además de las relacionadas con las corrientes de cortocircuito y de energización (*Inrush*).

4.2. Tensión de cortocircuito

Es la tensión U_z a la que es preciso alimentar uno de los devanados de un transformador para obtener la circulación de la corriente nominal, cuando el otro devanado se encuentra cortocircuitado. El circuito equivalente simplificado de un transformador en corto circuito está representado en la figura 4.1.

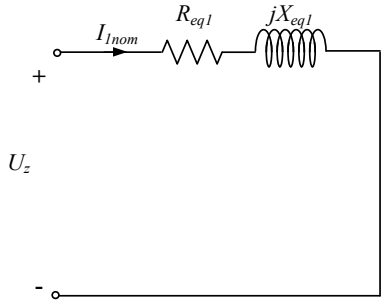


Figura 4.1 Circuito equivalente del transformador referido al primario durante ensayo de cortocircuito

Donde:

$$R_{eq1} = R_{cc} = R_1 + a^2 R_2$$
$$X_{eq1} = X_{cc} = X_{L1} + a^2 X_{L2} \quad (4.1)$$
$$Z_{eq1} = Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2}$$

R_{eq1}, X_{eq1} y Z_{eq1}, representan respectivamente la resistencia, reactancia e impedancia equivalente del transformador referidas al devanado primario.

De la figura 4.1 se deduce:

$$U_z = I_{1nom}\left(R_{eq1} + jX_{eq1}\right) = I_{1nom} \times Z_{cc} \quad (4.2)$$

Donde U_z representa la tensión de alimentación para conseguir que I_1 sea la corriente nominal.

En la práctica, las tensiones de cortocircuito se expresan por sus valores porcentuales referidos a la tensión nominal y pueden variar entre 2% y el 12%. Por tanto, se define la tensión porcentual de cortocircuito como:

$$\mu_z = \frac{U_z}{U_{nom}} \times 100\% \quad (4.3)$$

La expresión 4.3 también puede expresarse en términos de la impedancia equivalente así:

$$\mu_z(\%) = \frac{Z_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% = \frac{Z_{eq1}}{Z_{1nom}} \times 100\% = Z(\%) \quad (4.4)$$

De la anterior expresión se observa, que la impedancia está dividida por la impedancia nominal, lo que convierte a la tensión de cortocircuito porcentual en impedancia de cortocircuito porcentual.

También se pueden considerar en forma independiente las caídas en la resistencia y reactancia de la rama serie, definidas por:

$$\mu_r = \frac{R_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% \quad (4.5)$$

$$\mu_x = \frac{X_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% \quad (4.6)$$

Donde μ_r se conoce como la tensión de cortocircuito resistiva y μ_x la tensión de cortocircuito reactiva, las cuales dan origen a:

$$\mu_z = \sqrt{\mu_r^2 + \mu_X^2} \quad (4.7)$$

En la tabla 4.1, se ilustran algunos valores típicos de μ_z para transformadores de distribución trifásicos.

Tabla 4.1. Valores típicos de tensión de cortocircuito para transformadores trifásicos

Fuente: NTC 819 - 1995

Potencia (kVA)	30	75	225	400	800
$\mu_z(\%)$	3	3,5	4	4,5	5

Ejemplo 4.1. Tensión de cortocircuito de un transformador

Se realizó el ensayo de cortocircuito a un transformador de 600 kVA, 60/30 kV, a una tensión reducida de 1220V y se midió una corriente de primario de 10,5A mientras se consumía una potencia de 4545 W. Determinar la tensión porcentual de cortocircuito en sus componentes resistiva y reactiva.

Desarrollo:

Para determinar el lado del transformador donde se realizó el ensayo, se compara la corriente entregada con la corriente nominal.

$$I_{1nom} = \frac{600kVA}{60kV} = 10A \cong I_{ensayo} = 10{,}5A$$

Por consiguiente el ensayo se efectuó en el lado de alta tension. Esta corroboración es importante, debido a que la tension de cortocircuito porcentual asocia tensiones que deben ser consistentes.

Según la definición dada para la tensión porcentual de cortocircuito, se obtiene:

$$\mu_z = \frac{1220}{60000} \times 100\% = 2{,}033\%$$

Para determinar las componentes de tensión resistiva y reactiva, se determina inicialmente los parámetros de la rama de dispersión con los datos del ensayo, así:

$$Z_{eq1} = \frac{U_{cc}}{\mathrm{I}} = \frac{1220V}{10{,}5A} = 116{,}19\Omega \qquad R_{eq1} = \frac{P_{cu}}{I^2} = \frac{4545W}{(10{,}5A)^2} = 41{,}22\Omega$$

$$X_{eq1} = \sqrt{Z_{eq1}^2 - R_{eq1}^2} = \sqrt{116{,}19^2 - 41{,}22^2} = 108{,}63\Omega$$

Por tanto, las caídas de tensión en cada elemento están definidas como:

$$\mu_r = \frac{R_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% = \frac{41{,}22 \times 10}{60000} \times 100\% = 0{,}69\%$$

$$\mu_x = \frac{X_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% = \frac{108{,}63 \times 10}{60000} \times 100\% = 1{,}81\%$$

4.3. Corriente de Cortocircuito I_{cc}

Cuando en un transformador ocurre un accidente de cortocircuito en el circuito secundario, estando alimentado el devanado primario a tensión nominal U_{1nom}, circula una corriente de gran magnitud que podría ocasionar serios daños en el transformador si no se hubiesen tomado las precauciones pertinentes en cuanto al diseño y protección del equipo. A dicha corriente se le denomina corriente de cortocircuito I_{cc}.

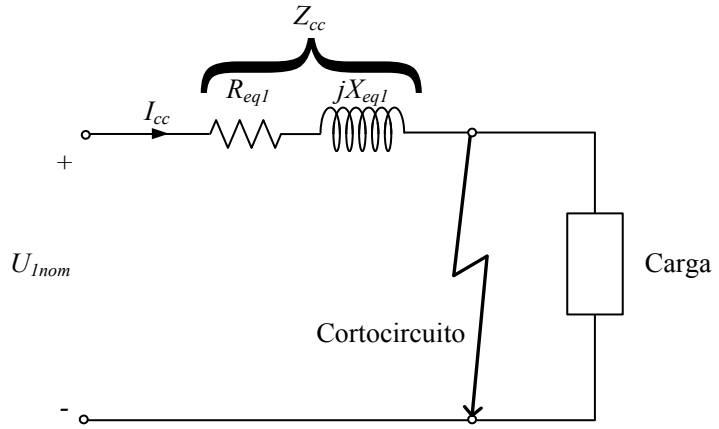
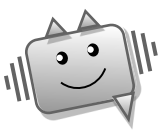


Figura 4.2 Prueba de Corto Circuito

De acuerdo a la figura 4.2, esta corriente se define por:

$$I_{cc} = \frac{U_{1nom}}{Z_{cc}} \tag{4.8}$$



Es importante aclarar que I_{cc} es diferente de la corriente obtenida del ensayo de cortocircuito, la cual es la nominal.

Si a la expresión (4.8) se le reemplaza el valor Z_{cc} dada por (4.2), se obtiene la relación existente entre la corriente de cortocircuito, la tensión porcentual de cortocircuito y la corriente nominal I_{pc}:

$$I_{cc}(\%) = 100 \times \frac{I_{pc}}{\mu_Z} \tag{4.9}$$

4.3.1. Efectos de la corriente de cortocircuito

Las causas del cortocircuito en un transformador son debidas principalmente, a problemas en el aislamiento del mismo o a fallos en la red a la cual se encuentra interconectado. Debido a que la magnitud de la corriente I_{cc} es elevada, se pueden provocar graves averías en el transformador. Entre los efectos que pueden ocasionar estas corrientes se encuentran:

4.3.1.1. Efectos térmicos

En el cortocircuito, se origina un alto calentamiento en conductores por efecto Joule (que alcanza su temperatura máxima admisible en milisegundos), sin ceder calor al exterior, provocando perforaciones en los aislamientos y posteriormente la destrucción de los conductores.

4.3.1.2. Efectos electrodinámicos

Las fuerzas de atracción o repulsión que aparecen entre conductores por efecto del campo magnético a su alrededor, son directamente proporcionales al producto de la corriente e inversamente a la distancia entre conductores. Debido al alto valor de las corrientes de cortocircuito, se producen brutales esfuerzos electrodinámicos que pueden provocar la destrucción del transformador. Es cierto que la acción de los interruptores rápidos (totalizadores) evita generalmente que los devanados y aislantes se quemen, pero los esfuerzos que se desarrollan dentro de las espiras bastan para producir serias averías en el transformador.

Considere que sólo se tienen en cuenta los cortocircuitos externos al transformador y que éste se encuentra conectado a una red de potencia infinita; es decir, un sistema eléctrico que puede suministrar cualquier corriente a una tensión siempre constante. Bajo estas condiciones, cuando se produce un cortocircuito, los únicos elementos que se oponen al paso de la alta corriente son los parámetros de la rama de dispersión R_{eq} y X_{eq}. En razón de ello, estos parámetros son de gran importancia al determinar las magnitudes de dichas corrientes y con el fin de proteger el equipo, el diseñador se ve obligado a no reducir demasiado las caídas internas en los transformadores.

4.3.2. Magnitud de la corriente de cortocircuito I_{cc}

De la expresión (4.9), se observa la relación inversa entre la I_{cc} y la μ_Z. A modo de ejemplo si se considera que μ_Z = 2%, la I_{cc} seria de 50 veces la corriente nominal y cuanto mayor sea μ_Z menor será el valor de la corriente de cortocircuito. Por está razón en los grandes transformadores se limita la I_{cc} aumentando el valor de la μ_Z. Sin embargo, este valor no puede ser demasiado elevado, pues como se presentará más adelante, la caída de tensión a plena carga será más elevada, por lo que se debe procurar obtener en cada caso un valor óptimo para μ_Z, de forma que se obtenga una I_{cc} admisible con la mínima caída de tensión y con el mínimo costo de fabricación. En la figura 4.3 se ilustra una forma de onda típica de corriente de cortocircuito.

La resistencia y demás causas de disipación de energía producen un decremento logarítmico de los máximos, y al cabo de algunos períodos, la onda de corriente se desvia hacia el eje normal de cero, convirtiéndose en simétrica con el valor eficaz de régimen permanente ya aplicado I_{cc}. El valor de I_{cc} que se dedujo en la expresión 4.9 corresponde al valor eficaz de la corriente permanente de cortocircuito. La corriente de choque I_{CH} que se establece en el momento en que se produce el cortocircuito y que va disminuyendo hasta alcanzar el valor de la I_{cc} pasados unos períodos (período transitorio de cortocircuito) puede alcanzar valores aproximados de $I_{CH} \approx 1{,}8\ I_{cc}$.

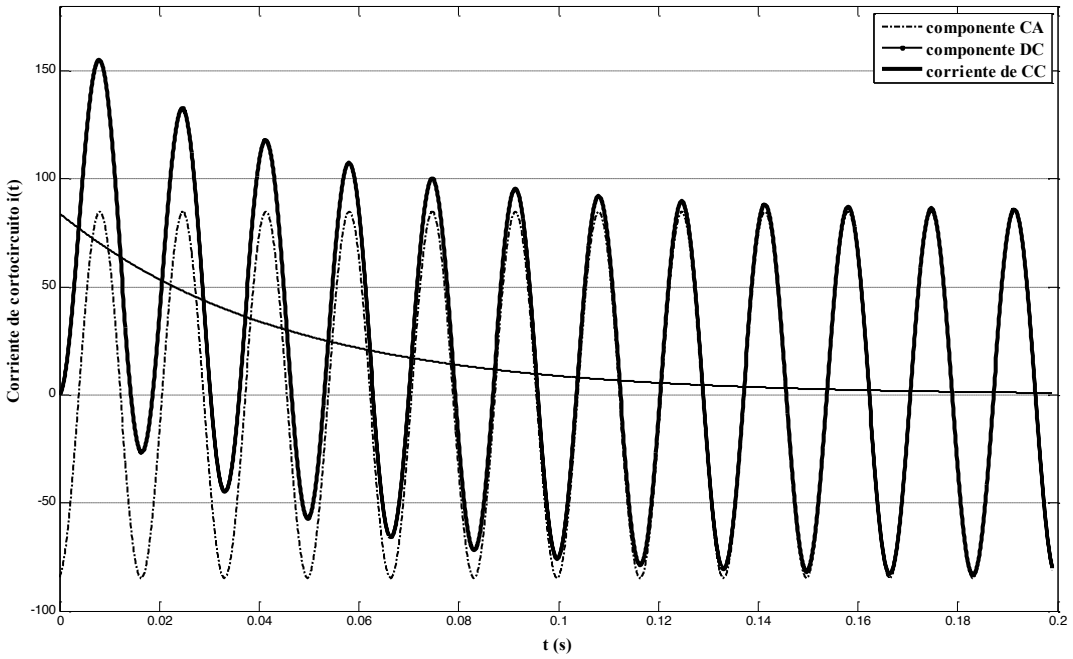


Figura 4.3. Corriente de cortocircuito

Al adoptar el factor 1,8, lo que corresponde mejor a las condiciones prácticas, el máximo instantáneo I_{ccmax} será:

$$I_{ccMAX} = 1{,}8\left(\sqrt{2}\,\frac{100}{\mu_Z}\,I_{pc}\right) \tag{4.10}$$

Donde I_{ccmax} es la amplitud máxima de la corriente de cortocircuito en amperios e I_{pc} es la corriente eficaz a plena carga.

Ejemplo 4.2. Corriente de cortocircuito

Calcular la corriente de cortorcircuito máxima y eficaz, en el lado de baja tensión de un transformador monofásico de 25 kVA, 13200/240 V, 60 Hz y μ_z= 2%.

La corriente nominal de baja tensión es:

$$I_{2nom} = \frac{25000}{240} = 104{,}167\ A$$

La corriente de cortocircuito máxima está dada por:

$$I_{cc_{MAX}} = \frac{1{,}8 \times \sqrt{2} \times 100}{2} \times (104{,}167) = 13258{,}3\,A$$

y en régimen permanente

$$I_{cc_2} = \frac{100}{\mu_z} \times I_{2nom} = \frac{100}{2} \times 104{,}167 = 5208\ A$$

4.4. Corriente de conexión o de Inrush

Es un fenómeno transitorio que aparece durante la energización del transformador y se caracteriza por presentar valores instantáneos de gran magnitud de la corriente, comparados con las corrientes nominales (entre 10 y 20 veces I_n). La magnitud y duración de la corriente de inrush depende de factores externos tales como la impedancia del circuito de alimentación, la magnitud de la tensión de alimentación en el instante en que se energiza el transformador y/ó restablecimiento súbito de tensión después de haber aislado una falla. Entre los factores internos se encuentran el flujo residual en el núcleo, el tipo de conexión de los devanados, la disposición del devanado energizado respecto al núcleo, entre otros.

Para ilustrar el fenómeno descrito, considere que un transformador se encuentra en vacío y se desconecta de la red. En dicho instante, aunque la corriente de magnetización es nula, la densidad de flujo en el núcleo alcanza un valor residual B_r. Si el transformador se energiza más tarde, con una tensión senoidal de la forma (4.11):

$$U = \sqrt{2}Esen\omega t \tag{4.11}$$

Se obtiene por integración el flujo dado en (4.12):

$$\varphi = \frac{1}{N}\int \sqrt{2}Esen\omega t.dt = \varphi_r + \frac{1}{N}\frac{\sqrt{2}E}{w}\left(1-\cos\omega t\right) = \varphi_r + \varphi_m\left(1-\cos\omega t\right) \tag{4.12}$$

Donde el flujo ϕ_r es el flujo residual y ϕ_m es el flujo máximo.

De acuerdo a la expresión (4.12), el valor pico del flujo para cada ciclo, ocurre cada semiperiodo es decir cuando (cos ωt =1) y es igual a:

$$\varphi_{pico} = \varphi_r + 2\varphi_m \tag{4.13}$$

Con este valor de flujo, el núcleo se encuentra saturado y la corriente del transformador puede presentar valores instantáneos muy altos, según la figura 4.4, comparados con la corriente nominal.

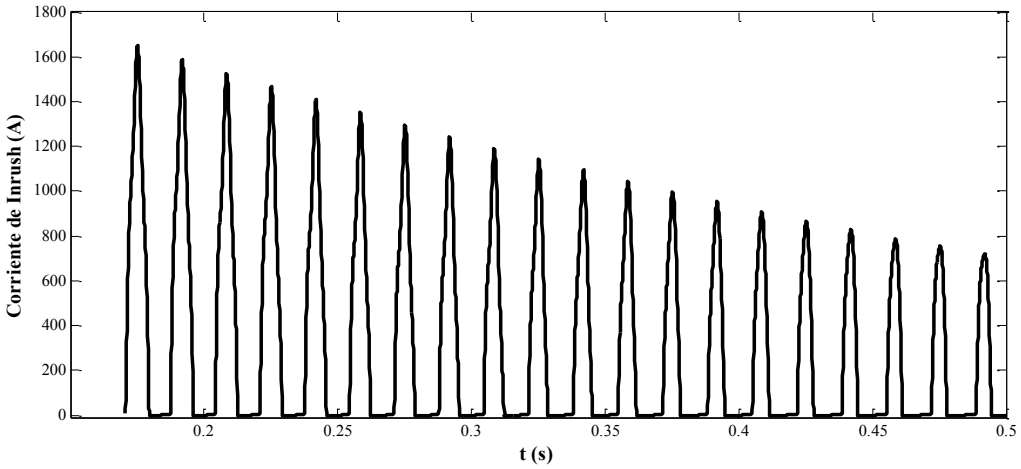


Figura 4.4. Corriente de inrush

Aunque la magnitud de la corriente de inrush puede ser mucho mayor que la corriente de cortocircuito, no se considera una condición de falla, debido a su corta duración. Por tanto, una de las formas de evitar que sea considerada como corriente de falla, consiste en inhibir la protección durante unos cuantos ciclos, lo cual puede ser contraproducente cuando exista una

falla real. Una solución más conveniente está relacionada con la detección del segundo armónico, ya que la corriente de inrush presenta un alto contenido de dicha componente. Por tanto, cuando el detector de armónicos identifica un determinado porcentaje (por ejemplo, entre un 12 al 15% respecto de la fundamental), se inhibe el disparo del relé de protección.

4.5. Regulación de tensión

La variación que presenta la tensión en terminales secundarios de un transformador alimentado a tensión nominal, cuando pasa de una condición de vacío a una plena carga, con un determinado factor de potencia, se conoce como caída de tensión interna del transformador. Esta caída se debe a las impedancias de dispersión del mismo y se define según (4.14):

$$\Delta U = U_{2v} - U_{2pc} \tag{4.14}$$

Donde U_{2v} corresponde a la tensión en vacío y U_{2pc} es la tensión a plena carga.

Dicha variación puede ser positiva o negativa dependiendo de la naturaleza de la carga. Para cargas capacitivas, la tensión a plena carga será mayor que la tensión en vacío, por consiguiente, la variación de tensión es negativa. En cambio, para cargas inductivas es positiva.

Cuando la caída de tensión se expresa con relación a la tensión a plena carga, se define la regulación de tensión porcentual u a un factor de potencia específico, que se expresa en (4.15):

$$u(\%) = \frac{\left|V_{2(\text{sin carga})}\right| - \left|V_{2(\text{nominal})}\right|}{\left|V_{2(\text{nominal})}\right|} 100\% \tag{4.15}$$

Cuando se realizan cálculos de regulación, generalmente se desprecia la rama de magnetización del transformador y sólo se considera la impedancia de dispersión, causante ésta de la caída de tensión interna. Por tanto, sin tener en cuenta el ramal paralelo, el circuito equivalente del transformador referido al secundario se reduce al presentado en la figura 4.5.

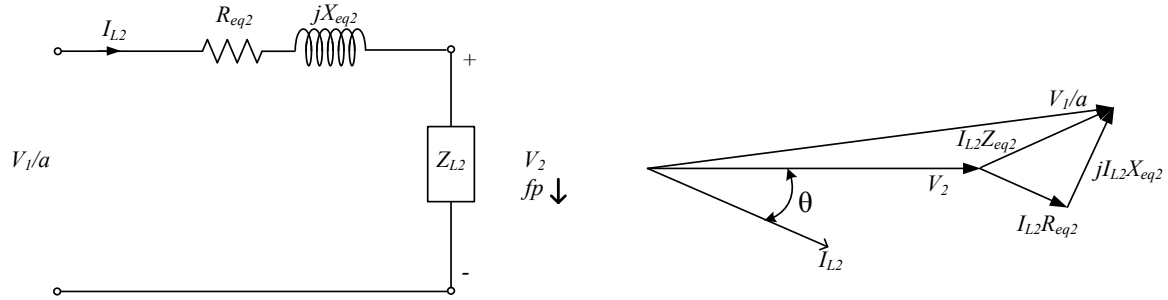


Figura 4.5 Circuito equivalente referido en el secundario para la regulación del transformador

En el diagrama fasorial del circuito de la figura 4.5, se observa que, debido a la carga inductiva, la magnitud de la tensión de la fuente V_1/a es mayor a la tensión de la carga y por tanto la regulación para esta condición de operación será positiva.

De la figura 4.5 se obtiene:

$$\frac{V_1}{a} = I_{L2}(R_{eq2} + jX_{eq2}) + V_2 \tag{4.16}$$

Al realizar el reemplazo en la expresión (4.15) se obtiene:

$$u(\%) = \frac{\left|\frac{V_1}{a}\right| - |V_2|}{|V_2|}.100\% \tag{4.17}$$

4.5.1. Regulación de tensión en función de parámetros del transformador y la carga

La regulación de tensión también puede expresarse en términos de los parámetros de la impedancia de dispersión y del factor de potencia de la carga. Dicha expresión permite analizar la relación que existe entre la tensión de cortocircuito y la regulación.

Considérese de nuevo el circuito de la figura 4.5, para la cual se realiza el diagrama fasorial dado por la figura 4.6, que corresponde a una carga inductiva conectada en el secundario.

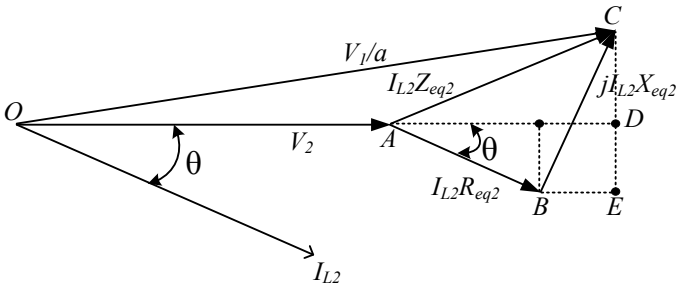


Figura 4.6 Circuito equivalente referido en el secundario carga inductiva

De la figura 4.6 se realiza el siguiente análisis:

$$\overline{AD} = I_{L2}R_{eq2}\cos\theta + I_{L2}X_{eq2}sen\theta \tag{4.18}$$

$$\overline{CD} = I_{L2}X_{eq2}\cos\theta - I_{L2}R_{eq2}sen\theta \tag{4.19}$$

$$|V_2| = \overline{OA} \tag{4.20}$$

$$\left|\frac{V_1}{a}\right| = \overline{OC} = \left((OD)^2 + (CD)^2\right)^{\frac{1}{2}} \tag{4.21}$$

Al expresar (4.21) como una serie de potencias y considerar sólo los dos primeros términos se consigue:

$$\left|\frac{V_1}{a}\right| = \left((OD)^2 + (CD)^2\right)^{\frac{1}{2}} \cong \overline{OD}\left[1 + \frac{1}{2}\left(\frac{\overline{CD}}{\overline{OD}}\right)^2\right] \tag{4.22}$$

Con (4.20) y (4.22) en (4.17):

$$u(\%) = 100.\left[\frac{\overline{OD}}{\overline{OA}} + \frac{(\overline{CD})^2}{2(\overline{OD})(\overline{OA})} - \frac{\overline{OA}}{\overline{OA}}\right] \tag{4.23}$$

Al considerar que:

$$\overline{OD} = \overline{OA} + \overline{AD} \qquad \overline{ODOA} = \overline{OA}^2 + \overline{ADOA} \tag{4.24}$$

$$\overline{AD}\,\overline{OA} < (\overline{OA})^2 \tag{4.25}$$

Se obtiene que la expresión (4.23) se reduce a:

$$u(\%) = 100.\left[\frac{\overline{AD}}{\overline{OA}} + \frac{(\overline{CD})^2}{2(\overline{OA})^2}\right] \tag{4.26}$$

Con (4.18), (4.19) y (4.20) en (4.26):

$$u(\%) = 100.\left[\frac{I_{L2}R_{eq2}\cos\theta + I_{L2}X_{eq2}sen\theta}{V_2} + \frac{\left(I_{L2}X_{eq2}\cos\theta - I_{L2}R_{eq2}sen\theta\right)^2}{2.(V_2)^2}\right] \tag{4.27}$$

Este es el valor de la regulación en un transformador con corriente de carga I_L y factor de potencia en atraso. Desde el punto de vista práctico, son más importantes los valores de regulación referidos a los valores nominales de tensión y corriente, es decir $I_L=I_{lnom}$ y $V_2=V_{2nom}$. Al recordar las definiciones dadas para las tensiones de cortocircuito de (4.5) y (4.6) y realizar la sustitución en (4.27), se obtiene:

$$u(\%) = \mu_r\cos\theta + \mu_x sen\theta + \frac{1}{200}.\left[\mu_x\cos\theta - \mu_r sen\theta\right]^2 \tag{4.28}$$

Para otra corriente de carga distinta de la nominal se tendrá en cuenta el índice de carga C definido como:

$$C = \frac{\mathrm{I}_{L2}}{\mathrm{I}_{L2\,nom}} \tag{4.29}$$

Donde C=1 para carga nominal. Por consiguiente, una expresión más general para la regulación está dada por:

$$u = C\,\mu_r\,cos\theta + C\,\mu_x\,sen\theta + \frac{C^2}{200}(\mu_x\,cos\theta - \mu_r\,sen\theta)^2 \tag{4.30}$$

El término cuadrático de (4.30), es usualmente pequeño en comparación con los otros dos, por lo tanto, puede ser despreciado. Al simplificar, la expresión de la regulación se expresa según:

$$u = C\,\mu_r\,cos\,\theta \mp C\,\mu_x\,sen\theta \tag{4.31}$$

Donde el signo (+) se aplica a carga inductiva y el (-) a carga capacitiva.

Ejemplo 4.3. Regulación de tensión en el transformador

Si el transformador dado en el ejemplo 4.1 suministra su potencia aparente nominal a una carga de factor de potencia variable, a que factor de potencia de la carga es nula la regulación de tensión?

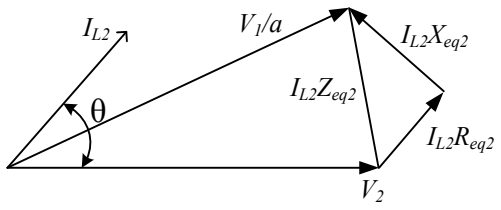
Desarrollo:

De acuerdo a la definición de regulación, para que esta sea igual a cero, la tensión en vacío deberá ser igual a la tensión a plena carga, según:

$$u(\%) = \frac{\left|\frac{V_1}{a}\right| - |V_2|}{|V_2|}.100\%$$

Al realizar el diagrama fasorial, para una carga con cualquier factor de potencia, se observa que para lograr que V_1/a sea igual a V_2, la corriente deberá adelantar a esta tensión. Por consiguiente, la anterior condición se cumple para cargas capacitivas.

El diagrama para carga capacitiva, con la condición de regulación igual a cero es:



Al tener los valores de μ_r y μ_x del ejemplo 4.1, se puede determinar el factor de potencia de la carga, según la expresión:

$$u = C\,\mu_r \cos\theta - C\,\mu_X\ sen\theta$$

Donde:

$$\mu_r = 0{,}69\%$$
$$\mu_x = 1{,}81\%$$

Por consiguiente:

$$0 = (0{,}69 \times cos\theta\ ) - (1{,}81 \times sen\theta\ )$$
$$\theta = tan^{-1}\left(\frac{0{,}69}{1{,}81}\right) = 20{,}87°$$

La regulación es nula para un factor de potencia de 0,934 en adelanto.

4.5.2. Influencia de la corriente y factor de potencia sobre la regulación

En funcionamiento, la variación de tensión secundaria de un transformador depende esencialmente de dos variables: el índice de carga *C* y el factor de potencia $cos\theta$ de la carga.

Para estudiar la influencia de estas dos variables sobre la variación de la tensión secundaria, se analizan los siguientes casos, bajo la consideración de cargas inductivas. Inicialmente se analiza la regulación de tensión para índice de carga *C* variable y factor de potencia constante.

Como se ilustra en la figura 4.7, a medida que se incrementa la carga del transformador y el factor de potencia es bajo, desmejora la regulación, es decir esta aumenta.

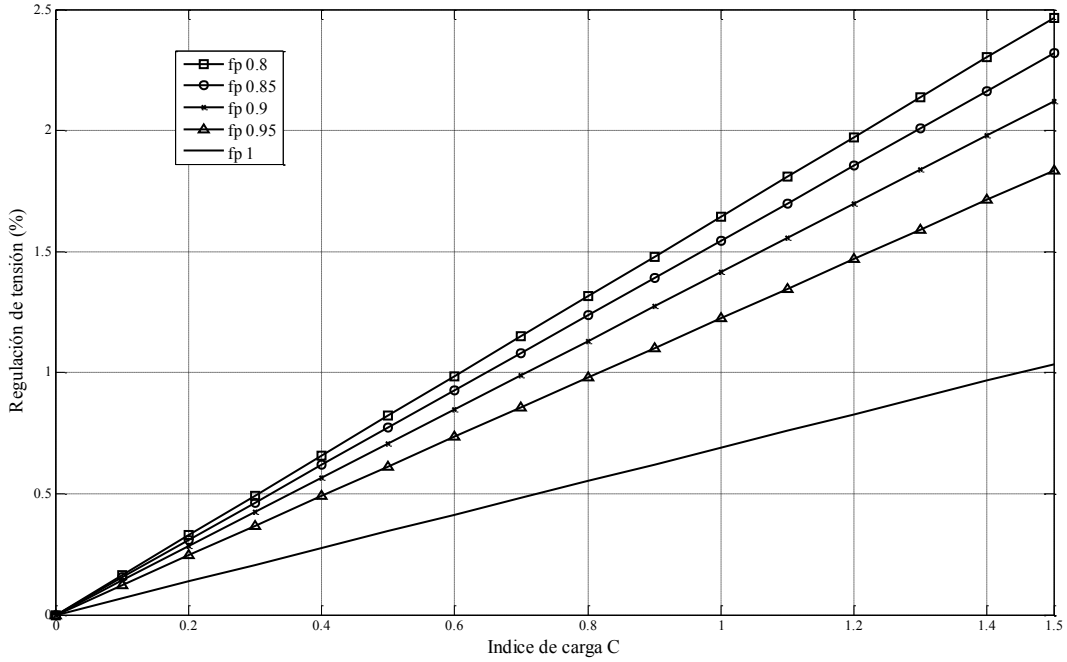


Figura 4.7 Regulación de tensión vs Índice de carga, a fp inductivo constante

Ahora se analiza la regulación de tensión para índice de carga *C* constante a factor de potencia variable. La figura 4.8 ilustra mejor la condición de que a menor carga en el transformador, menor será la corriente, por tanto, menor la caída interna en la impedancia de dispersión y mejor la regulación, siempre y cuando el factor de potencia sea alto.

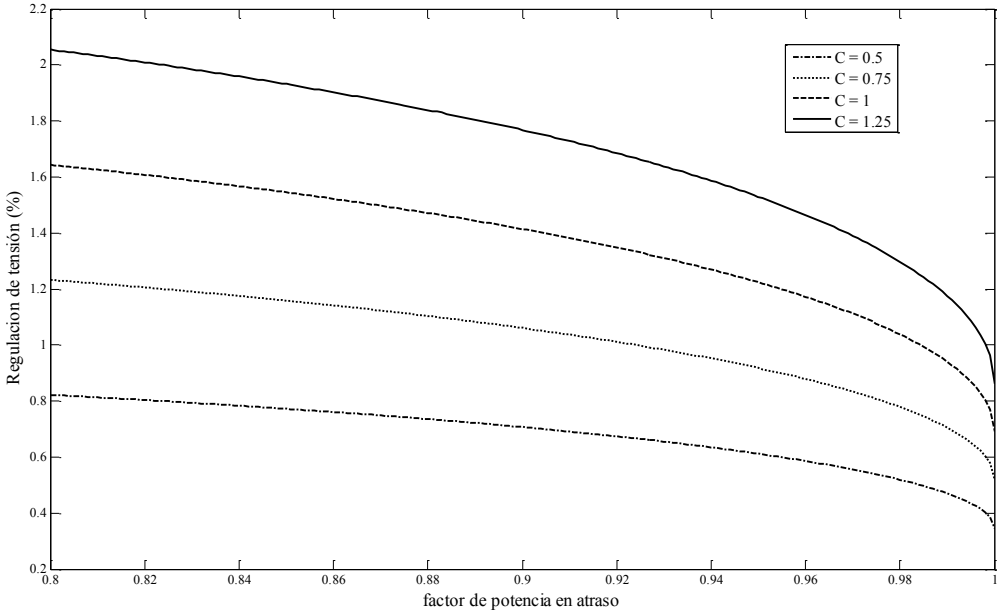


Figura 4.8 Regulación de tensión vs fp en atraso a índice de carga *C* constante

4.6. Eficiencia o rendimiento del transformador η

Debido a que en el transformador se realiza un proceso de conversión de energía, el cual no es ideal, necesariamente se debe cuantificar el efecto de las pérdidas sobre dicho proceso. Una de las formas de realizar dicho análisis es a través del cálculo del rendimiento η del transformador, el cual es por definición la razón de la potencia útil de salida a la potencia de entrada. Teniendo en cuenta que la potencia de entrada debe suplir además de la carga a la potencia disipada en el núcleo y en los devanados, se define el rendimiento según (4.32):

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + P_{pérdidas}} \tag{4.32}$$

Donde $P_{pérdidas}$ corresponde al conjunto de pérdidas en los devanados P_{cu} y en el núcleo P_o.

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + P_{cu} + P_o} \tag{4.33}$$

Como las pérdidas en el núcleo P_o son dependientes de la inducción magnética y de la frecuencia, estas se considerarán constantes siempre y cuando, el voltaje y la frecuencia de alimentación del transformador permanezcan constantes.

En cambio, las pérdidas en el cobre o en carga, que están definidas como:

$$P_{cu} = I_L^2 R_{eq} \tag{4.34}$$

Sí varían con la demanda de carga.

Al reemplazar en la expresión (4.32), lo dado por (4.34) y expresar la potencia de salida en función de la corriente y el factor de potencia de la carga, se obtiene (4.35):

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + P_{cu} + P_o} = \frac{V_2 I_L \cos\theta}{V_2 I_L \cos\theta + I_L^2 R_{eq} + P_o} \tag{4.35}$$

Para generalizar la expresión (4.35), se utiliza el índice de carga C, que fue presentado en (4.29), se consigue expresar el rendimiento de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{C V_2 I_{2nom} \cos\theta}{C V_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 I_{2nom}^2 R_{eq} + P_o} = \frac{C V_2 I_{2nom} \cos\theta}{C V_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o} \tag{4.36}$$

Donde P_{cc} corresponde a las pérdidas en el cobre nominales.

Las conclusiones que se pueden obtener de la anterior expresión se verifican en la figura 4.9, donde se grafica la relación existente entre el rendimiento y el índice de carga.

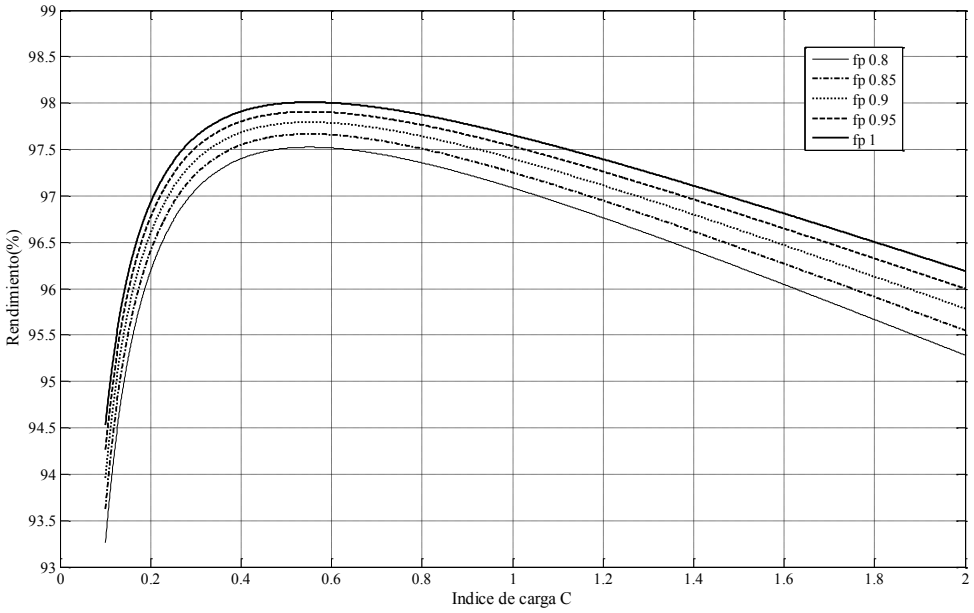


Figura 4.9 Rendimiento en función del índice de carga

De la figura 4.9 se observa que, para un índice de carga constante, el rendimiento desmejora a medida que decrece el factor de potencia de la carga.

Se observa que, para un factor de potencia constante, el rendimiento varió en función de *C*, alcanzándose un punto de rendimiento máximo, que es menor que el obtenido bajo condiciones nominales de carga. Para obtener dicho punto se deriva la expresión (4.36) con respecto a la corriente de carga y dicha derivada se iguala a cero, con el fin de obtener el máximo. De esta forma se obtiene:

$$C^2 P_{cc} = P_o \tag{4.37}$$

Es decir, cuando las pérdidas en el cobre igualan a las pérdidas en el núcleo, el rendimiento es máximo.

Los VA para eficiencia máxima se deducen como:

$$\frac{(VA)_{salida\ para\ \eta_{máx}}}{(VA)_{nom}} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \tag{4.38}$$

Debido a que generalmente las pérdidas en el núcleo son menores que las del cobre, entonces los VA para η_{max} son siempre menores que los $(VA)_{nominales}$. Esto corrobora lo presentado en la figura 4.9.

Ejemplo 4.4. Características de funcionamiento de un transformador

El rendimiento de un transformador monofásico de 75 kVA, 6600/380V, 60 Hz, es de 98,5% tanto para plena carga como para el 30% de carga, a factor de potencia unitario en ambos casos. La regulación a plena carga con un factor de potencia en la carga de 0,8 en atraso es del 4%.

Calcular:

a) ¿A qué valor de carga, se presentaría el rendimiento máximo?

b) Los parámetros de la rama de dispersión referidos al lado secundario.

Desarrollo:

a) El rendimiento está definido por:

$$\eta = \frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta}{CV_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o}$$

Para las dos condiciones de operación dadas se consigue un sistema de dos ecuaciones, dos incógnitas P_o *y* P_{cc}:

$$0{,}985 = \frac{200kW}{200kW + P_{cc} + P_o} \qquad 0{,}985 = \frac{66{,}67kW}{66{,}67kW + (0{,}3)^2 P_{cc} + P_o}$$

Cuya solución está definida por:

$$P_{cc} = 836{,}7W = P_{cunom} \qquad P_o = 305{,}41W$$

El valor de rendimiento máximo se presenta cuando las pérdidas en el cobre igualan las pérdidas en el núcleo, de esta manera:

$$(kVA)_{\eta máx} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \times kVA_{nom}$$

Donde las pérdidas en el cobre nominales corresponden a:

$$(kVA)_{\eta máx} = \sqrt{\frac{305{,}4}{836{,}7}}(75 \times 10^3)$$

$$(kVA)_{\eta máx} = 45{,}3$$

b) Los parámetros de la rama de dispersión en el lado secundario, constan de una resistencia relacionada con las pérdidas en el cobre y una reactancia asociada a los flujos de dispersión.

La resistencia puede determinarse de las pérdidas en el cobre calculadas previamente:

$$P_{cc} = 836,7W = I_{2nom}^2 R_{eq2} \qquad R_{eq2} = \frac{836,71W}{\left(\frac{75kVA}{380}\right)^2} = 0,0214\Omega$$

De la expresión de la regulación para las condiciones dadas, se calcula el valor de la tensión de cortocircuito porcentual reactiva μ_x:

$$u = C\,\mu_r \cos\theta + C\,\mu_X\ sen\theta$$

$$\mu_r = \frac{R_{eq2} \times \mathrm{I}_{2nom}}{U_{2nom}} 100\% = \frac{0,0214 \times \left(\frac{75kVA}{380}\right)}{380} 100\% = 1,11\%$$

$$4\% = (1 \times 1,11 \times 0,8) + (1 \times \mu_X \times 0,6)$$

$$u_X = 5,19\%$$

Por tanto, la reactancia referida al lado secundario es:

$$X_{eq2} = \frac{\mu_x \times U_{2nom}}{\mathrm{I}_{2nom}} = \frac{\frac{5,19}{100} \times 380}{\frac{75kVA}{380}} = 0,1\Omega$$

4.6.1. Influencia de la temperatura sobre el rendimiento

Para analizar este fenómeno se describirá el efecto que tiene la temperatura sobre las pérdidas en el transformador, las cuales a su vez influyen en el rendimiento del mismo.

Los materiales conductores de corriente eléctrica se ven afectados en su composición interna con los cambios de temperatura. Ante variaciones en ésta la resistencia óhmica de los materiales varia, razón por la cual es necesario realizar los ajustes pertinentes a través de factores de corrección, que permitan tener en cuenta dicho fenómeno. Los materiales conductores tales como el cobre varían su resistencia con la temperatura de forma lineal, obedeciendo a la ecuación:

$$R(T) = R_o\left(1 + (T - To)\right) \qquad (4.39)$$

Donde R_o es la resistencia medida a la temperatura T_0, y α es el coeficiente térmico de resistividad del material que para el caso del cobre es igual a 0.00393 ($^oC^{-1}$). En la figura 4.10 se ilustra la variación experimental de la resistencia en un conductor de cobre con respecto al incremento en la temperatura.

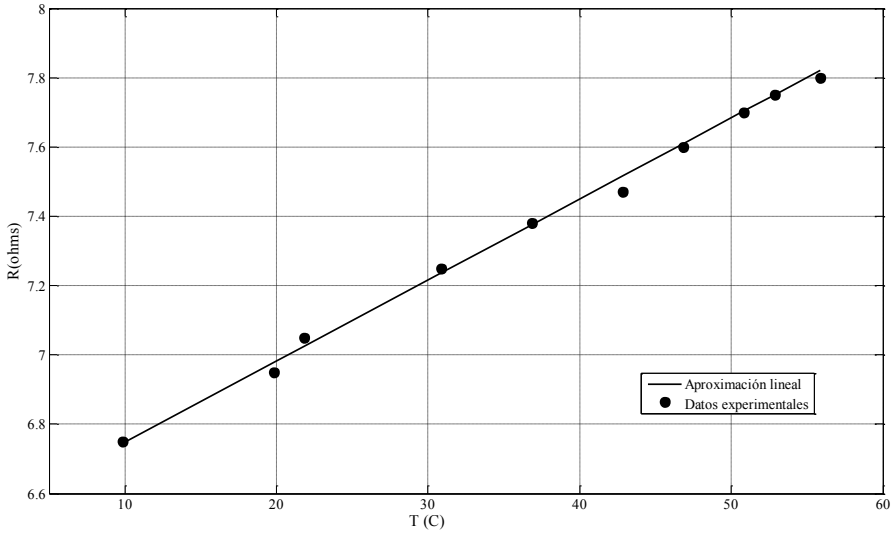


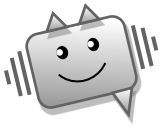
Figura 4.10 Variación de la resistencia de cobre con la temperatura

La variación de la resistencia ante la temperatura incide en gran manera sobre el rendimiento del transformador. Por ejemplo, si la temperatura aumenta, entonces la resistencia del devanado también lo hará, se incrementan las pérdidas en el cobre y se reduce el valor del rendimiento. Al considerar la dependencia de las pérdidas en la carga con la resistencia y a su vez la dependencia de ésta con la temperatura, es necesario realizar la corrección de las pérdidas a un valor de referencia de 85°C (vista en la ecuación 3.50), que es la temperatura que se considera de funcionamiento normal a plena carga para un transformador de distribución. A continuación, se presentan algunos valores de perdidas máximas en el cobre referidas a 85°C, para transformadores monofásicos y trifásicos, de acuerdo a la NTC818-1995 y NTC819-1995.

Tabla 4.2 Pérdidas con carga para transformadores monofásicos y trifásicos

Fuente: NTC 818, NTC 819 - 1995

Transformador monofásico serie AT ≤ 15 kV, serie BT ≤ 1,2 kV			**Transformador trifásico serie AT ≤ 15 kV, serie BT ≤ 1,2 kV**	
Potencia nominal en kVA	**Pérdidas con carga a 85°C**		**Potencia nominal en kVA**	**Pérdidas con carga a 85°C**
15	195		15	310
50	510		45	710
75	710		75	1090



La anterior expresión demuestra que un transformador ideal no puede almacenar energía; toda la energía que le entrega la fuente al transformador es la misma que se le entrega a la carga.

Enlace recomendado



4.6.2. Rendimiento cíclico $\eta_{cíclico}$

Aunque el rendimiento de un equipo o máquina está definido como la relación entre la potencia salida y la potencia de entrada, bajo ciertas circunstancias, su desempeño no puede ser juzgado solamente por este valor. Tal es el caso de los transformadores, los cuales suplen una carga que varía sobre un amplio rango a través de un ciclo de 24 horas. Por tal razón, es más conveniente definir un rendimiento cíclico, en términos de la energía de salida E_s respecto a la energía de entrada E_e en kWh, de la siguiente manera:

$$\eta_{cíclico} = \frac{E_s}{E_e} = \frac{(kWh)_{salida}}{(kWh)_{salida} + (kWh)_{pérdidas}} \tag{4.40}$$

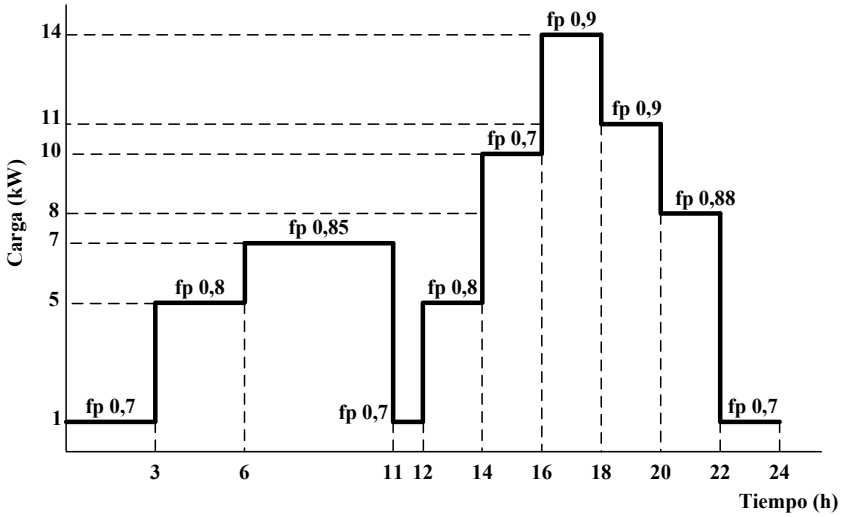
Este rendimiento cíclico energético no solo depende de las características del transformador si no también del ciclo de carga al cual esté sometido. La potencia de salida y las pérdidas son calculadas para un periodo de 24 horas, utilizando el ciclo de carga respectivo. Las pérdidas en el núcleo se consideran constantes durante el ciclo, en cambio las pérdidas en el cobre deberán ser calculadas a tramos de acuerdo a la variación de la carga.

Para efectos de estudio el ciclo de carga que es una curva diaria de consumo se asume como una función escalonada constituida por un cierto número de períodos de carga constante, como se ilustra en el ejemplo 4.5.

Ejemplo 4.5. Cálculo de rendimiento cíclico

Considere el siguiente ciclo de carga, para un transformador monofásico de 15kVA, 2400/240V, 60Hz. Según el protocolo de ensayos del transformador, las pérdidas en el núcleo fueron de 30W y las pérdidas en el cobre 130W.

Determinar el rendimiento energético del transformador cuando se aplica el siguiente ciclo de carga.



Horas	Salida	
	kW	fp
5	7	0,85
2	11	0,9
2	10	0,7
2	8	0,88
2	14	0,9
5	5	0,8
6	1	0,7

Ciclo equivalente escalonado para 24 horas

Desarrollo:

De acuerdo a los datos dados por el protocolo de ensayo, las pérdidas en el núcleo fueron de 30W, las cuales se consideran constantes. De esta forma la energía disipada en el núcleo en 24h corresponde a:

$$Energia_disipada_{nucleo} = \frac{30W \times 24h}{1000} = 0{,}72kWh$$

El valor de la resistencia equivalente está dado por:

$$\mathrm{I}_{1\,no\,\min al} = \frac{15000}{2400} = 6{,}25A \quad ; \quad R_{eq1} = \frac{P_{cu}}{\mathrm{I}^2_{1\,no\,\min al}} = \frac{130}{(6{,}25)^2} = 3{,}33\ \Omega$$

La salida diaria y la pérdida en la carga a lo largo del ciclo, se calculan en la siguiente tabla.

	Salida				I_{carga} (A)	$P_{carga} = I^2_{carga} \times R_{eq1}$ (kW)	Pérdida con carga (kWh)
Horas	kW	kWh	fp	kVA			
5	7	35	0,85	8,24	3,43	0,04	0,20
2	11	22	0,9	12,22	5,09	0,09	0,18
2	10	20	0,7	14,29	5,95	0,12	0,24
2	8	16	0,88	9,09	3,79	0,05	0,10
2	14	28	0,9	15,56	6,48	0,14	0,28
5	5	25	0,8	6,25	2,60	0,02	0,1
6	1	6	0,7	1,43	0,60	0,001	0,006
	Total	**152**					**1,1**

Donde la salida total corresponde a 152 kWh y la pérdida total en la carga es de 1,1 kWh. De tal manera que el rendimiento cíclico equivale a:

$$\eta_{cíclico} = \frac{(kWh)_{salida}}{(kWh)_{salida} + (kWh)_{pérdidas}} = \frac{152\,kWh}{152\,kWh + 0{,}72\,kWh + 1{,}11\,kWh} \times 100\,\% = 98{,}8\%$$

4.7. Valores en por unidad p.u.

La normalización de los parámetros y las variables de un transformador permiten simplificar en gran medida, los cálculos que realizan cuando se analizan condiciones operativas.

Un valor normalizado o en por unidad (p.u), está definido como la razón entre el valor real y un valor base, de acuerdo a (4.41):

$$Valor_{pu} = \frac{Valor_{real}}{Valor_{base}} \tag{4.41}$$

a. Para circuitos monofásicos

Generalmente para el caso específico de los transformadores monofásicos, se utilizan como valores base los VA y las tensiones nominales de ambos lados del transformador.

$$S_{base} = S_{nom} \tag{4.42}$$

$$V_{1_{base}} = V_{1nom} \tag{4.43}$$

$$V_{2_{base}} = V_{2nom} \tag{4.44}$$

Con estas bases quedan definidos los demás parámetros y variables del transformador:

$$V_{1_{pu}} = \frac{V}{V_{1base}} \tag{4.45}$$

$$I_{1_{base}} = \frac{V_{1base}}{S_{base}} \tag{4.46}$$

$$I_{2_{base}} = \frac{V_{2base}}{S_{base}} \tag{4.47}$$

$$Z_{1_{base}} = \frac{V_{1base}}{I_{1base}} = \frac{V_{1base}^2}{S_{base}} \tag{4.48}$$

$$Z_{2_{base}} = \frac{V_{2base}}{I_{2base}} = \frac{V_{2base}^2}{S_{base}} \tag{4.49}$$

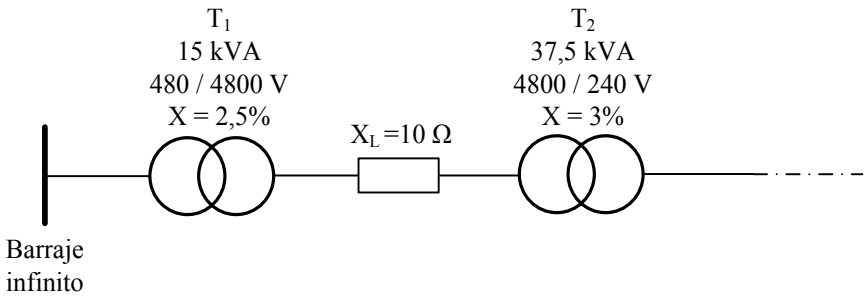
$$Z_{1_{base}} = a^2 Z_{2_{base}} \tag{4.50}$$

Como una de las características principales de la utilización de valores en p.u en transformadores, está el de las impedancias, las cuales una vez normalizadas tienen igual equivalencia en ambos lados del transformador, como se demuestra a continuación.

$$Z_{1_{pu}} = \frac{Z_1}{Z_{1base}} = \frac{Z_1}{a^2 Z_{2base}} = \frac{Z_2}{Z_{2base}} = Z_{2_{pu}} \tag{4.51}$$

Ejemplo 4.6. Valores en p.u circuito monófasico

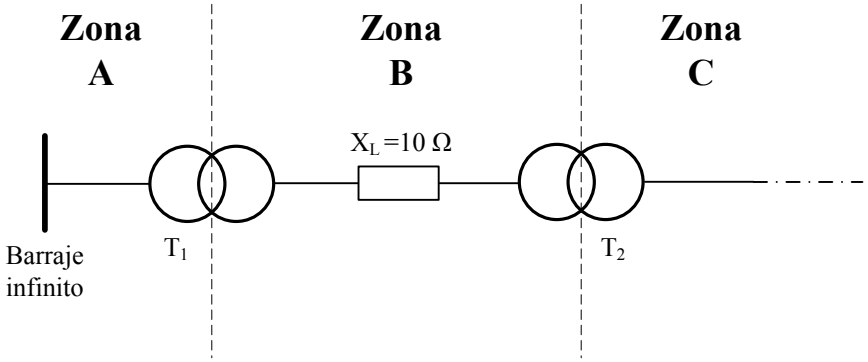
Considere el siguiente esquema monofásico que consta de dos transformadores (T_1) y (T_2) conectados mediante una línea sin pérdidas.



Determinar la tensión de cortocircuito del sistema, al considerar como bases 15 kVA y 480 V en el primario de T_1.

Desarrollo:

Con el fin de simplificar los cálculos se adopta el sistema en p.u. Se empieza con la definición de los valores base de tensión, en cada una de las zonas de la figura:



Las bases del sistema están dadas para la zona A, por lo tanto, S_{base} = 15 kVA y V_{baseA} = 480 V. Las bases de tensión para las demás zonas, se calculan considerando la relación de transformación de los transformadores, como se indica a continuación:

$$V_{baseB} = \frac{V_{baseA}}{a_{T1}} = \frac{480}{\frac{480}{4800}} = 4800V \qquad V_{baseC} = \frac{V_{baseB}}{a_{T2}} = \frac{4800}{\frac{4800}{240}} = 240V$$

Para el cálculo de las impedancias en p.u con respecto a las bases seleccionadas, se analiza lo siguiente: No es necesario modificar la impedancia de cortocircuito del transformador T_1, ya que coincide con las bases del sistema, por lo tanto:

$$X_{puT1} = \frac{X}{100} = 0{,}025\,p.u$$

Para la zona B, la impedancia base Z_{baseB} es:

$$Z_{baseB} = \frac{V_{baseB}^{\,2}}{S_{base}} = \frac{4800^2}{15\times10^3} = 1536\,\Omega$$

Por lo tanto, la impedancia de la línea en pu está definida por:

$$Z_{linea_pu} = \frac{Z_{linea}}{Z_{baseB}} = \frac{10}{1536} = 0{,}0065\,p.u$$

Con el fin de unificar todo el sistema a la misma base, es necesario determinar la nueva impedancia de cortocircuito del transformador T_2 de acuerdo a las nuevas bases.

$$Z_{base_C} = \frac{Z_{base_B}}{a_{T2}^{\,2}} = \frac{1536}{\left(\frac{4800}{240}\right)^2} = 3{,}84\Omega \qquad Z_{base_T2} = \frac{V_{baseT2}^{\,2}}{S_{base}} = \frac{(240)^2}{37{,}5\times10^3} = 1{,}536\Omega$$

$$X_{T2}(\Omega) = 0{,}03\times\frac{(240)^2}{37{,}5\times10^3} = 0{,}046\Omega$$

$$X_{T2_pu} = \frac{0{,}046}{Z_{base_C}} = \frac{0{,}046}{3{,}84} = 0{,}012\,p.u$$

En conclusión, para definir una impedancia en p.u con respecto a unas nuevas bases, se aplica:

$$Z_{(p.u_{nueva})} = Z_{p.u_antigua}\times\frac{\left(V_{base_antigua}\right)^2}{S_{base_antigua}}\times\frac{S_{base_nueva}}{\left(V_{base_nueva}\right)^2}$$

La tensión de cortocircuito porcentual del sistema completo corresponde a la sumatoria de las impedancias en porcentaje, por consiguiente:

$$\mu(\%) = \mu_{T1} + \mu_{T2} + \mu_{linea} = 2{,}5 + 1{,}2 + 0{,}65 = 4{,}35$$

Ejercicio propuesto 4.1. Valores en p.u

Utilizando el sistema del ejemplo 4.6, determinar la tensión de cortocircuito, cuando las bases son: S_{base}=5 MVA y V_{base}=30 kV.

A continuación, se determinan las expresiones para rendimiento y regulación del transformador en valores en p.u.

4.7.1. Pérdidas en el cobre en p.u

Como ya se ha mencionado, las pérdidas en el cobre para cualquier carga se expresan en función de las pérdidas en el cobre nominales P_{cc} así:

$$P_{cu} = C^2 P_{cc} = C^2 R_{eq1} I_{1nom}^2 = C^2 R_{eq2} I_{2nom}^2 \tag{4.52}$$

Al normalizar dichas pérdidas por la potencia aparente nominal del transformador se convierten en:

$$P_{cup.u} = \frac{C^2 R_{eq1} I_{1nom}^2}{S_{base}} = \frac{C^2 R_{eq2} I_{2nom}^2}{S_{base}} \tag{4.53}$$

Si se trabaja a carga nominal $C=1$ e $I_{1nom} = I_{1base}$, la expresión anterior queda:

$$P_{cup.u} = \frac{R_{eq1} I_{1base}^2}{S_{base}} = \frac{R_{eq1}}{Z_{1base}} = R_{eq1pu} = R_{eq2pu} \tag{4.54}$$

En conclusión, a carga nominal, el valor de las pérdidas en el cobre en valores p.u equivalen al valor de la resistencia equivalente en p.u del transformador.

4.7.2. Pérdidas en el núcleo en p.u

Las pérdidas en el núcleo se representan a través de la susceptancia g_c de la rama de magnetización, y se definen por:

$$P_o = V^2 . g_c \tag{4.55}$$

Donde V es la tensión de circuito abierto, es decir nominal. Al normalizar P_o, se obtiene:

$$P_{opu} = \frac{V^2 . g_c}{S_{base}} \tag{4.56}$$

A carga nominal, voltaje nominal:

$$P_{opu} = \frac{V_{base}^2 . g_c}{S_{base}} = g_{cpu} \tag{4.57}$$

4.7.3. Eficiencia en pu

De la sección 4.6 se determinó que:

$$\eta = \frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta}{CV_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o} \tag{4.58}$$

Al normalizar esta expresión por la potencia aparente, se obtiene la eficiencia en por unidad a cualquier carga:

$$\eta = \frac{\frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta}{S_b}}{\frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o}{S_b}} \tag{4.59}$$

Si se considera la eficiencia en por unidad para carga nominal, voltaje nominal se obtiene:

$$\eta = \frac{C \cos\theta}{C \cos\theta + R_{eqpu} + g_{cpu}} \tag{4.60}$$

4.7.4. Regulación de tensión en pu.

La expresión de la regulación de tensión en valores en p.u para un transformador, es más simplificada que la dada con anterioridad. Al retomar la definición de regulación de tensión para la figura 4.5:

$$u(\%) = \frac{\left|\frac{V_1}{a}\right| - \left|V_2\right|}{\left|V_2\right|} \times 100\% \tag{4.61}$$

Donde

$$\frac{V_1}{a} = \mathbf{I}_{L2}(R_{eq2} + jX_{eq2}) + V_2 \tag{4.62}$$

De las relaciones conocidas:

$$\frac{V_{1b}}{V_{2b}} = a \qquad V_{2b} = I_{2b}.Z_{2b} \tag{4.63}$$

Al dividir (4.62) entre $V_{2b,}$ se consigue:

$$\frac{V_1}{aV_{2b}} = \frac{\mathrm{I}_{L2}(R_{eq2} + jX_{eq2})}{V_{2b}} + \frac{V_2}{V_{2b}}$$
$$V_{1pu} = \frac{\mathrm{I}_{L2}(R_{eq2} + jX_{eq2})}{I_{2b}Z_{2b}} + \frac{V_2}{V_{2b}} = \left(\mathrm{I}_{L2pu}\angle \pm \theta\right)\left(Z_{eqpu}\angle\alpha\right) + V_{2pu} \tag{4.64}$$

Generalmente la regulación de tensión se expresa para condiciones de carga nominal, es decir $V_{2pu}=1$ e $I_{L2pu}=1$. Al tomar como referencia la tensión en la carga se consigue:

$$\left|V_{1pu}\right| = \left(1\angle \pm \theta\right)\left(Z_{eqpu}\angle\alpha\right) + 1\angle 0° \tag{4.65}$$

donde θ es el ángulo del factor de potencia de la carga y α es el ángulo de la impedancia de dispersión. Con el reemplazo de (4.65) en (4.61), se tiene:

$$u = \left|V_{1pu}\right| - 1 \tag{4.66}$$

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo de regulación en p.u.

Ejemplo 4.7. Cálculo de regulación en p.u

Con los siguientes datos que corresponden al ensayo de cortocircuito realizado a un transformador de 20 kVA, relación 2400/240 V, determinar la regulación de tensión a corriente nominal, para un factor de potencia igual a 0,9 en atraso.

	Potencia (W)	**Voltaje (V)**	**Corriente (A)**
Ensayo de cortocircuito	230	50	8,3

Desarrollo:

Del ensayo de cortocircuito se obtiene la impedancia del transformador:

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{P}{V_{cc}I}\right) = \cos^{-1}\left(\frac{230}{50\times 8{,}3}\right) = 56{,}34°$$

$$\left|Z_{eqpu}\right| = \frac{V_{cc}}{V_{base}} = \frac{50}{2400} = 0{,}0208 \qquad Z_{eqpu} = 0{,}0208\angle 56{,}34°$$

La expresión de la regulación en p.u está definida por:

$$u = \left|V_{1\,pu}\right| - 1 = 1\angle \pm\phi°.Z_{eqpu}\angle\alpha + 1\angle 0°$$

Al realizar los respectivos reemplazos para un factor de potencia de 0,9, se obtiene:

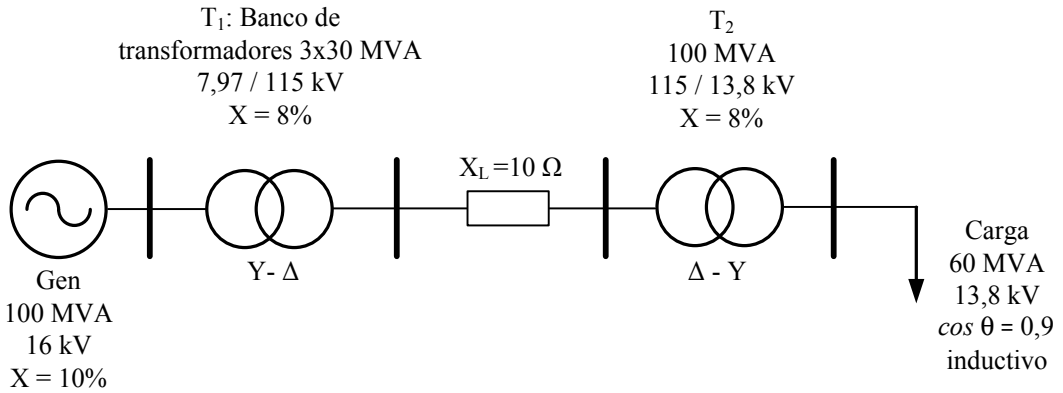
$$\text{u} = \left|V_{1pu}\right| - 1 = \left|(1\angle \pm\phi°)\left(Z_{eqpu}\angle\alpha\right) + 1\angle 0°\right| - 1$$
$$= \left|(1\angle -25{,}84°)\times(0{,}0208\angle 56{,}34°) + 1\angle 0°\right| - 1 = 0{,}018\ \text{pu}$$

b. Valores en p.u para circuitos trifásicos

En términos generales, la mayoría de estudios realizados sobre sistemas eléctricos de potencia trifásicos, se realizan sobre equivalentes monofásicos. Sin embargo, para la representación de un sistema trifásico en p.u, se dispone generalmente de datos de la tensión línea a línea y la potencia trifásica. A continuación, por medio de un ejemplo, se demuestra cómo el emplear bases trifásicas equivale a emplear las mismas bases que para el sistema monofásico.

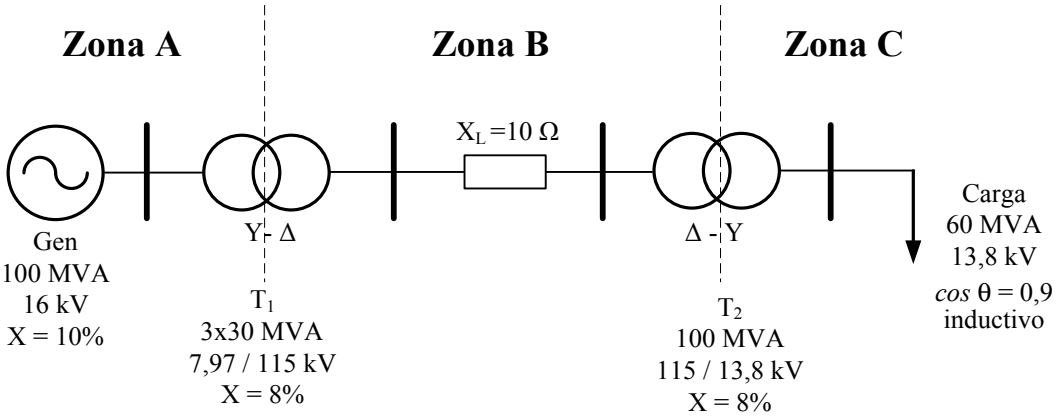
Ejemplo 4.8. Valores en p.u circuito trifásico

Considere el siguiente sistema que consta de dos transformadores trifásicos (T_1) y (T_2) conectados mediante una línea sin pérdidas. Si se consideran como valores base V_b= 115 kV y S_b= 100 MVA, expresar todo el sistema en p.u.



Desarrollo:

El sistema se divide en tres zonas, como se ilustra en la figura.



Se empiezan a definir los valores base de tensión en cada una de las zonas. Las bases del sistema están dadas para la zona B, por lo tanto $S_{base3\phi}$ = 100 MVA y $V_{base3\phi}$ = 115kV.

$$V_{pu3\phi} = \frac{V_{LB}}{V_{base3\phi}} = \frac{\sqrt{3}V_{fB}}{\sqrt{3V_{B1\phi}}} = V_{pu1\phi}$$

$$S_{pu3\phi} = \frac{S_{total}}{S_{base3\phi}} = \frac{3S_{1\phi}}{3S_{base1\phi}} = S_{pu1\phi}$$

De acuerdo a lo anterior, se comprueba que los valores de tensión y potencia en p.u del sistema trifásico, son equivalentes a los del sistema monofásico. De esta forma, la impedancia base queda definida por:

$$Z_{B3\phi} = \frac{\left(\frac{V_{LB}}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{S_{base3\phi}}{3}} = \frac{\left(V_{LB}\right)^2}{S_{base1\phi}} = Z_{B1\phi}$$

Las bases de tensión para las demás zonas se calculan considerando la relación de transformación de los transformadores, como se indica a continuación:

$$V_{baseA} = a_{T1}V_{baseB} = \frac{13{,}8\times10^3}{115\times10^3}\times115\times10^3 = 13{,}8\ kV = \frac{V_{baseB}}{a_{T2}} = V_{baseC}$$

La impedancia base para la zona B será:

$$Z_{baseB} = \frac{\left(115\times10^3\right)^2}{100\times10^6} = 132{,}25\,\Omega$$

Las impedancias base para las zonas A y C quedan definidas según:

$$Z_{baseA} = a_{T1}^2 \times Z_{baseB} = \left(\frac{13{,}8\times10^3}{115\times10^3}\right)^2 \times 132{,}25 = 1{,}9044 = Z_{baseC} = \frac{Z_{baseB}}{a_{T2}^2}$$

A continuación, se convierte todo el sistema a p.u con las bases establecidas.

$$X_{genp.u} = 0{,}1 \times Z_{basegen} \times \frac{1}{Z_{baseA}} = 0{,}1 \times \frac{\left(16\times10^3\right)^2}{100\times10^6} \times \frac{100\times10^6}{\left(13{,}8\times10^3\right)^2} = 0{,}13\,p.u$$

$$X_{T1p.u} = 0{,}08 \times Z_{baseT1} \times \frac{1}{Z_{baseB}} = 0{,}08 \times \frac{\left(115\times10^3\right)^2}{90\times10^6} \times \frac{100}{\left(115\times10^3\right)^2} = 0{,}088\,p.u$$

$$X_{linp.u} = \frac{X_{linea}}{Z_{baseB}} = \frac{10}{132{,}25} = 0{,}075\,p.u \quad X_{T2p.u} = 0{,}08\,p.u \quad Z_{cp.u} = \frac{13{,}8\times10^3}{60\times10^6} \times \frac{100}{13{,}8\times10^3} = 0{,}6\,p.u$$

Ejercicios propuestos

4.1. Con los datos del sistema del ejemplo 4.8, determinar el nivel de tensión requerido en el generador, si la carga demanda potencia nominal a tensión nominal.

4.2. Un transformador monofásico de 75 kVA, 13200/240 V, 60Hz, presenta 210 W de pérdidas en el núcleo y 710 W en el cobre. El ciclo de carga diaria es el siguiente:

De 9 p.m a 6 a.m	Permanece uniforme a 1/2 de plena carga
De 6 a.m a 9 a.m	Permanece uniforme a 1/3 de plena carga
De 9 a.m a 12 p.m	Permanece uniforme a plena carga
De 12 m a 1 p.m	Permanece uniforme a 1/2 de plena carga
De 1 p.m a 6 p.m	Permanece uniforme a plena carga
De 6 p.m a 9 p.m	Permanece uniforme a 1/3 de plena carga

Determinar:

a) El rendimiento del transformador a las 7 de la noche, para un fp = 0,80 en atraso a voltaje nominal.
b) ¿Para qué corriente de carga se presenta el rendimiento máximo?

4.3. Se tiene un transformador monofásico de 100 kVA, 40000/220 V, 60 Hz, con pérdidas en el núcleo de 800W, pérdidas en los devanados a plena carga de 2700W y tensión de cortocircuito igual a 6%.

Calcular:

a) Carga a la cual se obtiene máximo rendimiento.
b) Caída de tensión secundaria a plena carga, con factor de potencia 0,6 en atraso.
c) Corriente de cortocircuito de régimen permanente en el secundario.
d) Valor máximo de la corriente de cortocircuito secundaria.

4.4. Realizar las gráficas de regulación (figuras 4.7 y 4.8) para cargas capacitivas.

5

Devanados y aislamiento en el transformador

5.1. Introducción

El sistema de aislamiento del transformador es considerado una de las estructuras más importantes en el diseño y operación del mismo, ya que se encarga de conseguir, que el proceso de conversión de energía que se produce en el equipo, se realice en forma adecuada y segura, al aislar las partes activas del equipo que se encuentran a diferentes potenciales. Cuando se afecta el aislamiento, específicamente, el papel (que se emplea en la construcción de las bobinas), se considera que se ha afectado la vida misma del transformador.

El sistema de aislamiento de un transformador es un poco complejo, debido a la utilización de distintos tipos de materiales, entre los cuales se encuentran: el aislante sólido como el papel y el cartón, el aislante líquido como el aceite (mineral, sintético o vegetal) o el aislante gaseoso, como el aire y el nitrógeno.

En este capítulo se presentan algunos conceptos básicos de la construcción de los devanados, incluidos algunos conceptos de aislamiento.

5.2. Conceptos básicos sobre aislamiento

Un material aislante es aquel que presenta una escasa conductividad eléctrica y por tanto puede despreciarse la corriente que fluye por él. Estos materiales se emplean en el transformador para asegurar un aislamiento eléctrico entre los conductores que conforman las bobinas, entre estas y entre estas y núcleo y tanque.

El aislamiento de un transformador debe ser diseñado tanto para soportar los niveles de tensión de operación normal, así como los presentados bajo condiciones extremas: sobrecargas, descargas atmosféricas, cortocircuitos, entre otros. Realizar un estudio sobre las estructuras aislantes en los transformadores se traduce en estudiar las propiedades de los materiales aislantes.

En términos generales, los materiales aislantes poseen mucha más resistencia dieléctrica de la que pueda usarse, debido a que es prácticamente imposible diseñar estructuras de aislamiento que sometan al material a una tensión uniforme. Las concentraciones locales de tensión, más que los valores medios de la misma, son las que vencen la resistencia dieléctrica del aislante y están determinadas por la configuración de la estructura. Entre los factores que afectan en gran medida el aislamiento se encuentran: los gradientes de tensión y la temperatura. A continuación se explica el efecto de ambos sobre el desempeño del aislamiento.

5.2.1. Utilización del aislamiento

Considere la estructura presentada en la figura 5.1, compuesta de dos electrodos, que bien pueden representar el fenómeno que sucede en una bobina o en los extremos de ella, ó entre bobinas, las cuales están siendo alimentadas por una fuente alterna.

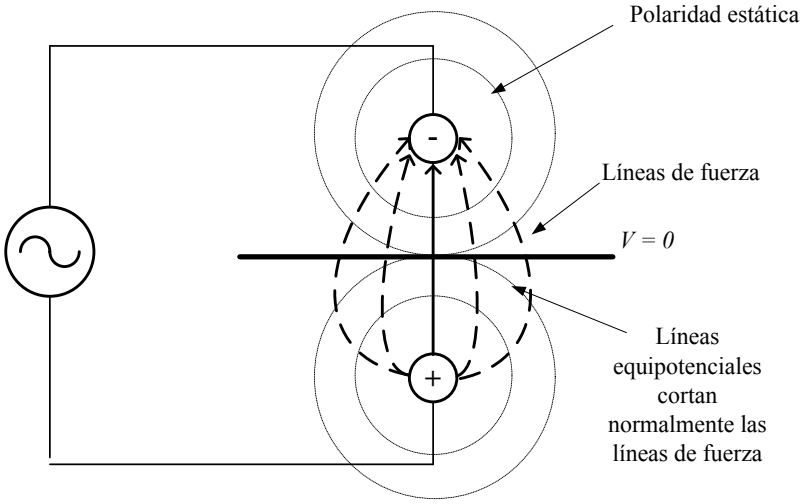


Figura 5.1 Superficie equipotencial

La tensión entre conductores no es uniforme pues es más intensa en la cercanía del conductor o electrodo y es nula en el centro (se observa que existe una línea donde el nivel de tensión es igual a cero). Alrededor de ella se encuentran líneas equipotenciales, en las cuales todo punto tendrá un igual nivel de tensión. El esfuerzo dieléctrico en un punto es función de la densidad

de líneas equipotenciales. Con el fin de evitar el rompimiento y posteriormente la circulación de corriente entre electrodos, se debe utilizar un material aislante entre ellos.

Un circuito equivalente aproximado del material aislante que es preciso ubicar entre los dos electrodos *A* y *B*, está representado por un capacitor *C* en serie con una resistencia de pérdidas R_p y una resistencia de aislamiento R_a en paralelo, como lo muestra la figura 5.2.

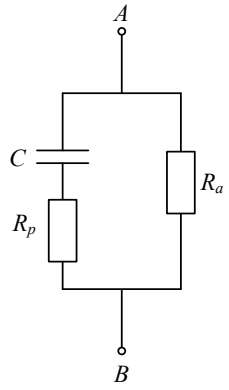


Figura 5.2 Circuito básico representativo de un material dieléctrico

La resistencia R_p representa las pérdidas por efecto Joule que se presentan debido a las corrientes de fuga que aparece en el material aislante, cuando esta sometido a una diferencia de tensión.

La capacitancia *C* depende de las constantes dieléctricas de los materiales aislantes utilizados para separar los electrodos y de la geometría de la estructura misma, como se analiza a continuación.

5.2.2. Constante dieléctrica o permitividad relativa

El circuito básico para representar un material aislante entre dos electrodos planos consta de un capacitor. La capacitancia electrostática *C* está definida como:

$$C = \varepsilon \times \frac{S}{d} \tag{5.1}$$

Donde *S* representa el área de las platinas, d es la separación entre platinas y ε es la permitividad absoluta del material dieléctrico, la cual es una medida de la energía electrostática almacenada en él y por tanto depende del tipo de material. Si en la expresión 5.1, se expresa la permitividad absoluta del dieléctrico empleado, por el producto $\varepsilon_o \varepsilon_r$, donde ε_o es la permitividad del vacío ($8{,}85\times10^{-12}$ F.m^{-1}) y ε_r es la permitividad relativa (generalmente denominada constante dieléctrica o capacidad inductiva específica (CIE)), se obtiene:

$$C = \varepsilon_o \varepsilon_R \times \frac{S}{d} \tag{5.2}$$

donde la constante dieléctrica *CIE* es:

$$K = \varepsilon_R = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_o} \tag{5.3}$$

Debido a que el valor más pequeño de permitividad es la del vacío, todos los materiales tendrán una constante dieléctrica mayor que uno. La constante dieléctrica de cualquier material varía con la temperatura y la frecuencia, pero el calentamiento que se produce en el dieléctrico es despreciado a bajas frecuencias (sistemas industriales a 50 ó 60 Hz).

La capacidad electrostática *C* en un transformador, se presenta entre bobinas, entre bobinas y núcleo, entre bobinas y tanque, entre otros, y como ya se mencionó, depende del material empleado como aislante. Por tanto, la constante dieléctrica (*CIE*) influye en forma considerable sobre la capacidad electrostática; a mayor *CIE* mayor capacidad electrostática (*C*). En la tabla 5.1, se presentan las permitividades relativas de algunos materiales.

Tabla 5.1 Valores de permitividad relativa para algunos materiales

Material	***(CIE)* ó ε_R**
Aceite mineral	2 - 2,4
Aire	1,0
Papel seco	1,5
Papel impregnado en aceite	4,1 – 4,3
Nomex T-994	4

Para mejorar la condición de aislamiento entre electrodos de la figura 5.2, se propone llenar una mitad del espacio comprendido entre los dos electrodos con aire y el resto con aceite, para analizar cómo se distribuye el voltaje. Por efectos de aproximación, se considera una *CIE* igual a 1 para el aire e igual a 2 para el aceite, igual área para ambos medios es igual, e igual separación entre ellos. Por tanto, la capacitancia electrostática para dicha configuración es:

$$C_{aire} = \frac{\varepsilon_0 S}{d} = C_0 \tag{5.4}$$

$$C_{aceite} = \frac{2\varepsilon_0 S}{d} = 2C_0$$

Se obtiene una relación entre las capacidades dada por:

$$2 \times C_{aire} = C_{aceite} \tag{5.5}$$

Se ubica una placa metálica entre los dos electrodos que se asemeja a la superficie equipotencial de valor cero, como se ilustra en la figura 5.3.

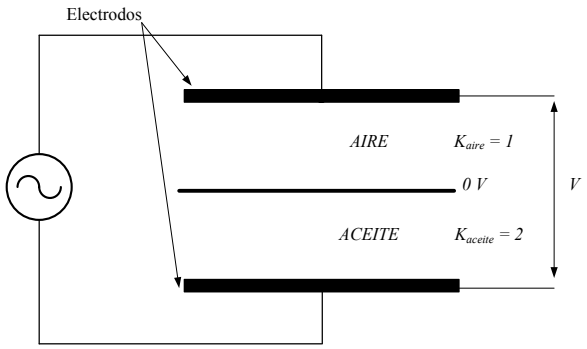


Figura 5.3 Superficie equipotencial separada por una placa metálica

Las impedancias capacitivas Z_c para cada material empleado en la figura 5.3, están dadas por:

$$Z_{c_aire} = -j\frac{d}{\omega\varepsilon_o S} \qquad Z_{c_aceite} = -j\frac{d}{2\omega\varepsilon_o S} \tag{5.6}$$

Al realizar un divisor de tensión para determinar la distribución de tensión sobre cada material se tiene:

$$V_{c_aceite} = \frac{Z_{c_aceite}}{Z_{c_aceite} + Z_{c_aire}} \times V = \frac{1}{3}V \tag{5.7}$$

y para el aire:

$$V_{c_aire} = \frac{Z_{c_aire}}{Z_{c_aceite} + Z_{c_aire}} \times V = \frac{2}{3}V \tag{5.8}$$

La figura 5.4 ilustra la distribución de la tensión, para la situación descrita por la figura 5.3.

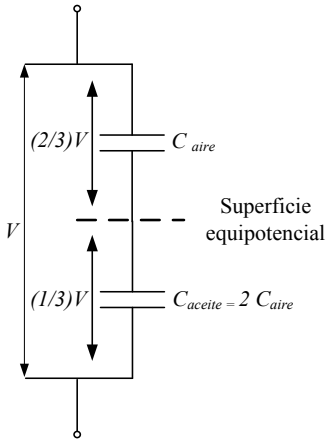
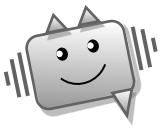


Figura 5.4 Distribución de tensión sobre los materiales aislantes

Se concluye que si un material de mejor permitividad relativa como el aceite (comparado con el aire), es empleado como aislante en alguna región, se reduce el esfuerzo en ella, pero aumenta el esfuerzo en la región con más baja permitividad. Esto a su vez, incrementa la posibilidad de presentarse una ruptura en dicho material.



Esta es una de las razones por las cuales es necesario eliminar burbujas de aire del aislante empleado en el transformador, así como la humedad que pueda contener el papel empleado en la construcción de las bobinas.

5.2.3. Ruptura del aislamiento

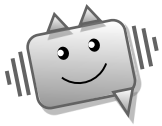
El término descarga disruptiva (o rotura del dieléctrico) se aplica a los fenómenos asociados con la falla del aislamiento bajo condiciones de operación, en la cual, la descarga cortocircuita completamente el aislamiento. Las descargas pueden ocasionar la perdida permanente de las características dieléctricas del material, en el caso de dieléctricos sólidos, u ocasionar la pérdida temporal, en el caso de dieléctricos líquidos o gaseosos.

Cuando ocurre una descarga disruptiva, se utilizan los siguientes términos de la tabla 5.2, de acuerdo al tipo de material utilizado como dieléctrico:

Tabla 5.2 Tipo de ruptura del dieléctrico

Tipo de material aislante	Término
Medio gaseoso o líquido	Salto de chispa *(sparkover,* en inglés*)*
Medio gaseoso o líquido (en la superficie)	Contorneo *(flashover, ,* en inglés*)*
Medio sólido	Perforación *(puncture,* en inglés)

Cuando las descargas entre electrodos o conductores se producen sin reducción de la tensión a cero, se denominan no disruptivas y pueden ser consideradas como descargas parciales.



Una descarga parcial es aquella que se presenta al interior o en la superficie del aislamiento, pero que no representa perforación total del mismo.

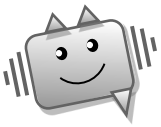
5.3. Aspectos generales del sistema de aislamiento de un transformador

Entre los materiales más utilizados se encuentran:

5.3.1 Materiales aislantes líquidos

Los fluidos dieléctricos constituyen una parte fundamental de los transformadores sumergidos en líquido y entre sus funciones principales se encuentran: actuar como un medio aislante para prevenir la formación de arcos entre puntos con alta diferencia de potencial (por ej., entre conductores), así como medio refrigerante (por convección), al disipar el calor generado en el interior del transformador cuando se encuentra en operación.

El líquido más utilizado es el aceite mineral, el cual se obtiene a través de un proceso de refinación del petróleo. Estos aceites se destacan por su baja viscosidad (lo cual les permite fluir fácilmente, para evacuar el calor generado internamente en el transformador), alta rigidez dieléctrica (es decir capacidad de soportar altos niveles de tensión antes de sufrir ruptura) y alta resistencia tanto a la oxidación como a la aparición de lodos, entre otros.



Uno de los principales inconvenientes del aceite mineral es su punto de inflamación, el cual una vez alcanzado puede ocasionar un peligro de explosión del transformador. Como una de las alternativas se tienen los fluidos sintéticos (como siliconas) cuyo punto de inflamación esta sobre los 300°C.

El aceite sufre un proceso de envejecimiento, es decir con el tiempo se altera, se oxida, forma productos ácidos y puede llegar a crear lodos, que impiden una adecuada refrigeración de los devanados. Entre los factores que intervienen en este proceso degenerativo se encuentran: el aire (oxigeno), temperaturas altas debido a sobrecargas, calentamientos locales, la luz, la humedad, entre otras. Para evitar la oxidación temprana del aceite y por tanto la formación de lodos y acidez, se acostumbra adicionar inhibidores sintéticos. Por esta razón existe la clasificación de aceites inhibidos, parcialmente inhibidos y no inhibidos.

Las pruebas para la verificación de la calidad del aceite son ensayos que se encuentran normalizados por estándares y se realizan al tomar muestras del fluido, para verificar las siguientes características del aceite:

a) Propiedades físicas

- Densidad: A mayor densidad, mayor dificultad del líquido en evacuar el calor.
- Tensión interfacial: Esta prueba es usada como una indicación del grado de deterioro de los aceites en servicio.
- Contenido de agua: Proporciona una indicación sobre el contenido de agua presente en la celulosa (papel). Es necesario tener un bajo contenido de agua para alcanzar una rigidez dieléctrica alta y así maximizar la vida del sistema aislante. La norma establece un máximo de 30 partes por millón.
- Punto de inflamación: Un punto de inflamación bajo indica la presencia de sustancias volátiles combustibles en el aceite. No debe confundirse con el punto de combustión, que es más alto.
- Viscosidad: Es una medida de la resistencia que presenta el aceite a fluir sin el efecto de fuerzas externas. Es una característica que influye sobre la capacidad del aceite para evacuar el calor generado en la parte activa (devanados y el núcleo).
- Punto de congelación: Es la temperatura más baja a la cual fluye el aceite.
- Color y apariencia: El color y la apariencia proporcionan información rápida y valiosa acerca del estado del aceite. Por ejemplo, un color oscuro, podría significar deterioro del aceite, debido a agua libre, fibras de celulosa, impurezas entre otras.

b) Propiedades eléctricas

- Rigidez dieléctrica en corriente alterna:

  La rigidez dieléctrica es la propiedad de un material aislante de oponerse a ser perforado por la corriente eléctrica. Su valor se expresa por la relación entre la tensión máxima que puede apreciarse sin que el aislamiento se perfore (tensión de perforación) y el espesor de la pieza aislante. Se expresa en kV/mm. El valor de la rigidez depende del contenido de agua y partículas del aceite. Valores bajos de rigidez aumentan el riesgo de falla del equipo.

  Los materiales aislantes sumergidos en aceite, tienen una mejor rigidez dieléctrica comparados con los que se encuentran en contacto con el aire.

- Resistividad: Un valor bajo indica la presencia de humedad y contaminantes conductivos.

- Factor de pérdida (o disipación o Tg delta): Permite detectar las variaciones químicas del aceite, ya sea, debido al proceso normal de envejecimiento o ante la presencia de sustancias extrañas. Altos factores de potencia indican deterioro y/o contaminación del mismo.

c) Propiedades químicas

- Gravedad específica: Da una indicación del tipo de aceite empleado: nafténico o parafínico.
- Número de neutralización: Es una medida de los constituyentes o agentes contaminantes ácidos presentes en el aceite.

Entre otras propiedades se encuentran: estabilidad ante oxidación, contenido de inhibidores y tendencia a absorción de gases.

Desde la década de los 90's, se han desarrollado líquidos dieléctricos de origen vegetal (a base de semillas de soja, girasol, maíz), los cuales mejoran en ciertas características a los de origen mineral. Su utilización en transformadores ha cobrado un gran interés en los últimos años, debido a su carácter biodegradable. A continuación, en la tabla 5.3, se presenta un cuadro comparativo de algunas características del aceite mineral y el aceite vegetal.

Tabla 5.3 Comparación aceite mineral vs aceite vegetal. *Fuente: CIGRE*

	Aceite Mineral	**Aceite vegetal**
Viscosidad (100°C)	2,3	7,9
Punto de combustión (°C)	170 – 180	>350
Punto de inflamación (°C)	160 - 170	>300

Enlace recomendado

5.3.2 Materiales aislantes sólidos

Entre los aislantes sólidos más utilizados en el transformador se encuentra el papel, el cual está compuesto de fibras vegetales obtenidas de plantas como el algodón, cáñamo y arboles coníferos, cuyas células contienen principalmente celulosa ($C_6H_{10}O_5$). Entre las principales características que presenta el papel se encuentran su alto grado de pureza, alta resistencia

mecánica, alta rigidez dieléctrica y su óptima impregnación con el aceite. Es notable el aumento de la rigidez dieléctrica que presenta el papel cuando se impregna de aceite, por ejemplo, el papel *Presspan* seco soporta 2 kV/mm, pero al humedecerlo en aceite dieléctrico nuevo, su rigidez se incrementa a 10 kV/mm.

Otro elemento de gran aplicación en el aislamiento entre vueltas de los devanados de transformadores es el cartón prensado o *pressboard*, el cual da forma a estructuras de aislación rígidas. Entre las propiedades que se tienen en cuenta del papel están la densidad, la tensión mecánica, contenido de humedad, entre otras.

El aislamiento entre bobinas adyacentes generalmente es sólido, con el fin de proporcionar un soporte mecánico y dar una rigidez dieléctrica alta respecto a las tensiones transitorias de corta duración. También es común encontrar aislamiento sólido entre capas de un devanado o entre devanados.

5.3.3 Materiales aislantes gaseosos

Los gases aislantes más utilizados en los transformadores son el aire y el nitrógeno. Los transformadores que emplean los gases nombrados son por lo general de construcción sellada**.**

5.3.4 Barnices y resinas

Se utilizan generalmente para cubrir con una capa delgada los conductores que componen las bobinas de un transformador. Los barnices más utilizados son aquellos conocidos como *solventless*, fabricados a base de resina epóxica y poliéster.

5.3.5. Clasificación de los aislamientos

Una de las clasificaciones existentes para los aislamientos está relacionada con la temperatura, debido a que ésta influye en la potencia máxima que puede suministrar el transformador a la carga. A mayor nivel de potencia, mayores serán las pérdidas y por tanto mayor el calor que se genera internamente, durante el proceso de conversión de energía. Normalmente, los materiales aislantes son sensibles a la temperatura y cuando ésta es excesiva, puede afectar la integridad del transformador.

En la tabla 5.4 se presentan las clases nominales de aislamientos según la temperatura, definidos en la NTC 317.

Tabla 5.4 Clasificación de aislamientos según temperatura

Clase	Tipo de material
105	Algodón, seda y papel impregnados, cubiertos o inmersos en un líquido dieléctrico.
120	Igual que los de clase 105, pero que debido al grado de estabilidad térmica pueden someterse a esta temperatura.
150	Mica, fibra de vidrio, asbesto
185	Elastómeros siliconados, mica, fibra de vidrio, asbesto
220	Elastómeros siliconados, mica, fibra de vidrio, asbesto, con mezclas adecuadas que le permitan soportar esta temperatura.

5.4. Aspectos constructivos de devanados y aislamientos

5.4.1. Construcción de bobinas

En general, para la elaboración de las bobinas de un transformador, se utiliza como materia prima conductores y aislamientos. Los devanados de alta y baja tensión de los transformadores se elaboran con conductores redondos, rectangulares, flejes o barras de cobre o aluminio, que presentan una alta conductividad. Los conductores de los devanados están aislados entre sí; en transformadores de baja potencia y tensión se utilizan hilos esmaltados o barnizados, mientras que, en transformadores de mayor potencia, se emplean pletinas rectangulares encintadas con papel.

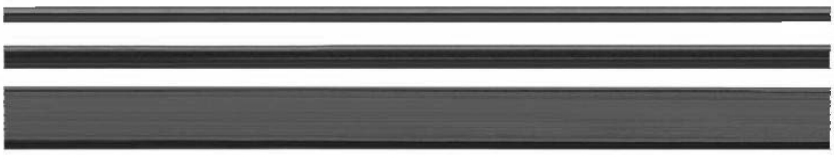


Figura 5.5 Conductores barnizados (circulares y rectangulares)

Fuente: Catalogo de Centelsa

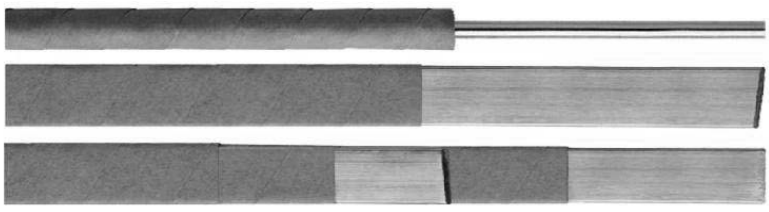


Figura 5.6 Conductores empapelados

Fuente: Catalogo de Centelsa

En transformadores trifásicos de hasta 150 kVA, la bobina de baja tensión generalmente, está conformada por fleje de cobre, debido a los altos niveles de corriente y la bobina de alta tensión por conductores esmaltados.

Las bobinas se construyen en capas como se ilustra en la figura 5.7, donde se emplean varios conductores en paralelo, para conformar una espira. De acuerdo al número total de espiras de la bobina, se determina el número de capas al considerar tanto, el tipo de conductor empleado como del espacio disponible en el núcleo para ubicar la bobina. Cuando se trabaja con fleje, una capa está conformada por una sola espira y cuando se utiliza conductor, una capa está conformada por varias espiras, según la figura 5.7.

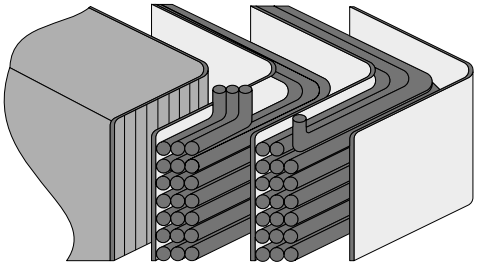


Figura 5.7 Construcción de bobinas

El proceso de fabricación de las bobinas consiste en enrollar desde varias hasta miles de vueltas de conductor sobre una formaleta, alternando con capas de papel. La práctica común de elaborar una bobina, consiste en devanar primero la bobina de baja tensión y posteriormente la de alta tensión, esto con el fin de evitar elevados gradientes de potencial con respecto al núcleo. Ambos devanados están provistos de canales de refrigeración (obtenidos con la inserción de ductos entre capas), como se ilustra en la figura 5.8, que permiten la libre circulación del aceite y por tanto una adecuada evacuación del calor debido a las pérdidas en los devanados.

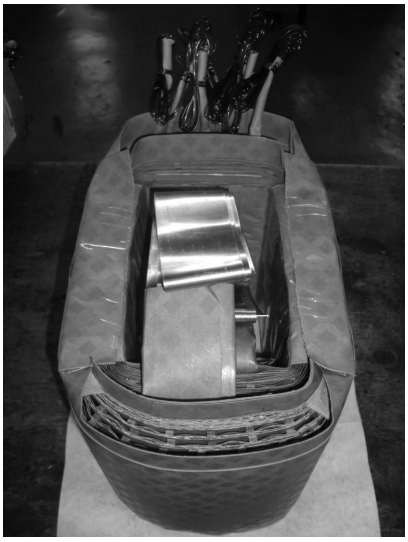


Figura 5.8 Ductos de refrigeración en bobinas

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Los arreglos tradicionales de bobinas incluyen esquemas tales como baja tensión-alta tensión y baja-tensión-alta tensión-baja tensión, dependiendo de las necesidades de transformación requeridas por el usuario. Con respecto a los aislamientos se tienen diversos papeles, que pueden ser del tipo presspan revestido con resina epoxi termoestable, como la que se presenta en la figura 5.9. La función de dicha resina es pegar íntegramente el papel al devanado, formando un conjunto muy resistente a desplazamientos, lo cual permite lograr una adecuada resistencia a los esfuerzos presentes bajo condiciones de cortocircuitos.

También se utiliza papel crepé, cartones de diferentes espesores para realizar los ductos separadores y papel crepé en forma tubular, que le permite tener flexibilidad y tiene una alta rigidez dieléctrica. Este último es especial para salida de terminales



Figura 5.9. Papel con rombos epóxicos

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

El proceso básico de fabricación de una bobina con configuración (baja tensión – alta tensión), correspondiente a un transformador de distribución, que emplea fleje para la bobina de baja tensión y conductor circular para la bobina de alta tensión, se describe a continuación.

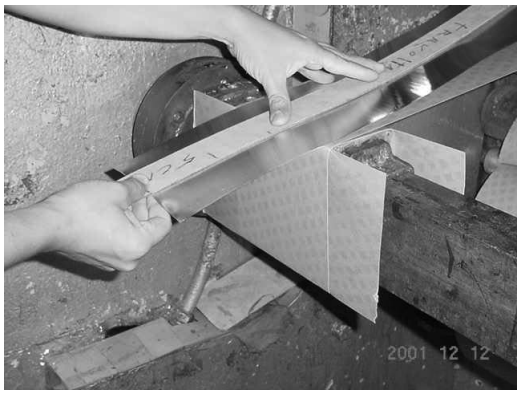
Inicialmente, se coloca un molde de bobina o mandril en la máquina bobinadora, cuyas dimensiones están definidas previamente, de acuerdo al nivel de tensión y potencia del transformador a construir. Sobre dicho molde se irán devanando paulatinamente las capas de conductor y papel de las bobinas, primero para la bobina de baja tensión y posteriormente para la bobina de alta tensión. Al final del proceso de bobinado, dicho molde es extraído de la bobina. Una vez instalado el molde sobre la máquina bobinadora, se ubica una capa de cartón comprimido como papel presspan o pressboard, denominada casquillo, la cual permite aislar la primera vuelta de conductor respecto al núcleo y a la vez brindar soporte mecánico a la bobina (figura 5.10a). Este aislamiento es calculado con la prueba de baja frecuencia o de tensión aplicada, que se explica más adelante en la sección 5.4.3.

Para iniciar el devanado de baja tensión, se sacan los terminales que corresponden al principio de la bobina, mediante unos cortes y dobleces que se le realizan a la lámina o fleje. Una vez se devana la primera capa de fleje es preciso disponer de una capa o varias capas de papel, para aislarla con respecto a la siguiente de fleje. Con el fin de proveer a la bobina de una adecuada refrigeración (espacios libres para la circulación del aceite), se emplean cada determinado número de vueltas de papel, canales espaciadores como se presenta en la figura 5.10 b). En la última capa de fleje, se sacan los terminales que corresponden al final de la bobina. Cuando se devanan todas las capas de fleje de la bobina de baja tensión, es preciso

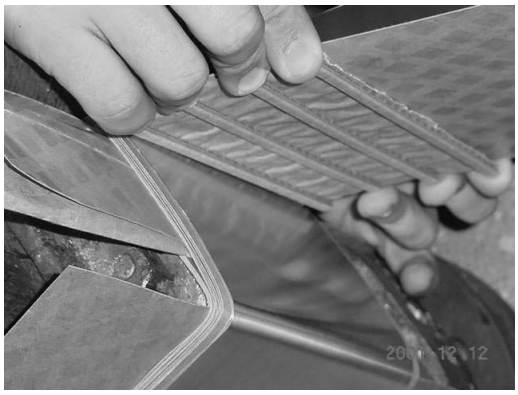
disponer una barrera entre baja y alta tensión, mediante la disposición de capas de papel aislante. Las especificaciones en cuanto al espesor y capas de papel de esta barrera, están definidos de nuevo por la prueba de baja frecuencia o de tensión aplicada. La barrera se realiza con un papel más ancho que el empleado en las capas internas de la bobina, con el fin de aumentar la distancia de fuga y evitar el salto entre baja y alta tensión.

Una vez se devana la barrera, se inicia el devanado de la bobina de alta tensión compuesta de varias capas, cada una con varias vueltas de conductor circular, como se observa en la figura 5.10 c). Como el conductor que se utiliza es esmaltado, este aislamiento es suficiente para aislar entre espiras. De manera similar a la bobina de baja, se sacan los terminales iniciales de la bobina de alta, antes de iniciar la construcción de dicha bobina. Una vez se devana el número de espiras por capa calculado, se ubican capas de papel, para aislar entre capas de conductor. Generalmente por aspectos de regulación, se sacan terminales o taps cada determinado número de vueltas de la bobina de alta tensión, con el fin de conectarlos al conmutador de derivaciones. Esto con el fin de disponer de cuatro niveles de tensión, adicionales al nominal (± 2,5% y ±5%), para asegurar al cliente un nivel de tensión lo más constante posible ante variaciones en el lado primario. Una vez se han devanado todas las capas de papel y conductor de alta tensión, se sacan los terminales finales de la bobina y se cubre con más capas de papel con el fin de aislarla respecto al exterior (figura 5.10 d)).

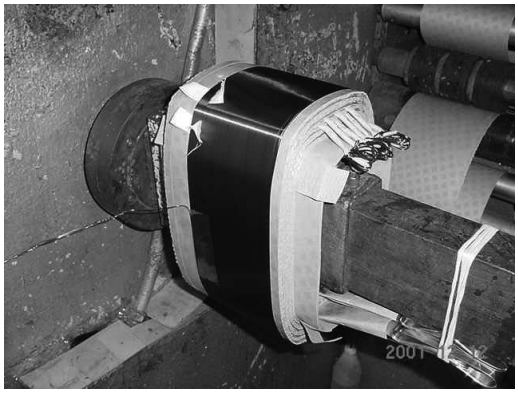
Es importante mencionar los cabezales o collarines que son excedentes de papel y cartón que se dejan en las partes externas de las bobinas en sentido axial, para luego doblarlos contra el núcleo. En la figura 5.10, se ilustran algunos pasos del proceso constructivo de bobinas de transformadores de distribución.



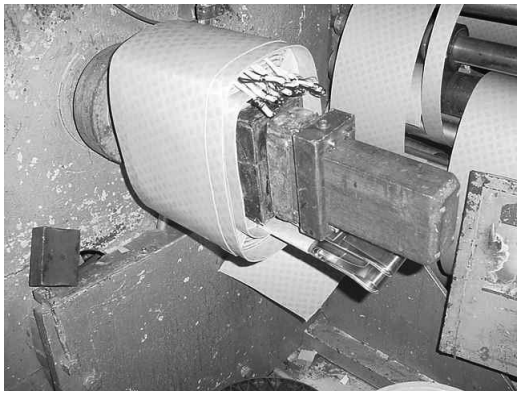
a)



b)



c)



d)

Figura 5.10 Etapas de la construcción de un devanado concéntrico de un transformador de distribución monofásico. En a) se inicia el proceso de construcción de la bobina de baja tensión utilizando fleje. En b) se ubican los espaciadores en las caras frontales de la bobina. En c) se devana la bobina de alta tensión con alambre circular. Allí se observan los terminales de esta bobina que irán posteriormente al conmutador de derivaciones. En d) esta concluida la bobina con vueltas de papel. (*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

5.4.2. Ensamble del conjunto núcleo-bobina

En esta etapa del proceso de construcción del transformador, se ensamblan cada uno de los lazos del núcleo a las bobinas, de la siguiente forma. Del interior de un lazo se toma la primera lámina, que se abre y abraza el costado de un devanado (en caso, de lazos externos del núcleo) o devanados (en caso de lazos internos del núcleo), hasta ajustarse completamente. La sujeción de la lámina se realiza con cinta adhesiva dieléctrica. El procedimiento se repite sucesivamente con cada una de las laminaciones siguientes del lazo, hasta llegar a la última. En la figura 5.11, se presenta el ensamble del núcleo de un transformador monofásico tipo acorazado, compuesto por 2 lazos de núcleo.



Figura 5.11. Ensamble del núcleo a la bobina

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Una vez se ensambla la parte activa (bobinas y núcleo), se realiza la sujeción mecánica del conjunto a la brida o bastidor (figura 5.12).



Figura 5.12. Colocación de brida a la parte activa

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Después se aisla con papel crepé, las puntas de los terminales de las bobinas, que, en el caso de la bobina de alta tensión, se conectan al cambiador de derivaciones, según lo presenta la

figura 5.13. En la figura se presenta además la conexión de terminales en alta y baja tensión al tanque.



Figura 5.13. Conexión de terminales de bobina al cambiador de derivaciones

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

5.4.3 Tipos de bobinas

Los devanados utilizados en los transformadores se pueden clasificar según su disposición en: devanados concéntricos y devanados intercalados o alternados.

5.4.3.1 Devanados concéntricos

Son aquellos en los cuales todas las secciones transversales representan circunferencias con centro común. El arrollamiento concéntrico facilita el aislamiento entre primario y secundario. Generalmente el devanado de menor tensión se coloca cerca del núcleo y el de mayor tensión concéntricamente sobre éste, interpuesta entre ambos el aislamiento correspondiente. En la figura 5.14 se presentan sus características.

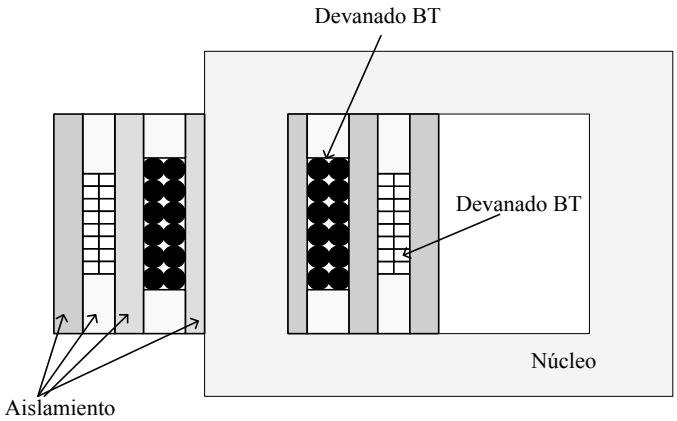


Figura 5.14 Corte transversal a devanado concéntrico

Los devanados concéntricos se dividen a su vez en:

a) Devanado concéntrico de sección rectangular

Se emplea en transformadores de distribución. Para el caso monofásico hasta 500 kVA y 2000 kVA en trifásicos. Las bobinas son generalmente del tipo capa corrida, construidas en fleje ó alambre en baja tensión y alambre en alta tensión, como se ilustra en la figura 5.15.

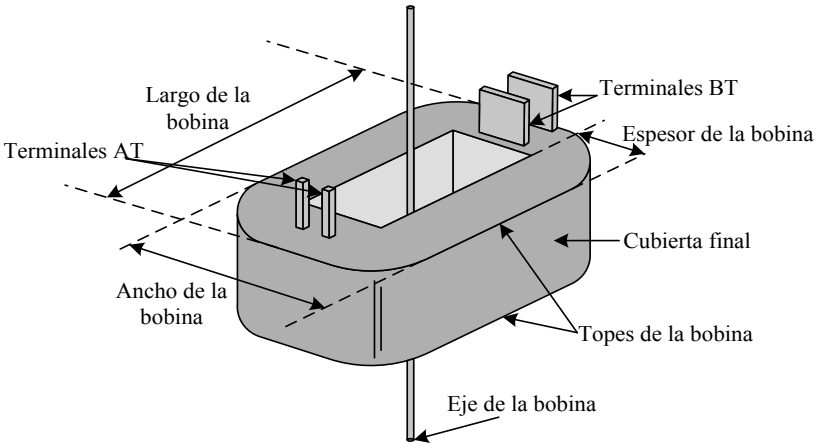


Figura 5.15 Bobina completa con sus terminales de AT y BT

b) Devanado concéntrico de sección circular

Es muy utilizada en transformadores de potencia, debido a que su construcción geométrica la hace apta, para soportar grandes esfuerzos de cortocircuito. El núcleo utilizado para este tipo de devanados tiene un área de sección transversal circular. Las bobinas constan de dos o más capas de conductores aislados, que están enrollados sobre un cilindro de cartón aislante y cada capa a su vez, está aislada una de otra por 1 o más capas de fibra de celulosa. En la figura 5.16, se presenta una bobina concéntrica circular para un transformador de potencia.

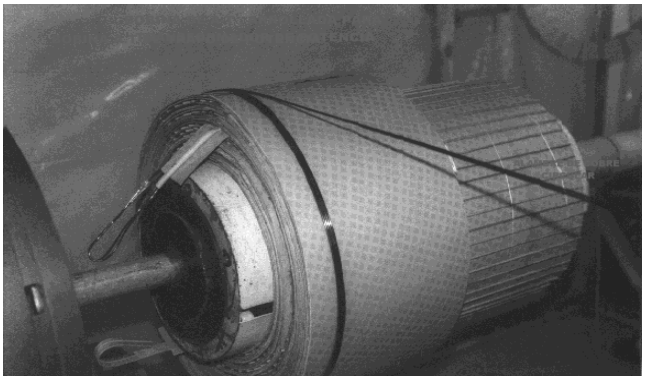


Figura 5.16. Construcción de bobina circular
(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Los devanados concéntricos de sección circular, se dividen a su vez en:

a) Tipo disco enrollado continuo

La bobina se devana con una o más tiras de sección rectangular (platinas) de cobre, aisladas entre sí, en paralelo, sobre un cilindro aislante. Varios arrollamientos se devanan sobre el primero y producen secciones concéntricas transversales en forma de disco, cuyo espesor es igual a la anchura del arrollamiento. Las vueltas se enrollan en discos o secciones, separados unos de otros por canales, como se ilustra en la figura 5.17.

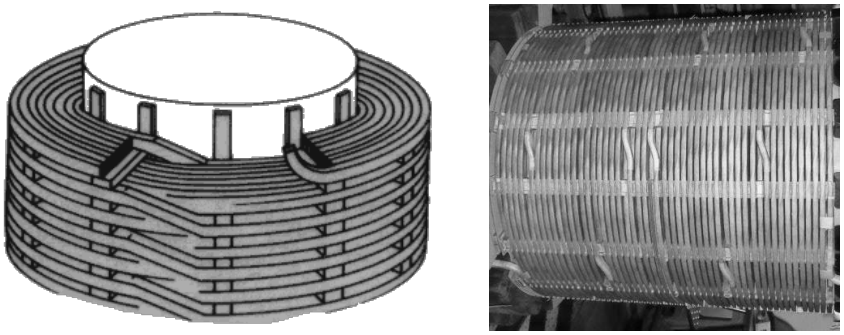


Figura 5.17 Configuración devanados en disco
(Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia)

Como característica principal de esta configuración se encuentran la posibilidad de manejar grandes corrientes. Debido a que se pueden tener pocas espiras por galleta o disco, el voltaje entre capas y el voltaje entre espiras, se reduce y por tanto se requiere menos aislamiento. Finalmente, con la configuración con canales, se consigue una refrigeración más eficiente. Como desventajas se pueden mencionar que son bobinas de fabricación lenta e implican un alto costo de producción.

b) Tipo helitran o helicoidal

Cada espira está compuesta por varios conductores paralelos de sección rectangular, aislados con papel ó resina, devanados radialmente uno encima del otro, según la figura 5.18. Como aislamiento entre espiras se utilizan espaciadores de fibra aislante verticales ubicados alrededor de un cilindro aislante sobre el cual se enrollan las vueltas de conductores en espiral. Los espaciadores forman ductos situados entre el cilindro y el interior de la bobina. Para evitar que las longitudes de cada conductor de cada grupo sean diferentes, se emplea transposición aproximadamente cada ¼ de vuelta por cada conductor, por lo que la

fabricación de estos devanados es bastante lenta. El devanado helicoidal se emplea en aplicaciones donde se manejan altas corrientes.

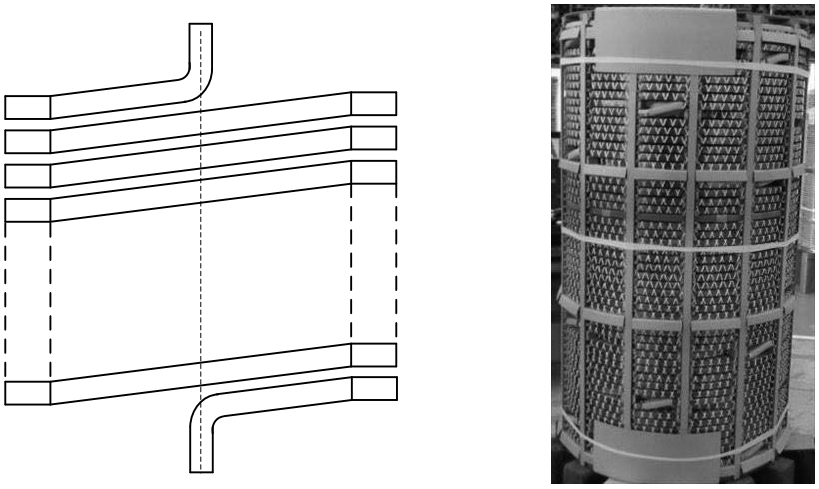


Figura 5.18 Devanado en helitran (capa sencilla)
(Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia)

5.4.3.2 Devanados intercalados

En esta configuración los devanados de alta y baja tensión se suceden alternativamente a lo largo de la altura de la columna del núcleo (cuando se manejan altas tensiones) o en el caso de devanados concéntricos baja tensión – alta tensión o ½ baja tensión – ½ alta tensión. En la figura 5.19 se ilustra esta disposición.

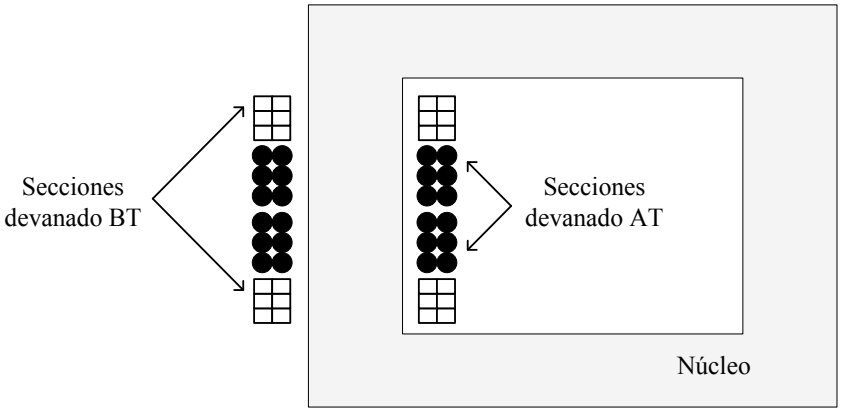


Figura 5.19 Corte transversal a devanado intercalado

En comparación con los devanados concéntricos, los devanados intercalados requieren mayor aislamiento entre las bobinas y estas respecto al núcleo y son menos resistentes a cortocircuitos.

5.4.4 Ensayos realizados sobre el aislamiento del transformador

Una vez se ensambla la parte activa del transformador (bobinas y núcleo) a la caja o cuba y se ubican los diferentes accesorios (bujes de alta y baja tensión, entre otros), se realiza un proceso de secado (para eliminar la humedad presente en el papel) y de vacío, para finalizar con el llenado de la cuba con aceite. Al concluir todo el proceso de fabricación, los transformadores son sometidos a diferentes ensayos de laboratorio con el fin de verificar el cumplimiento de ciertos requerimientos, bajo determinadas condiciones operativas. Es importante verificar la aptitud del transformador cuando se encuentra sometido tanto a niveles de tensión normales de funcionamiento, como a condiciones de falla del sistema, sobrecargas repentinas por conmutación (sobre voltajes por apertura o cierre de cortacircuitos), o por descargas eléctricas atmosféricas.

Los diferentes ensayos se clasifican en rutina, pruebas tipo y especiales. Las pruebas de rutina se le realizan a cada transformador fabricado. Entre este tipo de pruebas se encuentran la medición de pérdidas con carga, corriente de excitación y pérdidas en vacío, relación de transformación, entre otras. Entre los ensayos de rutina, que se realizan al transformador para verificar el aislamiento, se encuentran el ensayo de tensión o baja frecuencia, para determinar el nivel de aislación de devanados y estos respecto al núcleo y la prueba de tensión inducida para verificar el aislamiento interno entre espiras, entre fases y también contra masa de los devanados.

Los ensayos tipo o de diseño se le realizan a un solo transformador de un lote, fabricado con un diseño en particular, con el fin de verificar que el equipo opera satisfactoriamente bajo condiciones normales de servicio ó bajo condiciones especiales. Entre este tipo de ensayos, se encuentra la prueba de aislamiento con tensión de impulso, que tiene por finalidad verificar la capacidad del aislamiento para soportar sobretensiones de origen atmosférico o de maniobra.

Las pruebas especiales se le realizan a un transformador según las exigencias del cliente. Entre ellas se encuentran: factor de potencia de los aislamientos, medida del nivel de ruido.

5.4.4.1 Ensayo de tensión aplicada o baja frecuencia

Este ensayo se realiza a frecuencia nominal, para verificar el aislamiento entre devanados y entre éstos y tierra. El nivel de tensión aplicado a cada devanado está definido por su nivel básico de aislamiento y la normatividad vigente (en la tabla 5.5, se presentan algunos valores de ensayo).

Tabla 5.5 Algunos valores de tensión de prueba según clase de aislamiento

Clase de aislamiento (kV)	Prueba tensión aplicada o baja frecuencia (kV)
1,2	10
2,5	15
5	19
8,7	26
15	34
15	34
18	40
25	50
34,5	70

Por ejemplo, si la bobina del transformador tiene un nivel de tensión inferior a 1,2 kV (240 V), la tensión de ensayo debe ser de 10 kV.

En la figura 5.20 se ilustra el circuito de conexión del ensayo de tensión aplicada, donde el devanado que se prueba (en este caso, el primario) se cortocircuita y se conecta al terminal de alta tensión de un transformador elevador de ensayo. Deben aterrizarse todos los demás terminales que no están bajo ensayo, además de la cuba. La tensión de la fuente debe aumentarse de manera gradual y sin interrupción, desde cero hasta el valor de ensayo, en menos de 1 minuto. Una vez se alcanza la tensión de ensayo, se mantiene durante 1 minuto. El ensayo se considera satisfactorio si durante el tiempo de la prueba, no se presentaron ninguno de los siguientes fenómenos, relacionados con indicios de falla en el aislamiento:

- Presencia de humo y/o burbujas que ascienden en el aceite al interior del transformador.
- Sonido audible como un golpe seco.
- Aumento súbito en la corriente de prueba.
- Caída de tensión.

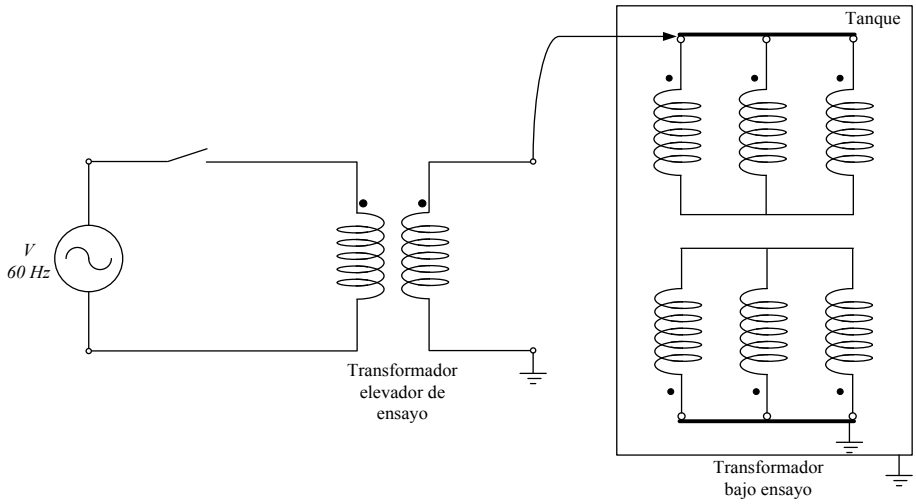


Figura 5.20 Circuito de conexión del ensayo de tensión aplicada

5.4.4.2 Ensayo de tensión inducida

Este ensayo se realiza con el fin de verificar el aislamiento entre espiras de un mismo devanado. Se sobreexcita el transformador a una frecuencia correspondiente al doble o mayor a la nominal, con el fin de evitar excesivas densidades de flujo magnético y corriente, cuando se realiza el ensayo con el doble de la tensión nominal. La justificación de esto se ilustra con la ecuación fundamental de la máquina dada por:

$$V = 4{,}44 \times N \times f \times S_{ef} \times B_{\max} \times 10^{-8} \tag{5.9}$$

Si en la expresión (5.9) la frecuencia se mantiene constante y se duplica la tensión V, con el fin de poner a prueba los aislamientos, necesariamente la densidad de flujo magnético B aumenta y por tanto la corriente de magnetización también. Esto puede saturar el núcleo y dañar el devanado energizado. En la figura 5.21 se presenta el esquema de la conexión de este ensayo.

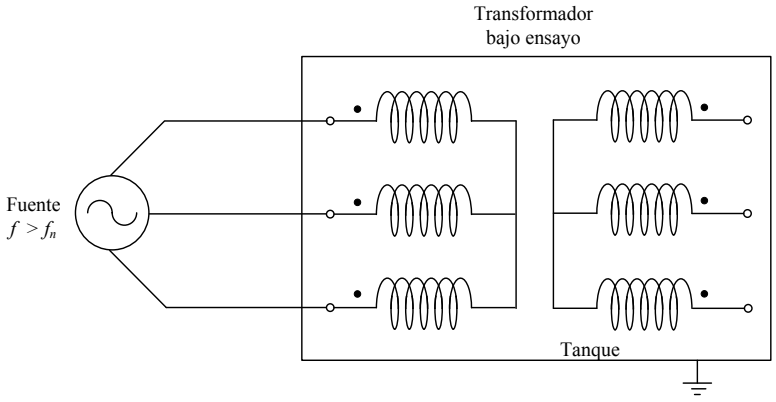


Figura 5.21 Circuito de conexión del ensayo de tensión inducida

5.4.4.3 Ensayo de tensión de impulso

Para determinar si el transformador es apto para resistir las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, se aplican en este ensayo ondas de tensión con un frente de onda de 1,5 μs y una cola de 50 ms. El impulso atmosférico cortado normalizado, es un impulso cortado mediante un explosor exterior después de 2 a 5 μs.

5.4.5 Nivel Básico de Aislamiento *B.I.L.* (*Basic Insulation Level*)

El nivel básico de aislamiento está asociado al voltaje nominal del sistema y se refiere a la capacidad que presenta un devanado para soportar descargas atmosféricas o en general tensiones de impulso del tipo unidireccional. En la tabla 5.6 se ilustran algunos niveles de aislamiento, de acuerdo a la clase de aislamiento del devanado.

Tabla 5.6 Algunos Niveles básicos de aislamiento (BIL) - pruebas dieléctricas

Clase de aislamiento (kV)	**Prueba baja frecuencia (kV)**	**BIL y onda completa (kV)**	**Onda recortada**	
			kV cresta	**Tiempo mínimo descarga (μs)**
1,2	10	30	36	1,0
2,5	15	45	54	1,5
5	19	60	69	1,5
8,7	26	75	88	1,6
15	34	95	110	1,8
18	40	125	145	2,25
25	50	150	175	3,0
34,5	70	200	230	3,0

El salto eléctrico se presenta cuando se rompe el dieléctrico y aparece una corriente de rompimiento denominada corriente de fuga, la cual se establece sobre la superficie del papel y ocurre en el aislamiento axial. Para evitar este rompimiento, se utiliza un papel que sobresale por encima del límite de fuga de la bobina, denominado collarín o cabezal, con el fin de incrementar la resistencia de fuga de la misma. En la tabla 5.7 se ilustran algunos valores típicos de cabezal, de acuerdo a la tensión de prueba, para una rigidez dieléctrica del papel igual a 4 kV/mm.

Tabla 5.7 Espesores típicos de aislamientos ($\Delta\iota$) versus tensión aplicada

B.I.L (kV)	Nivel de tensión aplicada (kV)	Espesor del aislamiento (mm) = Vaplicado (kV) / 4kV/mm
30	10	2,5
45	15	3,75
60	19	4,75
75	26	6,5
95	34	8,5
125	40	10

5.4.6 Diseño del sistema aislante de una bobina

Al considerar que el aislamiento de las bobinas es parte fundamental del diseño de un transformador, se ilustra en esta sección, el proceso básico que se realiza en la determinación del aislamiento de bobinas concéntricas, para un transformador de potencia monofásico. Un buen diseño de un devanado de un transformador debe considerar la mejor combinación de arreglos posibles (en cuanto a tipos de material, número de capas, dimensiones, configuración), con el fin de obtener una adecuada resistencia tanto dieléctrica como mecánica, ante esfuerzos y diversos niveles de tensión a los cuales está sometido un devanado. Del mismo modo, debe asegurar una adecuada ventilación, que permita evacuar el calor generado en la bobina, a un mínimo costo.

Para el diseño del circuito aislante de una bobina es necesario tener en cuenta la disposición y distribución del papel en ella. El aislamiento de la bobina se realiza tanto en sentido radial (horizontal), como en sentido axial (vertical). En sentido radial, se dispone aislamiento entre la bobina más interna y el núcleo, entre capas de la bobina interna, entre bobina interna y externa (o baja y alta tensión), entre capas de la bobina externa y entre esta y tierra o núcleo.

En sentido axial, se considera como aislamiento los cabezales o collarines, los cuales tienen como función principal, proteger las bobinas de saltos contra núcleo y brindar soporte mecánico.

Para fines prácticos y con el fin de ilustrar el diseño del aislamiento de un transformador, se presenta el cálculo para un conjunto de bobina rectangular, tipo capa corrida para núcleo enrollado. Se ha escogido por simplicidad que el orden de aparición de los devanados sea de baja – alta tensión. En la figura 5.22 se ilustra la configuración típica de una bobina concéntrica, de sección rectangular, donde se describen los diferentes aislamientos, que se calculan en el diseño.

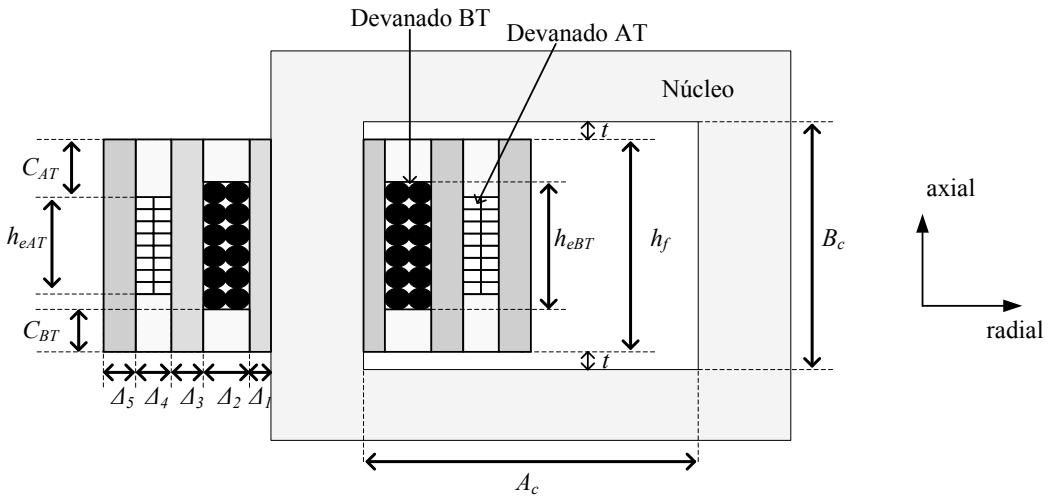


Figura 5.22 Estructura aislante para bobina rectangular concéntrica

Donde:

t : Es el margen de tolerancia entre la bobina y el núcleo en sentido axial (espacio físico entre devanado y láminas del núcleo).

Δ_1: Aislamiento en sentido radial de bobina de baja tensión con respecto al núcleo.

Δ_2: Espesor definido por el conjunto de capas de conductor y de papel de la bobina de baja tensión.

Δ_3: Aislamiento intermedio o barrera en sentido radial, entre bobina de baja y alta tensión.

Δ_4: Espesor definido por el conjunto de capas de conductor y de papel de la bobina de alta tensión.

Δ_5: Aislamiento radial externo del conjunto de bobinas.

h_{eAT}: Altura eléctrica de la bobina alta tensión.

h_{eBT}: Altura eléctrica la bobina baja tensión.

h_f: Altura física de la bobina que considera el cabezal.

B_c: Altura de la ventana interna del núcleo.

A_c: Ancho de la ventana interna del núcleo.

C_{BT}: cabezal ó collarín de baja tensión – aislamiento axial.

C_{AT}: cabezal ó collarín de alta tensión – aislamiento axial.

A continuación, se explica la determinación de cada uno de los aislamientos descritos en la figura 5.22.

a. Cálculo de cabezales o collarines

Para la determinación de los cabezales de cada bobina *i*, es preciso definir el nivel de tensión del ensayo de tensión aplicada que le corresponde a cada una de ellas, de acuerdo a la clase de aislamiento (ver tabla 5.5). y dividirlo entre la rigidez dieléctrica del material empleado.

$$C_i = \frac{V_{prueba}\left[V\right]}{RD\left[\frac{kV}{mm}\right]} \tag{5.10}$$

Debido al nivel de tensión que se maneja en cada bobina, el aislamiento que se requiere para la bobina de alta tensión es mayor que la de baja tensión, por tanto, los cabezales o collarines empleados cumplen:

$$C_{AT} \geq C_{BT} \Leftrightarrow BIL_{AT} \geq BIL_{BT} \tag{5.11}$$

b. Cálculo de la altura eléctrica de las bobinas

Una vez definidos los cabezales o collarines, se define la altura eléctrica de cada bobina.

$$h_{ei} = h_f - \left(2 \times C_i\right) \tag{5.12}$$

Donde la altura física del conjunto de bobinas está definida como (5.13):

$$h_f = B_c - 2t \tag{5.13}$$

El valor de la tolerancia *t* depende de manera proporcional con el nivel de tensión de los devanados (*BIL*) y del peso de los mismos. El incremento en esta tolerancia facilita el ajuste durante el ensamble y desmontaje de la bobina respecto al núcleo.

De esta forma, queda definida que la altura eléctrica de la bobina de alta tensión h_{eAT} será menor que la altura eléctrica de la bobina de baja tensión h_{eBT}.

$$h_{eBT} \geq h_{eAT} \Leftrightarrow BIL_{AT} \geq BIL_{BT} \tag{5.14}$$

c. Cálculo de calibres de conductor

Para cada una de las bobinas se determinan las especificaciones del material conductor, en cuanto a calibre (si es conductor de sección circular, rectangular o cuadrada) o espesor (si es

del tipo fleje de aluminio o cobre). Para transformadores sumergidos en aceite, se acostumbra considerar una densidad de corriente *(J)* entre el 2,5 a 4 A/mm^2.

$$S_{cond} = \frac{I}{J} \tag{5.15}$$

Donde *I* corresponde a la magnitud de la corriente nominal de cada bobina.

d. Cálculo de número de espiras por capa para cada bobina

Cuando se trabaja con alambre de conductor circular, el número de espiras por capa de la bobina *i* se determina de la siguiente manera:

$$\left(\frac{E}{C}\right)_i = \left(\left(\frac{h_{ei}}{S_{cond}}\right) - 1\right) \tag{5.16}$$

donde el área del conductor es el área del conductor seleccionado. La sustracción de una espira corresponde al inicio y final de una capa.

En el caso de emplear fleje para la bobina, se devana una espira por capa, por tanto, el número de capas corresponde al número de espiras.

e. Cálculo de número de capas para cada bobina *i*

$$\#capas_i = \frac{\#espiras_i}{\left(\frac{E}{C}\right)_i} \tag{5.17}$$

f. Cálculo voltios por capa para cada bobina *i*

$$\left(\frac{V}{E}\right)_i = \frac{V_i}{\#espiras_i} \tag{5.18}$$

$$\left(\frac{V}{C}\right)_i = \left(\frac{V}{E}\right)_i \times \left(\frac{E}{C}\right)_i \tag{5.19}$$

g. Cálculo de aislamiento entre capas para la bobina *i*

El cálculo del aislamiento entre capas, se realiza al considerar la relación entre el voltaje de prueba y la rigidez dieléctrica del papel. El voltaje de prueba V_{prueba} corresponde por construcción al doble de la tensión máxima entre capas.

$$\Delta_{capas\,i} = \frac{V_{prueba}}{RD} \tag{5.20}$$

h. Cálculo del espesor del conjunto capas de conductor y papel de la bobina *i*

Una vez determina el número de capas de aislamiento y de conductor, se determina el espesor del conjunto de acuerdo a:

$$\Delta_i = (\#capas_i \times \dim_{cond}) + (\#capas_i - 1) \times \Delta_{capas_i} \tag{5.21}$$

Donde la dimensión del conductor $\dim_{cond}$ depende del tipo de conductor (diámetro, si el del tipo circular, o ancho, si es de tipo rectangular o cuadrado).

i. Cálculo de aislamientos radiales

Los aislamientos radiales pueden ser sólidos o compuesto de ductos de refrigeración ó una combinación de ambos. Tanto el aislamiento radial como el axial se calculan con la prueba de baja frecuencia, siendo menor la rigidez dieléctrica del aislamiento empleado en sentido axial comparado con el radial. Al emplear papel entre capas como aislamiento sólido, se adecua el devanado para soportar la tensión máxima requerida.

El cálculo del aislamiento Δ_1, Δ_3 y Δ_5 se realiza al considerar la relación entre el voltaje de prueba y la rigidez dieléctrica del papel. Para cada caso, el voltaje de prueba V_{prueba} corresponde al definido por el ensayo de tensión aplicada, de acuerdo a la clase de aislamiento de cada bobina.

$$\Delta_{1,3,5} = \frac{V_{prueba}\left[V\right]}{RD\left[\frac{kV}{mm}\right]} \tag{5.22}$$

Generalmente se asume que $\Delta_3 = \Delta_5$, debido a que se trata del caso más sencillo y típico en diseño de pequeños transformadores. Sin embargo, la desigualdad desaparece cuando el valor de tensión de cortocircuito es $\mu_z(\%) < 2{,}0$ ó $\mu_z(\%) > 4{,}0$ y los niveles de BIL_i > 125 kV.

Esto se debe, a que afecta de manera directa la capacidad de aislamiento básica de los devanados y la aptitud para soportar corrientes de cortocircuito (se incrementa la resistencia del devanado externo y la reactancia de dispersión).

Finalmente, la siguiente expresión resume el concepto de aislamiento radial en el transformador:

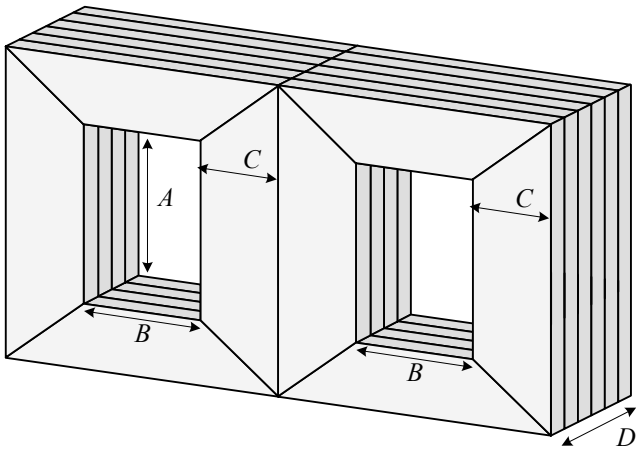
$$\Delta_{total} = \sum_{i=1}^{5} \Delta_i = \Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3 + \Delta_4 + \Delta_5 \tag{5.23}$$

De acuerdo a la figura 5.20, la anterior sumatoria no debe ser mayor (al menos) en la mitad del ancho de la ventana, para que la bobina se pueda ensamblar al núcleo.

Ejemplo 5.1. Diseño de aislamiento para transformador monofásico

El núcleo magnético mostrado en la siguiente figura corresponde a transformador monofásico de 37,5 kVA, 7620 / 240 V, f= 60 Hz, tipo acorazado, elaborado en láminas de acero al silicio tipo TRANCOR H2 Carlite 0,30 mm, con un factor de apilamiento f_s=96,5% y factores de pérdidas f_{dpo}=1,095%, f_{dVA}=1%.

Las limitaciones para el diseño del núcleo, están definidas para un nivel máximo de pérdidas en vacío igual a 80 W y un máximo de corriente de excitación igual al 0,4093%. Se requiere:



A = 15 cm
B = 8 cm
C = 5 cm
D = 15 cm

a) El diseño de las bobinas que requiera el mínimo número de espiras N_1 y N_2.
b) Determinar la estructura aislante de las bobinas en sentido radial y axial, la resistencia óhmica de las bobinas, así como el peso y sus pérdidas, cuando se consideran las siguientes características de los materiales empleados:

Para el papel: Sólo se dispone de papel aislante de 0,25 mm de espesor, definido por su rigidez dieléctrica, asi:

	Rigidez dieléctrica
En sentido radial	4 kV/mm
En sentido axial	3 kV/mm

Nota: Emplear una densidad de corriente J_{Max} = 4 A/mm^2

Para devanados: Configuración concéntrica de sección rectangular (baja – alta tensión), construcción en capas.

	Tipo de material conductor
Baja tensión	Fleje de Cu de 140 mm x 0,35 mm
Alta tensión	Alambre circular de cobre esmaltado (ver tabla)
Resistividad del cobre $\rho = 1{,}724\times10^{-6}$ (Ω-cm^2/cm)	
Densidad del cobre $\delta = 8{,}9$ g/cm^3.	

En baja tensión se va a utilizar como conductor fleje de cobre, de tal manera que queden 5 mm de separación a cada extremo contra el núcleo.

Tabla Conductores esmaltados circulares

Calibre AWG	Área (mm2)	Diámetro máximo con esmalte (mm)	Peso Neto (kg)	Resistencia a 20°C
8	8,36	3,41	74,96	2,060
9	6,63	3,04	59,47	2,597
10	5,26	2,72	47,21	3,276
11	4,17	2,43	37,44	4,132
12	3,31	2,17	29,74	5,215
13	2,63	1,94	23,63	6,578
14	2,08	1,74	18,75	8,266
15	1,65	1,55	14,90	10,42
16	1,31	1,39	11,81	13,19
17	1,04	1,25	9,40	16,36
18	0,823	1,12	7,46	20,96
19	0,653	1,00	5,92	26,40
20	0,519	0,897	4,71	33,13
21	0,412	0,803	3,71	41,78
22	0,324	0,721	2,97	53,14
23	0,259	0,648	2,37	67,03
24	0,205	0,582	1,88	84,30
25	0,162	0,523	1,49	106,3
26	0,128	0,470	1,18	134,5
27	0,102	0,419	0,943	169,6
28	0,0804	0,378	0,744	213,9
29	0,0647	0,340	0,600	269,7
30	0,0507	0,305	0,471	340,1

Desarrollo:

a. Determinación de N_1 y N_2.

Para determinar el diseño de la bobina se requiere inicialmente, definir el número de espiras de primario y secundario, dadas las condiciones impuestas en cuanto al nivel de pérdidas en el núcleo y corriente de excitación. De acuerdo a la configuración del núcleo empleada, se determina el peso.

$$P_N = \tau \times \delta = S_{ef} \times l_m \times \delta = f_s \times S_g \times \left[2\left(A + B + 2 \times C\right)\right] \times \delta = 0{,}965 \times \left(2 \times 5 \times 15\right) \times \left[2\left(15 + 8 + 2 \times 5\right)\right] \times 7{,}65 \times 10^{-3} = 73{,}08\, kg$$

Al considerar ambas restricciones se define el valor de la densidad de campo magnético:

Restricción por pérdidas	Restricción por corriente
$P_0 = f_{dp} \times P_n \times \frac{W}{kg}$	$VA_{exc} = f_{dVA} \times P_n \times \frac{VA}{kg}$
	$I_{n1} = \frac{37{,}5}{0{,}24} = 156{,}25A$
	$VA_{\max} = 156{,}25 \times \frac{0{,}4093}{100} \times 240 = 153{,}5$
$80 = 1{,}095 \times 73{,}08 \times \frac{W}{kg}$	$153{,}5 = 1 \times 73{,}08 \times \frac{VA}{kg}$
$\frac{W}{kg} = 1$	$\frac{VA}{kg} = 2{,}1$

De acuerdo a las tablas del material (capítulo 2), para las restricciones por pérdidas se encuentra una densidad aproximada de *B*=15556 G y para la restricción por corriente *B*=18808 G. Como el objetivo es definir la bobina con el menor número de espiras y debido a la relación directa entre estas y la densidad de campo magnético, se selecciona el menor *B*. De esta forma, el número de espiras de ambas bobinas está dado por:

$$N_1 = \frac{240 \times 10^8}{4{,}44 \times 60 \times 144{,}75 \times 15556} = 40{,}009 \approx 40$$

$$N_2 = N_1 \times \frac{7620}{240} = 1270$$

b. Definición de estructura aislante

Para comenzar con el diseño del aislamiento se definen inicialmente los cabezales de cada bobina de la siguiente manera:

Cálculo de cabezales o collarines

Para determinar este aislamiento se tiene en cuenta el nivel de tensión que le corresponde a cada bobina, según la clase de aislamiento de la tabla 5.6 y el valor de la rigidez dieléctrica del papel empleado en sentido axial.

A la bobina de baja tensión de 240 V, con una clase de aislamiento de 1,2 kV, le corresponde una tensión de prueba igual a 10 kV.

$$C_{BT} = \frac{V_{prueba}}{RD} = \frac{10\,kV}{3\frac{kV}{mm}} = 3{,}33\,mm$$

De acuerdo al criterio de diseño, el mínimo cabezal de baja tensión debe ser de 5 mm, por tanto:

$$C_{BT} = 5\,mm$$

A la bobina primaria de 7620 V, con una clase de aislamiento de 8,7 kV, le corresponde una tensión de prueba igual a 26 kV.

$$C_{AT} = \frac{V_{prueba}}{RD} = \frac{26\,kV}{3\frac{kV}{mm}} = 8{,}67\,mm \approx 8{,}7mm$$

Cálculo de la altura eléctrica de las bobinas

Una vez se determinan los cabezales o collarines, se define la altura eléctrica de cada bobina.

$$h_{e\,BT} = h_f - (2 \times C_{BT}) = 150 - (2 \times 5) = 140\,mm$$

$$h_{e\,AT} = h_f - (2 \times C_{AT}) = 150 - (2 \times 8{,}7) = 132{,}6\,mm$$

Cálculo de calibres de conductores

La bobina de alta tensión emplea conductor barnizado cilíndrico y tiene una corriente nominal igual a:

$$I_{nomAT} = \frac{S}{V} = \frac{37{,}5kVA}{7{,}62kV} = 4{,}9212\,A$$

Para conseguir una densidad $J=4\ A/mm^2$, el área de la sección transversal mínima se define:

$$S_{AT} = \frac{I}{J} = \frac{4{,}9212\,A}{4\frac{A}{mm^2}} = 1{,}2303mm^2$$

De acuerdo al alambre circular disponible, se escoge uno de referencia AWG No. 16, área = 1,31 mm^2, diámetro = 1,39 mm.

Para la bobina de fleje, ya se tenía definido que serían láminas de 140 mm × 0,35 mm.

Cálculo de número de espiras por capa para cada bobina

Cuando se trabaja con fleje, una capa está conformada por una sola espira, así:

$$\left(\frac{E}{C}\right)_{BT} = 1$$

El número de espiras por capa para la bobina de alta tensión es igual a:

$$\left(\frac{E}{C}\right)_{AT} = \left(\left(\frac{132,6}{1,39}\right) - 1\right)\downarrow = 94,4 \downarrow \approx 94$$

El ajuste que se hace del número de espiras obliga a reajustar el valor de la altura eléctrica de la bobina de baja tensión y por tanto, su collarín.

$$h_{e\,AT} = 95 \times 1,39 = 132,05\,mm$$

$$C_{AT} = \frac{h_f - h_{e\,AT}}{2} = \frac{150 - 132,05}{2} = 8,97\,mm$$

Cálculo de número de capas para cada bobina

$$\#capas_{BT} = \frac{\#espiras_{BT}}{\left(\frac{E}{C}\right)_{BT}} = 40$$

$$\#capas_{AT} = \frac{\#espiras_{AT}}{\left(\frac{E}{C}\right)_{AT}} = \frac{1270}{94} = 13,51 \approx 14$$

Cálculo voltios por capa para cada bobina

Los voltios por espira y los voltios por capa, para la bobina de baja están definidos por:

$$\left(\frac{V}{E}\right)_{BT} = \frac{V_{BT}}{\#espiras_{BT}} = \left(\frac{240}{40}\right) = 6 = \left(\frac{V}{Capa}\right)_{BT}$$

Los voltios por espira y los voltios por capa, para la bobina de alta están definidos por:

$$\left(\frac{V}{E}\right)_{AT} = \frac{V_{AT}}{\#espiras_{AT}} = \left(\frac{7620}{1270}\right) = 6$$

$$\left(\frac{V}{C}\right)_{AT} = 6 \times 94 = 564$$

Cálculo de aislamiento entre capas para las bobinas

Por construcción el voltaje máximo V_{max} entre espiras de capas adyacentes (alambre) corresponde al doble de la tensión por capa:

$$V_{\max_capas} = 2 \times 564 = 1128V$$

El voltaje de prueba que debería soportar el aislamiento entre capas, corresponde al doble de la tensión máxima entre capas:

$$\Delta_{capasAT} = \frac{V_{prueba}}{RD} = \frac{2256}{4000} = 0{,}564mm$$

Debido a que sólo se dispone de papel de 0,25 se utilizan tres hojas de aislamiento entre capas, por tanto, el espesor del aislamiento entre capas de la bobina de alta tensión será de 0,75 mm.

Para la bobina de baja tensión, el voltaje de prueba que debería soportar el aislamiento entre capas, corresponde al doble de la tensión máxima entre capas. Por tanto, el aislamiento entre capas está definido por:

$$\Delta_{capasBT} = \frac{V_{prueba}}{RD} = \frac{12}{4000} = 0{,}003\ mm$$

Debido a que sólo se dispone de papel de 0,25, se utiliza una sola hoja de papel entre capas de fleje.

Cálculo del espesor del conjunto capas de conductor y papel de la bobina

Una vez definida el número de capas de conductor y el aislamiento entre ellas, se determina el ancho de cada una de las bobinas. Para baja tensión:

$$\Delta_2 = (\#capas_{BT} \times espesor_{fleje}) + (\#capas_{BT} - 1) \times \Delta_{capasBT} = 40 \times 0{,}35 + 39 \times 0{,}25 = 23{,}75mm$$

Para alta tensión:

$$\Delta_4 = (\#capas_{AT} \times diámetro_{cond}) + (\#capas_{AT} - 1) \times \Delta_{capaAT} = 14 \times 1{,}39 + 13 \times 0{,}75 = 29{,}21mm$$

Cálculo de aislamientos radiales

A la bobina de baja tensión de 240 V, con una clase de aislamiento de 1,2 kV, le corresponde una tensión de prueba igual a 10 kV.

$$\Delta_1 = \frac{V_{prueba}\left[V\right]}{RD_{radial}\left[\frac{kV}{mm}\right]} = \frac{10kV}{4\frac{kV}{mm}} = 2{,}5mm$$

Este es el espesor mínimo que debe colocarse en sentido radial para aislar la bobina de baja tensión respecto al núcleo, pero debido a que sólo se dispone de papel de 0,25 espesor, el aislamiento *Δ1* se consigue:

$$\Delta_1 = (10 \times 0{,}25) = 2{,}5mm$$

A la bobina de alta tensión de 7620 V, con una clase de aislamiento de 8,7 kV, le corresponde una tensión de prueba igual a 26 kV, por tanto:

$$\Delta_3 = \frac{V_{prueba}\left[V\right]}{RD_{radial}\left[\frac{kV}{mm}\right]} = \frac{26kV}{4\frac{kV}{mm}} = 6{,}5mm = \Delta_5$$

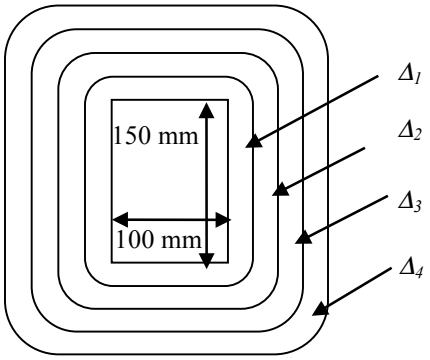
El aislamiento radial del conjunto de bobinas está definido como:

$$\Delta_{total} = \sum_{i=1}^{5} \Delta_i = \Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3 + \Delta_4 + \Delta_5 = 2{,}5 + 23{,}75 + 6{,}5 + 29{,}21 + 6{,}5$$

$$\Delta_{total} = 68{,}46mm$$

Finalmente, el espesor se compara con el ancho de la ventana del núcleo para determinar su ajuste 68,46 mm < 80 mm.

Cálculo de la resistencia óhmica de las bobinas: Una vista superior de la geometría de la bobina concéntrica diseñada anteriormente, presentaría la siguiente configuración:



La resistencia está definida por:

$$R = \frac{\rho l}{S}$$

Para determinar la resistencia de la bobina de baja tensión, se calcula una longitud promedio de la misma,

$$l_{prom} = 2 \times (100 + 150) + 2\pi\, r$$

Donde para la bobina de baja tensión:

$$r_2 = \Delta_1 + \frac{\Delta_2}{2} = 2{,}5 + \left(\frac{23{,}75}{2}\right) = 14{,}375 mm$$

$$l_{promBT} = 2 \times (100 + 150) + 2 \quad \pi\,(14{,}375) = 590{,}275\ mm$$

$$R_{BT} = \frac{\rho l}{S} = \frac{1{,}724 \times 10^{-6} \times 40 \times 59{,}0275}{140 \times 0{,}35 \times 10^{-2}} = 8{,}3\, m\Omega$$

Para la bobina de alta tensión:

$$r_1 = \Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3 + \frac{\Delta_4}{2} = 2{,}5 + 23{,}75 + 6{,}5 + \left(\frac{29{,}21}{2}\right) = 47{,}36 mm$$

$$l_{promAT} = (100 + 170) \times 2 + 2\pi\,(47{,}36) = 837{,}38 mm$$

$$R_{AT} = \frac{\rho l}{S} = \frac{1{,}724 \times 10^{-6} \times 1270 \times 83{,}738}{1{,}31 \times 10^{-2}} = 14{,}29\,\Omega$$

Cálculo del peso de las bobinas:

$$Peso = \tau \times \delta$$

$$\tau = N \times l_{prom} \times S$$

Peso de la bobina de BT:

$$\tau_{BT} = 40 \times 14 \times 0{,}035 \times 59{,}027 = 1156{,}92 cm^3$$

$$Peso_{BT} = 1156{,}92 \times 8{,}9 \times 10^{-3} = 10{,}3 kg$$

Peso de la bobina de AT:

$$\tau_{AT} = 1270 \times 1{,}31 \times 10^{-2} \times 83{,}738 = 1393{,}14 cm^3$$

$$Peso_{AT} = 1393{,}14 \times 8{,}9 \times 10^{-3} = 12{,}4 kg$$

$$P_{devBT} = \left(\frac{37500}{240}\right)^2 \times 0{,}0083 = 202{,}64\, W$$

Cálculo de pérdidas I^2R:

$$P_{devAT} = \left(\frac{37500}{7620}\right)^2 \times 14{,}29 = 346{,}09\, W$$

Ejercicios propuestos

5.1 Para el transformador del ejemplo 5.1, determine el diseño de la estructura aislante, si el conductor empleado para la construcción de la bobina de baja tensión es alambre circular de cobre esmaltado, dado en tablas.

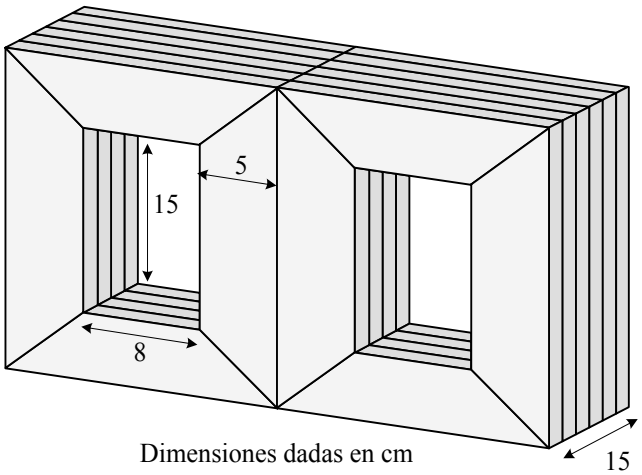
5.2 El núcleo mostrado en la figura corresponde a un transformador monofásico de 37,5 kVA, 7620V/240V, f=60hz, N_2 = 40 espiras. Asumir los siguientes datos para el diseño de las bobinas y su estructura aislante:

El aislamiento entre bobinas y espiras/capa, resiste 4000 V/mm, en sentido radial. El voltaje que debe resistir el aislamiento entre devanados está dado en la prueba de baja frecuencia. La disposición de las bobinas es concéntrica naja tensión-alta tensión.

En baja tensión se va a utilizar como conductor fleje de cobre de 140 mm de ancho por 0,35 mm de espesor. Sólo se dispone de papel aislante de 0,13 y 0,25 mm.

La resistividad del cobre ρ es 1,724×10 Ω-cm^2/cm y su densidad δ es 8,9 gr/cm^3.

a. Realizar un diseño geométrico en el sentido radial de la bobina que incluya aislamiento baja tension-núcleo, espesor bobina, aislamiento baja tensión-alta tensión.
b. Calcular la resistencia del devanado de baja tensión.



Dimensiones dadas en cm

6

Temperatura y capacidad de carga en el transformador

6.1. Introducción

Como ya se ha mencionado en el capítulo 2, en todo proceso de conversión de energía se presentan pérdidas, las cuales pueden manifestarse en forma de calor. Cuando se alcanza una temperatura estable de funcionamiento en una máquina, el calor extraído por los efectos combinados de conducción, convección y radiación debe ser igual al calor producido por el proceso de conversión de un tipo de energía a otro (mecánica a eléctrica o viceversa ó eléctrica a eléctrica). En caso de que este equilibrio no se cumpla, la integridad del aislamiento de cualquier máquina, puede verse seriamente afectado. Específicamente para el transformador, que emplea dentro de su estructura aislante materiales elaborados a partir de celulosa, es determinante el efecto que puede tener la humedad, el oxígeno y la temperatura sobre el deterioro de los mismos. De manera particular, la temperatura representa una gran influencia sobre la capacidad de carga del transformador, ya que mantenerla dentro de unos rangos establecidos, previene el deterioro acelerado en el aislamiento y por tanto se prolonga la vida útil del equipo.

Como es el calentamiento, más que las consideraciones mecánicas o eléctricas, quien determina la potencia útil permisible de una máquina, el estudio de las propiedades térmicas y de la circulación del calor al interior, resulta ser un importantísimo elemento en el diseño y estudio de transformadores. En este capítulo, se analiza el comportamiento del transformador bajo diferentes condiciones de carga y temperatura, a través de uno de los modelos térmicos más utilizados en la literatura (C57.91-2011, *IEEE Guide for Loading MineralOil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*), el cual permite determinar la influencia que

ejerce la cargabilidad del transformador sobre la temperatura y ésta a su vez, sobre la vida útil.

6.2. Vida útil del transformador

Debido a que el transformador se considera una máquina estática (por no presentar pérdidas rotacionales), presenta altos valores de rendimiento en comparación con los demás tipos de máquinas. Esto podría considerarse como uno de los puntos a favor del transformador en cuanto a que el desgaste o deterioro es mínimo y por tanto su vida útil es mucho mayor que el resto de máquinas. Pero se debe tener en cuenta que los materiales aislantes utilizados al interior del transformador están compuestos en su mayoría con celulosa, la cual se puede deteriorar por efectos de humedad, oxígeno y temperatura, siendo este último el factor más crítico. Por tanto, dentro de los valores nominales de todo transformador debe especificarse el valor máximo al cual puede llegar el transformador, sin incurrir en el riesgo de deteriorar su aislamiento.

Como ya se había mencionado en el capítulo 5, la vida del transformador depende de la vida del aislamiento, y cuando este falla, también lo hace el transformador. Las fallas en un transformador se pueden presentar generalmente según la figura 6.1 por:

a) Deterioro del aislamiento progresivo en el tiempo, debido a la temperatura, humedad y/o oxígeno.
b) Condiciones de estrés mecánico, electromagnético o térmico, debido a sobrecargas, descargas atmosféricas, entre otras.

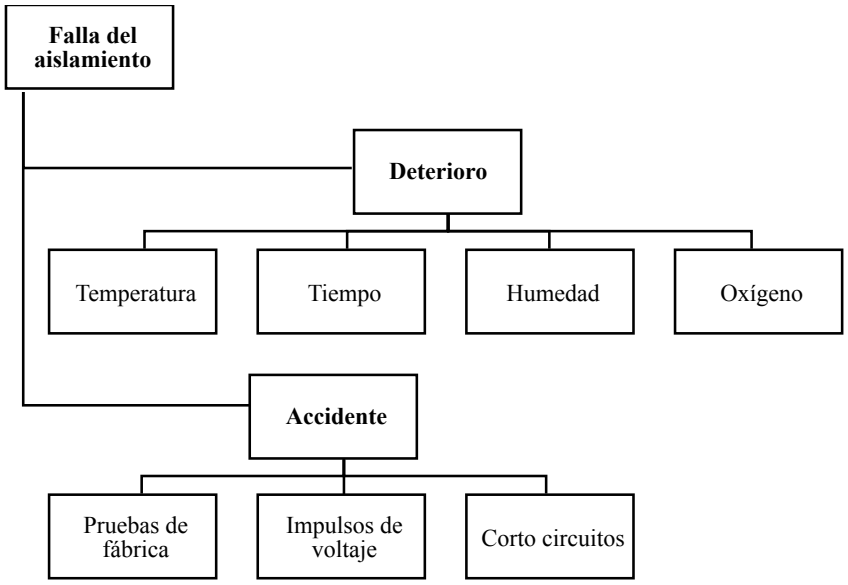
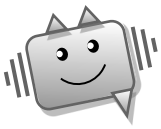


Figura 6.1. Factores que influyen en la falla del aislamiento

Debido a la una alta influencia que tiene la temperatura sobre el deterioro del aislamiento (reflejado en pérdida de la resistencia dieléctrica y en la resistencia mecánica) y éste a su vez sobre la vida del transformador, es importante conocer y analizar su relación a través del estudio de un modelo térmico.

6.3. Envejecimiento del material aislante

En transformadores sumergidos en líquido refrigerante, el principal sistema de aislamiento está conformado por el conjunto aceite - papel, donde este último define la vida del equipo. El aislamiento debe conservar una adecuada resistencia dieléctrica contra sobretensiones y una adecuada resistencia mecánica contra las fuerzas producidas ante condiciones de corto circuitos.



El papel empleado en transformadores está conformado por fibras que pueden ser de origen vegetal (celulosa, algodón, entre otros) o sintético (Nomex, Nylon).

Cuando el papel sumergido en aceite, se somete a procesos de calentamiento por largos periodos, pierde resistencia mecánica y a su vez se afecta su rigidez dieléctrica, hasta tal punto, que el papel empieza un proceso de carbonización que lo vuelve frágil ante esfuerzos mecánicos. Este fenómeno se encuentra agravado por la liberación de agua en el aceite, debido a la descomposición de la celulosa, lo cual termina en un deterioro del aislamiento manifestado en el aumento de pérdidas, de acuerdo a la figura 6.2.

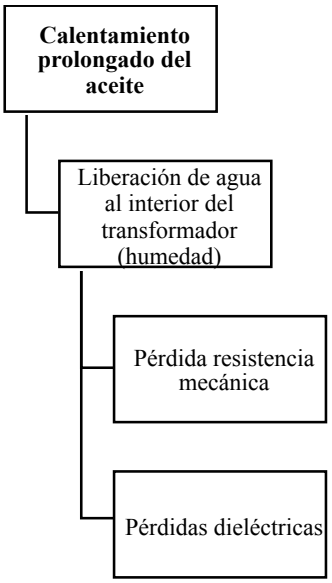
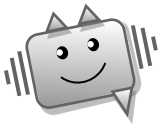


Figura 6.2 Deterioro del aislamiento

El grado de polimerización (DP, por sus siglas en inglés, *Degree Polimerization*) o número de moléculas de celulosa, es un indicativo del proceso de envejecimiento del papel. Cuando el grado de polimerización se reduce, indica que los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen y por tanto se reduce la resistencia mecánica. Como un dato práctico, se puede considerar que, para un trasformador nuevo, el grado de polimerización puede encontrarse alrededor de 1000 moléculas de celulosa. Cuando el transformador entra en operación, empieza el proceso de degradación del papel, que se manifiesta en la pérdida de moléculas. Cuando su grado de polimerización llega alrededor de 200, se considera que el papel se ha envejecido, ya que ha perdido el 50% de su resistencia mecánica y por tanto no se garantiza que pueda soportar ni las vibraciones propias del funcionamiento del transformador, ni mucho menos los esfuerzos presentados bajo condición de cortocircuitos.

Con la degradación del papel, se producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO2) y furanos, entre otros compuestos. Mediante la detección de estos derivados con los métodos de medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO2), se pueden detectar cambios en la condición de la celulosa del papel.



El análisis de gases disueltos (DGA) es un método ampliamente empleado para determinar de acuerdo al tipo y cantidad de gas liberado al interior del transformador, el tipo de averia presentado.

Los materiales aislantes se deterioran con el paso del tiempo y también ante incrementos de temperatura, debido a sobrecargas, cortocircuitos o anomalías en su estado de funcionamiento. En el análisis que se desarrollará en este capítulo, se considera que la vida del equipo no depende de agentes externos tales como condiciones climáticas adversas, descargas atmosféricas y/o inadecuado mantenimiento del equipo, por ejemplo. El tiempo que dure en servicio un transformador es el mismo que dure su aislamiento y será definido como una función de la temperatura de los devanados, así como se ilustra en la figura 6.3.

El aislamiento de un transformador que considera solamente el factor térmico, experimenta una degradación o envejecimiento de naturaleza química. Este proceso es acumulativo y con el paso del tiempo puede llegar a un deterioro total. Se considera un envejecimiento en el aislamiento, cuando este pierde el 50% de sus propiedades mecánicas. En el caso de los transformadores sumergidos en aceite dieléctrico, la guía técnica colombiana GTC50, establece un límite de operación de temperatura de 110°C, para asegurar una vida normal estimada de 20 a 25 años.

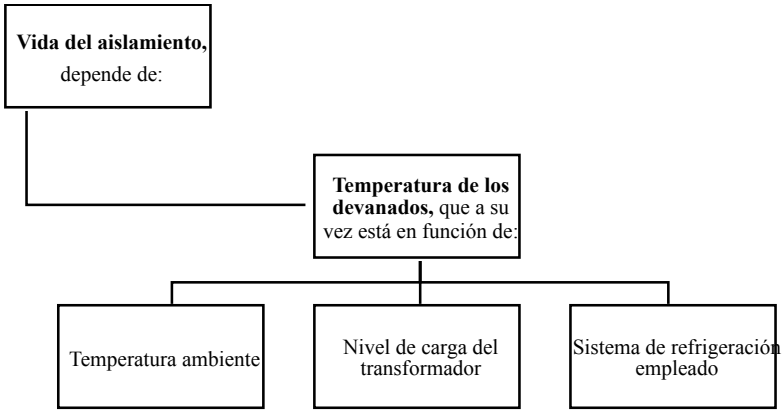


Figura 6.3 Factores de influencia sobre la vida del transformador

El envejecimiento térmico de los aislamientos es un proceso y su tasa de rapidez de cambio es una función directa del tiempo de uso del equipo y de la temperatura del punto más alto al interior del transformador. El envejecimiento se expresa como una velocidad de deterioro o como un porcentaje de pérdida de vida y se incrementa con la temperatura de operación. De acuerdo a la ley de *Montsinger*, si a un material aislante, del que se espera una expectativa de vida alta, entre 25 a 30 años, se le somete a una temperatura superior a la que le corresponde, en 8°C o 10°C, su vida se reduce a la mitad.

Considere la figura 6.4, donde se presentan dos ciclos de carga diarios, para un transformador.

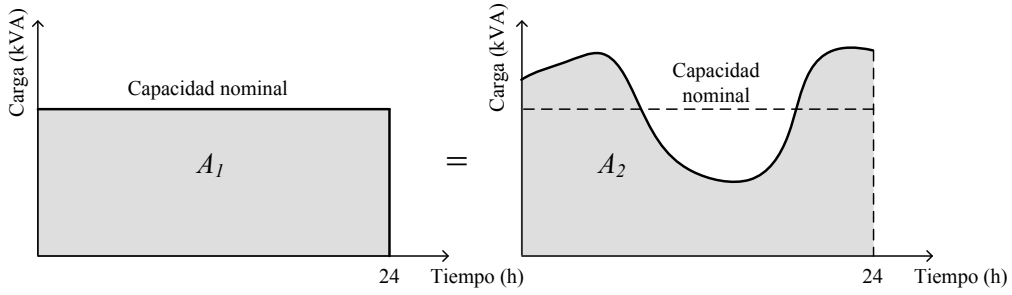


Figura 6.4 Curvas de envejecimiento térmico de los aislamientos

Si se supone que la energía requerida en el ciclo de carga constante es A_1 y que A_2 es la energía requerida por el ciclo de carga variable; se generan dos alternativas posibles:

a) Si $A_1 = A_2$, se produce envejecimiento normal en ambos casos

b) Pero si $A_1 < A_2$, se produce un envejecimiento mayor de lo normal en el caso de carga variable A_2.

Lo que lleva a concluir que un transformador podrá ser sometido a periodos controlados de sobre cargas sin llegar a afectar considerablemente su vida útil. Los transformadores pueden ser operados cortos periodos a temperaturas de punto caliente sobre 110 ° C (valor establecido por la GTC 50-1997), si han operado sobre periodos mucho más largos debajo de 110 °C.

A continuación, se presentan algunos conceptos técnicos que permiten analizar la influencia de la temperatura sobre la operación del transformador.

6.4. Formas de transmisión del calor

La transmisión de energía en forma de calor es un proceso físico que se realiza entre cuerpos, o entre partes de un mismo cuerpo que se encuentran a diferentes temperaturas. El calor se puede transmitir por conducción, convección o radiación. La conducción es la única forma de transmisión de calor entre sólidos. La capacidad que tiene una sustancia para conducir calor se mide por su "conductividad térmica", siendo el cobre uno de los materiales con más alto valor de conductividad. En el transformador este fenómeno se presenta en los devanados. Por su parte, todo el calor generado en el núcleo y en los devanados se extrae al aire por convección del aceite a través de la superficie exterior del tanque. La circulación del aceite al interior del transformador puede ser natural o forzada. Finalmente, la transferencia de calor por radiación se realiza a través del tanque y los radiadores al exterior. En la figura 6.5, se ilustra el fenómeno de intercambio de calor en el transformador.

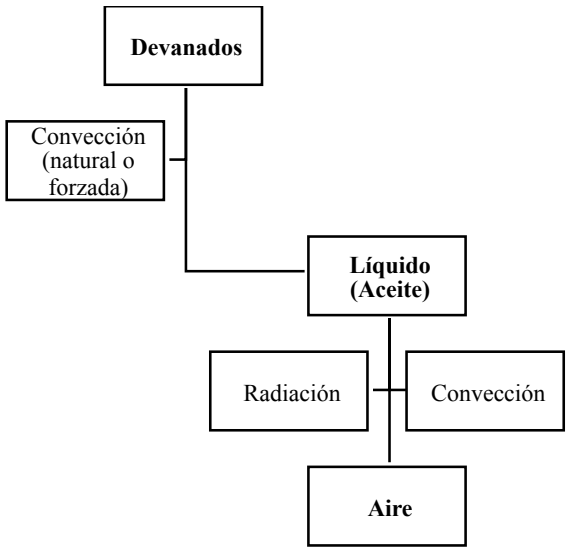


Figura 6.5 Intercambio de calor en el transformador

Los valores máximos admisibles de temperatura para transformadores inmersos en aceite se reúnen en la norma IEC 76 y se ilustran en la tabla 6.1.

Tabla 6.1 Límites de elevación de temperatura para transformadores inmersos en aceite

Parte	Método de enfriamiento	Circulación de aceite	Máxima elevación de Temperatura (°C)
Devanados, clase de aislamiento (medido por el método de variación de resistencia)	Natural Por ventilación forzada Por circulación de agua internamente	Natural	65 °C
Superior del aceite (medición por termómetro)			60°C, sí el equipo está equipado con conservador 55°C, en caso contrario.

6.5. Circulación natural del aceite al interior del transformador

Considere la figura 6.6, en la cual la parte activa del transformador se encuentra sumergida en aceite dieléctrico.

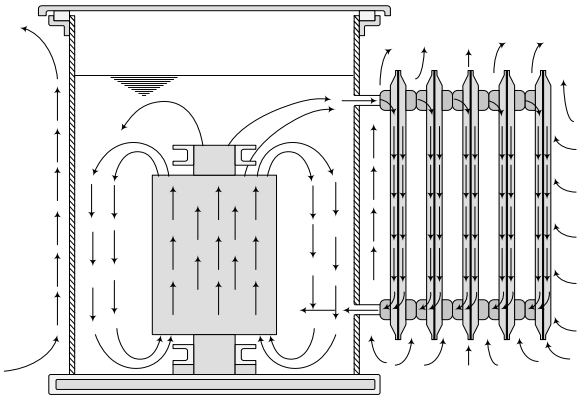


Figura 6.6 Fenómeno de termosifón

En el interior del devanado, el flujo de calor describe una forma parabólica y se transmite por conducción al aceite. Al entrar en contacto el aceite con los devanados, el aceite gana temperatura y pierde densidad (masa por unidad de volumen), logrando con ello que el fluido más caliente ascienda, mientras que el fluido más frío y menos denso desciende.

Cuando el aceite se pone en contacto con la cuba, por efecto del intercambio de calor, el aceite se enfría, gana densidad y por efecto de la gravedad desciende. Por tanto, las fuerzas que hacen circular el aceite son debidas a las diferencias en la densidad del aceite, las cuales

se deben a las diferencias de temperatura. Este fenómeno es conocido como termosifón y de él depende la circulación natural del aceite al interior del transformador.

6.6. Sistemas de refrigeración en un transformador

La transferencia de calor de la parte activa al aire se realiza en dos etapas: primero de la parte activa al aceite dentro del tanque y luego del aceite al aire, en el enfriador o radiador. El movimiento del fluido puede ser originado por causas naturales (convección) o forzadas (por bombas o ventiladores). Una de las funciones que tiene el aceite dieléctrico en el transformador, es el de actuar como medio refrigerante. El calor generado en el transformador es removido por el aceite y transportado para hacer contacto con un ambiente más frío a través de convección, ya sea con el aire o con agua. Esta transferencia de calor es esencial para controlar la temperatura dentro de los límites establecidos por la clase del aislamiento y por tanto prolongar la vida del transformador minimizando la degradación térmica del aislamiento. En la tabla 6.2 se presentan algunos de los materiales utilizados como agente enfriador.

Tabla 6.2 Materiales utilizados

Tipo de elemento	**Símbolo**	**Ejemplo**
Aceite mineral / Líquido refrigerante	O	
Gas	G	Nitrógeno
Agua	W	
Aire	A	

El calor generado internamente en el transformador puede ser disipado de varias formas. Para el caso de transformadores de bajas potencias, es suficiente el área del tanque o cuba para disipar directamente el calor al aire exterior. En estos casos se considera que la disipación de calor es del aceite del transformador al aire exterior y se realiza por medios naturales, por tanto, el tipo de circulación es natural, designándose para ello la letra N. Mientras que para transformadores de mayores potencias puede ser necesario utilizar una superficie de disipación mayor en la forma de tubos o radiadores conectados al tanque, como se presenta en la figura 6.7.



Figura 6.7. Transformador trifásico con radiadores en sus laterales

Cuando se requiere aumentar la velocidad de disipación del calor, se utilizan dispositivos como ventiladores ubicados sobre los laterales de los radiadores. Para este caso el tipo de circulación es forzado, F. En la tabla 6.3 se presentan los diferentes tipos de ventilación empleados en transformadores.

Tabla 6.3 Sistemas de enfriamiento en transformadores

Tipo de Ventilación	**Símbolo**	**Ejemplo**
Natural	N	
Forzado	F	Ventiladores
Dirigido hacia el devanado	D	

En la tabla 6.4, se presenta la clasificación de los transformadores de acuerdo a su sistema de refrigeración, según IEEE C57.12.80 – 2010, también se presenta la simbología que se empleaba en la misma norma, pero versión 1978 (ANSI/IEEE C57.12.80 – 1978) y que fue declarada obsoleta.

El tipo de refrigeración utilizado con mayor frecuencia en transformadores de baja potencia y el que resulta más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones, es del tipo refrigeración natural (ONAN), en el cual el calor es absorbido por el aceite del transformador y disipado en el aire que circula alrededor del radiador.

El tipo ONAN/ONAF consiste de unidades ONAN con radiadores, a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y, por lo tanto, aumentar los kVA de salida. En transformadores tipo OFAF, se realiza la circulación forzada de líquido aislante sobre el núcleo y las bobinas. A continuación, se

presenta en la figura 6.8 el diagrama de designación de clase de refrigeración establecido en la norma IEEE Std C57.12.80 - 2010, para transformadores sumergidos en líquido.

Tabla 6.4 Algunos sistemas de enfriamiento en transformadores secos e inmersos en líquido.

Sistemas más comunes	**Simbología revisión 2010**	**Simbología obsoleta revisión 1978**
Transformador seco autorefrigerado	AA	AA
Transformador seco autorefrigerado y refrigerado con aire forzado	AA/FA	AA/FA
Transformador autorefrigerado	ONAN	OA
Transformador refrigerado con líquido forzado y aire forzado	ODAF ó OFAF	FOA
Transformador autorefrigerado y refrigerado con aire forzado	ONAN/ONAF	OA/FA
Transformador autorefrigerado y doblemente refrigerado con aire forzado	ONAN/ONAF/ONAF	OA/FA/FA
Transformador autorefrigerado, refrigerado con aire forzado y refrigerado con líquido forzado	ONAN/ONAF/OFAF	OA/FA/FOA
Transformador autorrefrigerado y doblemente refrigerado con aire y líquido forzados	ONAN/ODAF/ODAF ó ONAN/OFAF/OFAF	OA/FOA/FOA
Transformador refrigerado con agua	ONWF	OW
Transformador autorrefrigerado con agua	ONWF/ONAN	OW/A
Transformador refrigerado con líquido forzado y agua forzada	ODWF ó OFWF	FOW

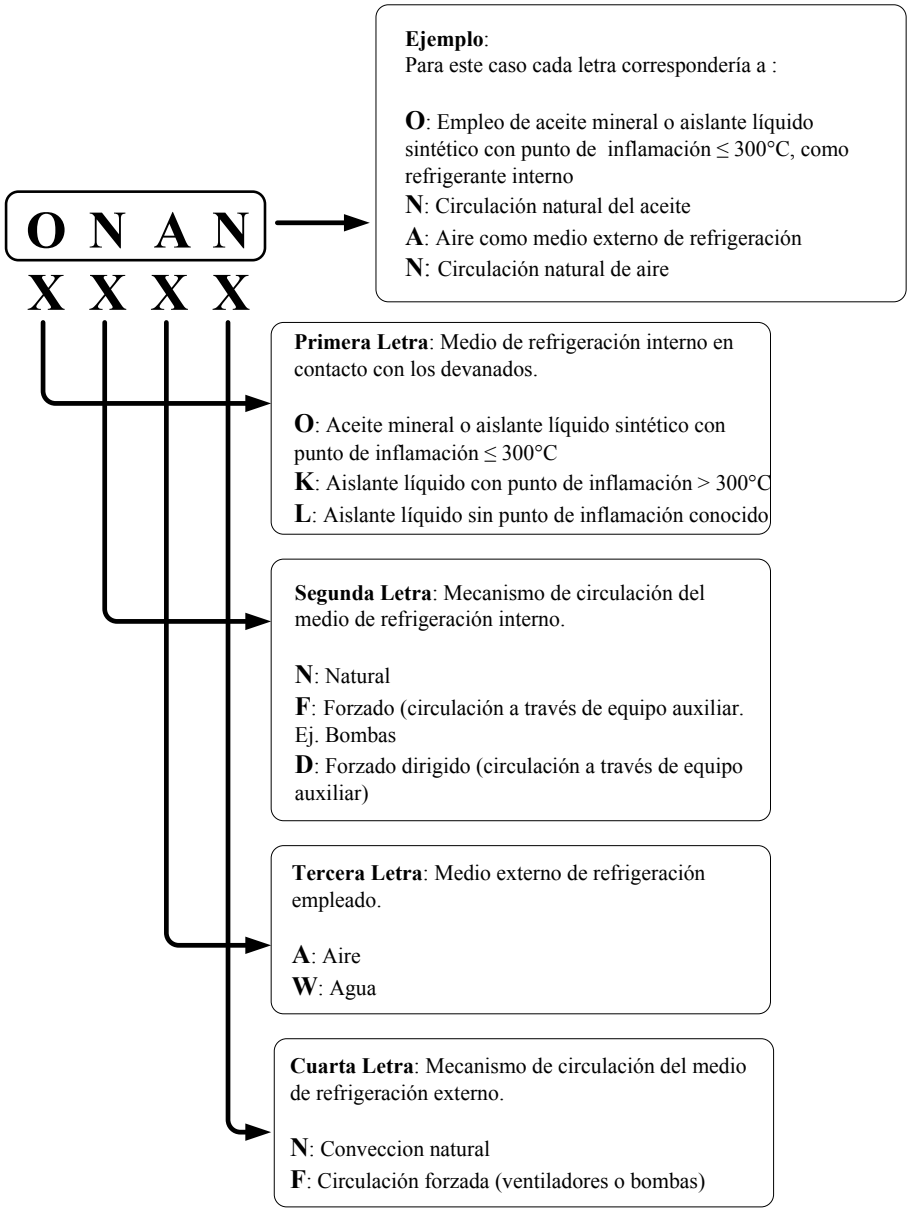


Figura 6.8. Diagrama de designación de clase de refrigeración para transformador sumergido

6.7. Modelo térmico del transformador

Determinar la temperatura interna en el transformador es un poco complejo, debido a que es un sistema heterogéneo, constituido por diversos materiales, cada uno con diferentes conductividades térmicas (núcleo ferromagnético, aislamientos sólidos y líquidos, conductores, entre otros). Al analizar el calentamiento en el transformador, es importante determinar la temperatura en diversos puntos y en particular, en aquellos donde se alcanzan los valores máximos, como es el caso de los devanados y el aceite, para transformadores sumergidos en líquido refrigerante.

La determinación de los puntos calientes de los devanados constituye actualmente, un problema de notable complejidad y de máxima importancia a nivel investigativo. El modelo térmico que se utilizará en este capítulo, se aplica para un tipo particular de transformador ONAN, aunque los principios que se aplican pueden generalizarse a cualquier transformador.

6.7.1. Diagrama esquemático de la temperatura en un transformador

Considere la figura 6.9, donde se ilustra el corte de un transformador y la distribución del calor en su interior con respecto a su altura.

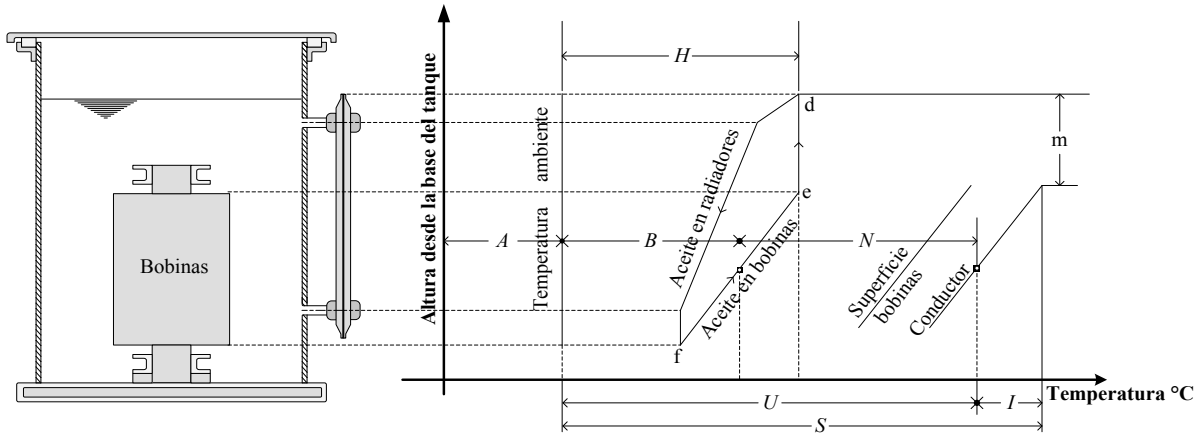


Figura 6.9 Diagrama esquemático de temperaturas en un transformador

Donde:

A : Temperatura ambiente (°C).

B : Elevación de temperatura promedio del aceite en contacto con las bobinas sobre el ambiente (°C).

N : Gradiente: Elevación de temperatura promedio del conductor sobre el aceite en contacto con las bobinas (°C).

U : Elevación de temperatura promedio del conductor sobre el ambiente (°C).

I : Elevación de temperatura del punto más caliente sobre la temperatura promedio del conductor (ºC).

S : Elevación de temperatura del punto más caliente sobre el ambiente (ºC).

H : Elevación de temperatura en la parte superior del aceite (°C).

Se observa que el aceite tiene una temperatura máxima en la zona cercana a la parte superior de la cuba y una temperatura mínima en la parte inferior. Se asume que la temperatura del aceite y de los devanados aumenta de abajo hacia arriba en forma lineal.

La temperatura en los devanados o conductores es mayor, debido a que son ellos quienes conducen la corriente. De esta forma, su temperatura se ubica a la derecha de la temperatura presentada en el aceite. El devanado que se encuentra sumergido en el aceite, presenta también un punto de máxima temperatura, que se denomina punto o zona caliente y corresponde al punto más alto del devanado. La temperatura del punto más caliente depende de la temperatura ambiente, la elevación de temperatura en el nivel superior del aceite y el gradiente devanado-aceite.

El gradiente de temperatura *N* del devanado respecto al aceite es constante, independientemente de su posición (altura). Esto implica que tanto la velocidad del fluido de refrigeración como el aporte de calor por unidad de longitud del canal, son constantes.

Debido al fenómeno de convección, el calor fluye desde el devanado hacia el exterior y debido a la forma y dimensión del transformador, se puede considerar que la transmisión de calor se hace en sentido radial.

La capacidad nominal de los transformadores fabricados, típicamente se efectúa para una temperatura ambiente de 30ºC, una elevación promedio devanados de 65ºC y elevación máxima del punto más caliente de 80ºC. En la tabla 6.5 se presenta la especificación de temperaturas de acuerdo a la *Guia de Cargabilidad*, Norma Técnica Colombiana, GTC 50-1997.

Tabla 6.5 Especificación de temperaturas de acuerdo GTC50-1997

Temperatura	**Valor promedio**	**Observaciones**
A	Promedio diario = 30º C Máximo diario = 40º C	
B	55	
U	65	
N	10	Recomendado por fabricantes *N* debe ser tal que se cumpla que *B* + *N* = *U*, ni *B*, ni *U* sobrepasarán sus máximos
I	15	*S* = *U* + *I*, recomendaciones de fábrica
S	80	Las recomendaciones se realizan suponiendo que las curvas de aceite y devanados tienen igual pendiente.

6.7.2. Influencia de la temperatura ambiente y la carga sobre el punto más caliente del transformador

De acuerdo a la figura 6.10, la temperatura del punto más caliente T_{hs}, se define por:

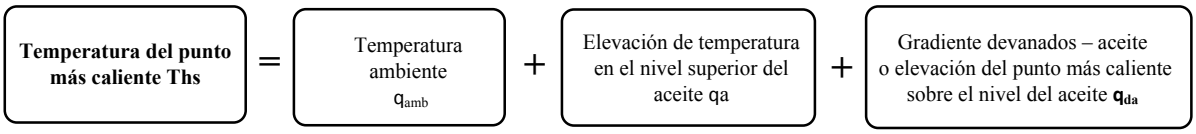


Figura 6.10 Definición del punto más caliente

Con el fin de no superar el límite para la elevación en el punto más caliente dado por la GTC50-1997, se deduce que, cuanto más baja sea la temperatura ambiente, se podrá cargar más el transformador, pero en cuanto la temperatura ambiente sea más alta, se debe reducir la carga. En la tabla 6.6 se ilustra este proceso.

Tabla 6.6 Porcentaje de capacidad nominal

Reducción necesaria en la carga por cada °C sobre 30°C	Incremento en la carga por cada °C por debajo de 25°C
1,5 %	1,0%

Es importante mencionar que la altitud también desempeña una alta influencia sobre la cargabilidad del transformador, según la figura 6.11.

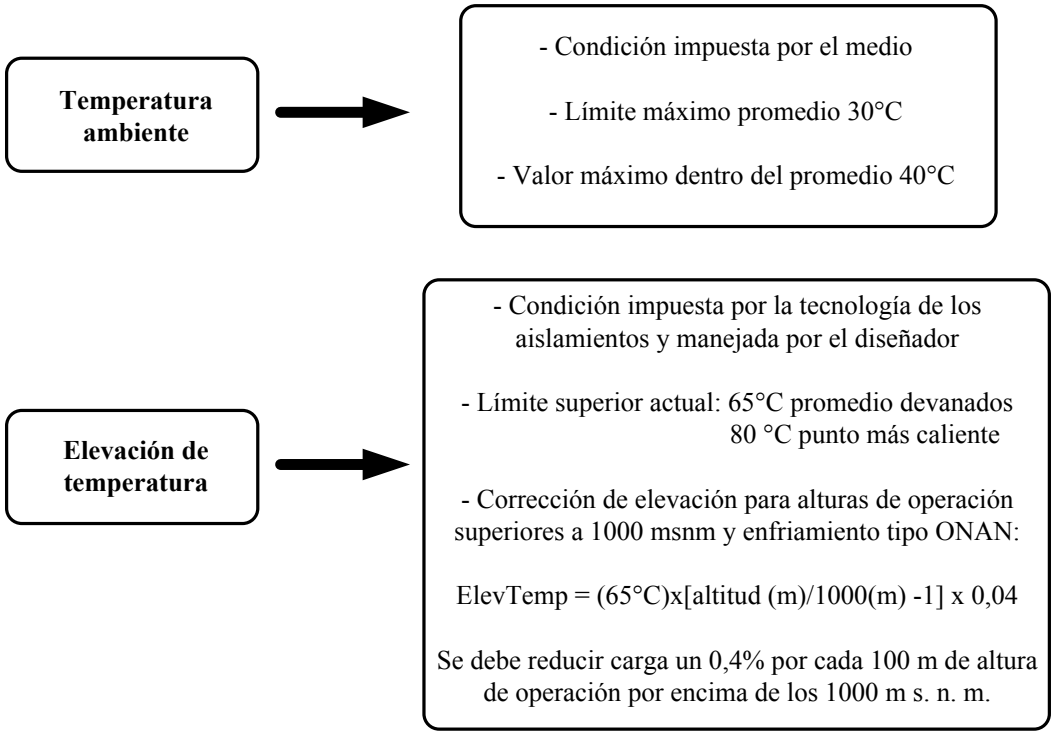


Figura 6.11. Elevaciones de temperatura

En análisis de cargabilidad es importante considerar que:

a. La temperatura ambiente es un valor no controlable por el usuario.

b. La elevación de temperatura tanto de los devanados como del punto más caliente, son funciones de la carga y del diseño del transformador.

Como conclusión, se tiene que la capacidad real de un transformador, es aquella que puede entregar dentro de ciertas condiciones de temperatura ambiente y altitud de operación, sin que sean superados los límites de temperatura impuestos por el aislamiento. En general, a mayor carga, mayor temperatura. Al imponer el límite de elevación del punto más caliente según la GTC50 que es de 80°C, se puede determinar la máxima elevación en el nivel superior del aceite como se presenta en la figura 6.12:

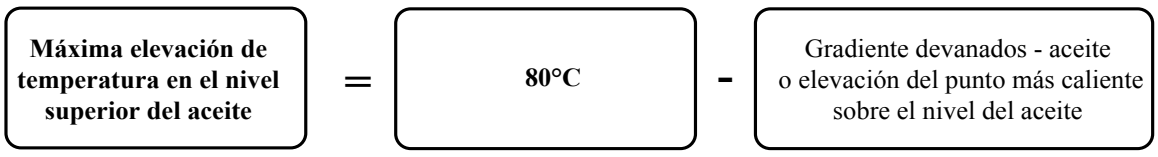


Figura 6.12. Máxima elevación de temperatura para el aceite

6.7.3. Guía de cargabilidad de transformadores de distribución

Las guías de cargabilidad para transformadores de potencia datan desde la década de los 40's y han tenido un pequeño cambio en la filosofía desde aquella época. En la guía técnica colombiana GTC 50-1997 y la norma ANSI/IEEE C57.91-2011, se sintetizan las recomendaciones para el valor de carga de transformadores de distribución sumergidos en aceite con elevación promedio de temperatura en los devanados no mayor de 65ºC y elevación de temperatura en el punto más caliente no mayor de 80ºC.

Debido al retraso térmico (inercia) que se presenta en los componentes internos del transformador (principalmente aceite y devanados) cuando se cambia el nivel de carga, se requiere un cierto tiempo para que las temperaturas internas se estabilicen. Por esta razón se establece un compromiso entre la carga y la temperatura en el transformador, que permite manejar o soportar picos de carga de corta duración por encima de los valores nominales.

Esta guía de cargabilidad permite utilizar al máximo la capacidad instalada de los transformadores (con sobrecargas por cortos periodos de tiempo y con descargas el resto del tiempo) con la seguridad de no superar la pérdida de vida diaria permisible. Esto representa un ahorro económico altamente interesante, al eliminar la capacidad instalada no aprovechada en transformadores de distribución.

A continuación, se presentan algunos conceptos importantes:

6.7.4. Transitorio de temperatura

La temperatura en un material conductor, presenta un comportamiento exponencial cuando se somete o se aparta de la fuente de calor. Al aplicar calor al conductor, la temperatura toma de 3 a 4 minutos para estabilizarse, pero al aceite le toma de entre 3 a 4 horas. Por esta razón, se puede sobrecargar el transformador durante un tiempo determinado y antes de que el aceite llegue a la temperatura de estabilización, se le retira la sobrecarga. De esta forma no se corre el riesgo de que el aceite se caliente demasiado. El envejecimiento es entonces fuertemente acelerado por algunas horas y el resto del tiempo este proceso es retardado; la curva de carga promediada diaria determinará, si se ha sobrepasado el máximo acumulado diario de pérdida de vida.

Es así como un transformador, por ejemplo, puede ser sobrecargado al 300% durante 1 hora y trabajar las otras 23 horas al 10%, sin que sufra deterioro apreciable en su estructura aislante.

6.7.5. Constante de tiempo del líquido refrigerante

Es el periodo requerido por el líquido refrigerante para cambiar desde su valor inicial de temperatura hasta el valor final, siempre y cuando la velocidad inicial de cambio se mantenga constante hasta que alcance la temperatura final.

Esta constante térmica se puede calcular por medio de la expresión:

$$t_a = \frac{C \times \left[\theta_{a_final} - \theta_{a_inicial}\right]}{P} \tag{6.1}$$

donde:

C: Capacidad calórica del transformador en W×h/°C.

P: Cambio en las pérdidas totales debido al cambio en la carga.

θ_{a_final} y $\theta_{a_inicial}$ son las elevaciones de temperatura inicial y final en el nivel superior del aceite.

La capacidad calórica de un transformador puede calcularse según la GTC 50-1997, de la siguiente manera:

$$C = 0{,}132 \times (peso \text{ parte activa en kg}) + 0{,}088 \times (peso \text{ del tanque completo en kg}) + \\ + 0{,}352 \times (L\ aceite) \tag{6.2}$$

6.7.6. Ensayo de calentamiento

El ensayo de calentamiento es una prueba de diseño y se realiza para determinar los parámetros térmicos y las temperaturas de los devanados y del líquido refrigerante del transformador. Según la NTC 316-1998, el procedimiento consiste en someter el transformador a plena carga durante un tiempo considerable, para obtener una estabilización en la temperatura en el aceite y simular las condiciones operativas reales. Se toman las lecturas de temperatura del ambiente, en el nivel superior del aceite y en los devanados. Debido a la imposibilidad de tomar directamente la temperatura de los devanados, esta se determina por el método de la resistencia (NTC 375-1970), según la expresión:

$$T = \frac{R}{R_o}(T_k + T_o) - T_k \tag{6.3}$$

Donde:

T es la temperatura promedio del devanado correspondiente a la resistencia R, R es resistencia en ohms medida en caliente, R_o es la resistencia medida en frío a la temperatura T_o, T_k es una constante que depende del material de los devanados, la cual para el caso del cobre es igual a 234,5°C.

6.7.7. Ciclo de carga equivalente

Generalmente los ciclos de carga reales no son continuos y por tanto para realizar análisis de la temperatura en el transformador, es conveniente recurrir a ciclos de carga escalonados, en los cuales se definen una carga pico y una carga precedente como se ilustra en la figura 6.13.

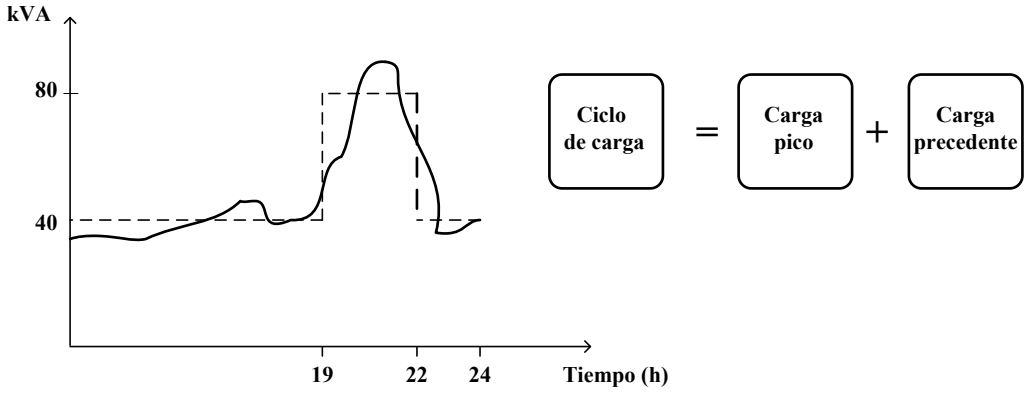


Figura 6.13 Ciclo de temperatura real de un transformador

Como la temperatura del transformador varia conforme varia la carga, es necesario realizar un proceso de integración punto a punto de la curva de carga, para determinar aproximadamente la temperatura. Sin embargo, si se utiliza el método aproximado, el ciclo de carga real se convierte en un ciclo de carga equivalente, conformado por un régimen de sobrecarga (cuyo valor K_u considera el promedio de los valores de carga superiores a la carga nominal) más un régimen precedente (cuyo valor K_i considera el promedio de los valores de carga inferiores o iguales a la carga nominal), como lo presenta la figura 6.14.

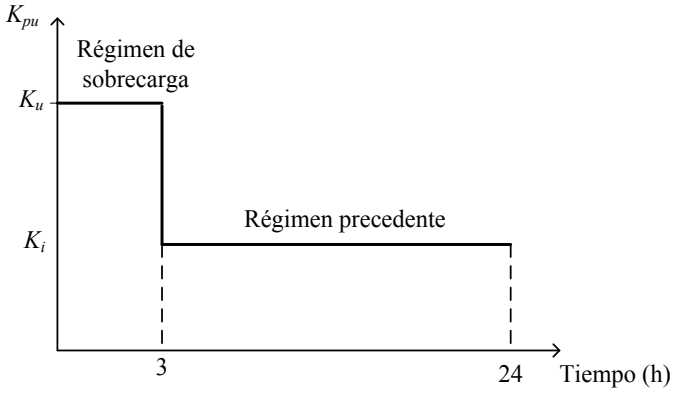


Figura 6.14 Ciclo de temperatura de un transformador con sobrecarga y precedente

En la figura 6.14, los valores de carga se establecen en p.u y por tanto para el caso específico de la figura se tiene:

$K_{sobrecarga} = K_u$= (Potencia periodo de sobrecarga /Potencia nominal transformador) (6.4)

$K_{precedente} = K_i$= (Potencia periodo de precedente / Potencia nominal transformador)

Otra forma de obtener un ciclo de carga equivalente RMS, a partir del ciclo de carga real se ilustra a continuación con la figura 6.15:

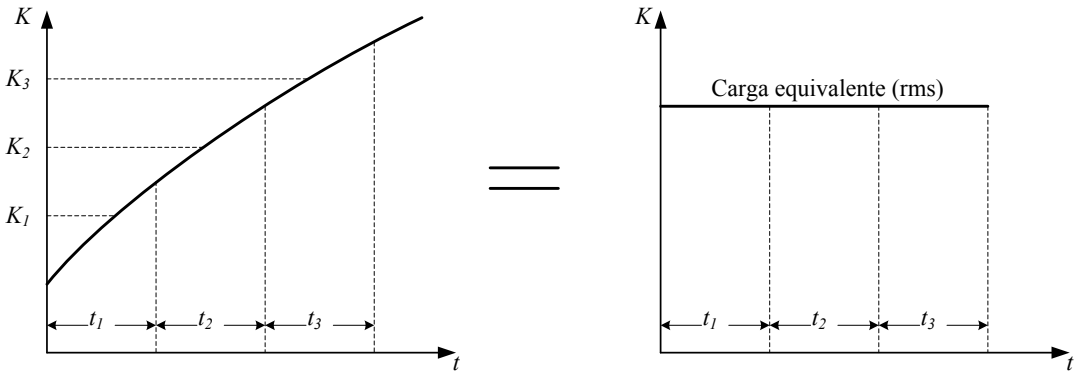


Figura 6.15 Ciclo de carga real y carga equivalente rms

El ciclo de carga real se divide en tramos cada determinado tiempo, con el fin de obtener una carga equivalente igual a:

$$Carga_{equivalente}(rms) = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n} K_j{}^2 t_j}{\sum_{j=1}^{n} t_j}} \tag{6.5}$$

Donde K_j es el valor de la carga para el instante t_j.

6.8. Cálculo de la temperatura del punto más caliente con el método IEEE

La siguiente metodología está basada en el estándar IEEE C57.91-2011, que puede aplicarse a transformadores de cualquier potencia, bajo la consideración de que la temperatura ambiente permanece constante.

La temperatura del punto más caliente es la que determina la capacidad térmica del transformador y está dada por la siguiente ecuación:

$$\theta_{hs} = \theta_a + \theta_{d/a} + \theta_{amb} \tag{6.6}$$

Donde:

θ_a es la elevación de temperatura en el nivel superior del aceite (°C).

$\theta_{d/a}$ es la elevación de temperatura de los devanados respecto al aceite. También se conoce como gradiente devanados / aceite (°C).

θ_{amb} es la temperatura ambiente (°C).

Si la carga cambia de un valor a otro, se tiene que la elevación de temperatura del aceite está dada por la siguiente expresión:

$$\theta_{a-t} = (\theta_{a-final} - \theta_{a-inicial}) \times (1 - e^{-\left(\frac{t}{\tau_a}\right)}) + \theta_{a-inicial} \quad (6.7)$$

Donde:

$\theta_{a-final}$ corresponde a la elevación de temperatura final en el nivel superior del aceite.

$\theta_{a-inicial}$ corresponde a la elevación de temperatura inicial en el nivel superior del aceite.

t es la duración de la carga, en horas.

τ_a es la constante de tiempo del aceite, en horas.

La elevación de temperatura inicial y final en el nivel superior del aceite, depende de los valores de carga respectivos y se determina según:

$$\theta_{a_i} = \theta_{a-p.c.} \times \left[\frac{K_i^2 R + 1}{R + 1}\right]^n \quad (6.8)$$

Donde:

R es la relación de pérdidas en el cobre nominales a pérdidas en el núcleo; K_i es el valor de la carga en p.u.; $\theta_{a\text{-}pc}$ es la elevación de temperatura en el aceite bajo condiciones nominales; n es un exponente empírico que depende de la clase de enfriamiento que tiene el transformador. Para transformadores con clase de enfriamiento ONAN, n es igual a 0,8.

La elevación de temperatura en el punto más caliente respecto al aceite también es dependiente de la carga y del tiempo y puede expresarse como:

$$\theta_{d-t} = (\theta_{d-final} - \theta_{d-inicial}) \times (1 - e^{-\left(\frac{t}{\tau_d}\right)}) + \theta_{d-inicial} \quad (6.9)$$

Donde:

$\theta_{d-final}$ corresponde a la elevación de temperatura final en el punto más caliente respecto al nivel superior del aceite.

$\theta_{d-inicial}$ corresponde a la elevación de temperatura inicial en el punto más caliente respecto al nivel superior del aceite.

t es la duración de la carga, en horas.

τ_d es la constante de tiempo de los devanados, en horas.

La elevación de temperatura inicial y final en el punto más caliente respecto al nivel superior del aceite depende de los valores de carga respectivos, así:

$$\theta_{di} = \theta_{d-pc} \times \left[K_i\right]^{1,6} \tag{6.10}$$

donde:

K_i es el valor de la carga en p.u.

$\theta_{d\text{-}pc}$ es la elevación de temperatura en el punto más caliente respecto al nivel superior del aceite bajo condiciones nominales.

Las expresiones 6.7 y 6.9 se ilustran gráficamente en la figura 6.16.

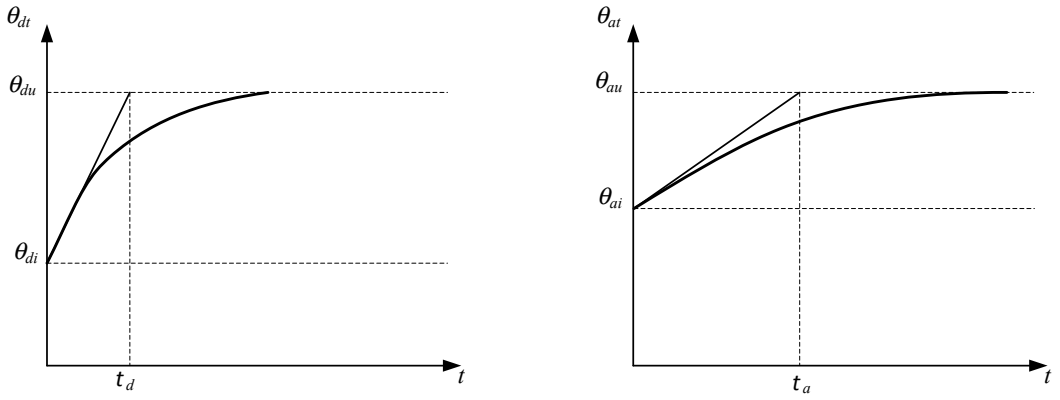


Figura 6.16 Proceso de calentamiento y enfriamiento de devanados y aceite

Se observa el comportamiento estático de la temperatura (función exponencial) y la diferencia entre la elevación de temperatura en el devanado respecto a la elevación de temperatura en el aceite, al ser esta última más lenta. Dicha característica es la que permite someter al transformador bajo periodos regulados de sobrecarga, sin llegar a afectar considerablemente la vida útil del transformador.

6.9 Procedimiento de cálculo de vida útil del transformador en función de la temperatura del punto más caliente

Paso 0: Definir temperatura ambiente θ_{amb}.

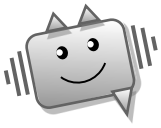
Paso 1: A plena carga, determinar la relación de pérdidas *R* y las elevaciones de temperatura en el nivel superior del aceite θ_{a_pc} y en los devanados θ_{d_pc}.

Paso 2: Calcular θ_{d_final}, $\theta_{d_inicial}$, $\theta_{a_inicial}$ y $\theta_{a_inicial}$ de estado estacionario para una carga específica *K*.

Paso 3: Calcular θ_{a_t} y θ_{d_t} para el valor de *t* deseado.

Paso 4: Calcular la temperatura en el punto más caliente θ_{hs} utilizando la expresión:

$$\theta_{hs} = \theta_{a-t} + \theta_{d-t} + \theta_a$$



Según la GTC50, el punto caliente del transformador no debe exceder el valor de 110°C, para no disminuir la vida útil del mismo.

En la figura 6.11, se ilustran las variaciones de la temperatura en el aceite, en el devanado y finalmente en el punto más caliente para los periodos de sobrecarga y precedente.

Es importante notar el decrecimiento exponencial que presenta la temperatura una vez se retira la sobrecarga del transformador. Las expresiones de elevación de temperatura para el aceite y los devanados para el periodo precedente, se obtienen utilizando las dadas para sobrecarga, pero teniendo en cuenta que las elevaciones iniciales y finales serán diferentes.

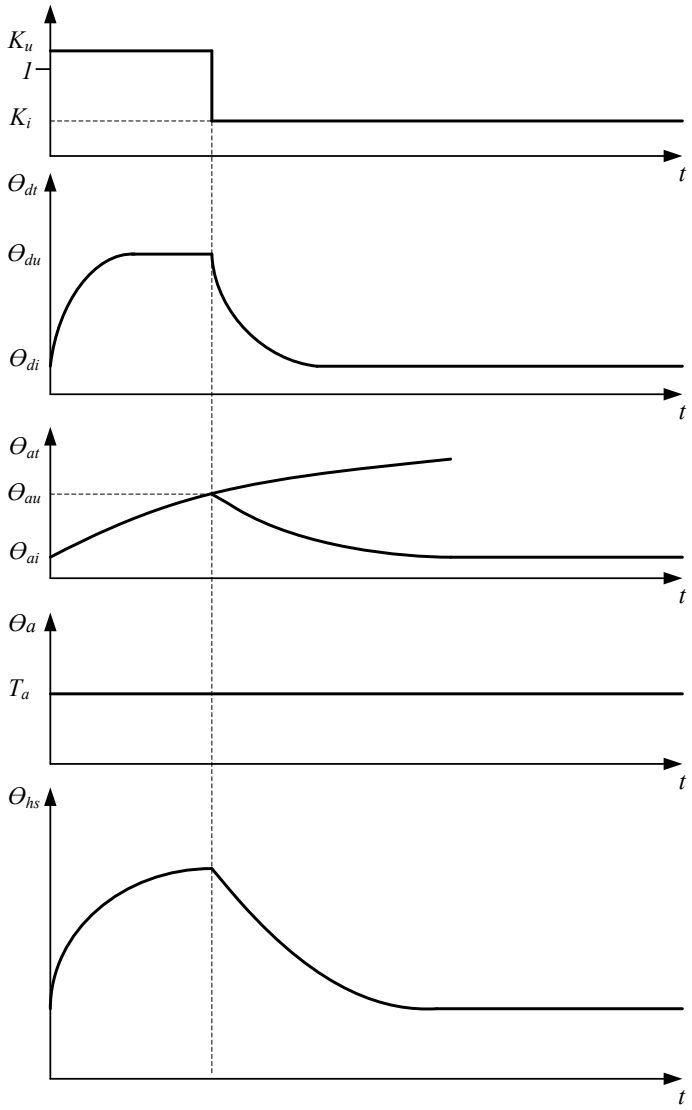


Figura 6.17 Temperaturas en el modelo térmico del transformador

La relación del envejecimiento del aislamiento con el tiempo y la temperatura, se presenta en la figura 6.18 y ha sido considerada en el estándar IEEE, como un porcentaje de pérdida de vida *(%PV*), según la expresión:

$$\%PV\Big|_{t_1-t_2} = \frac{\Delta t}{Vida_horas} \times 100\% = \frac{\Delta t}{10^{-11,269+\frac{6328,8}{\theta_{hs}(K)}}} \times 100\% \tag{6.11}$$

Donde la vida en horas depende directamente de la temperatura del punto más caliente θ_{hs} dada en Kelvin.

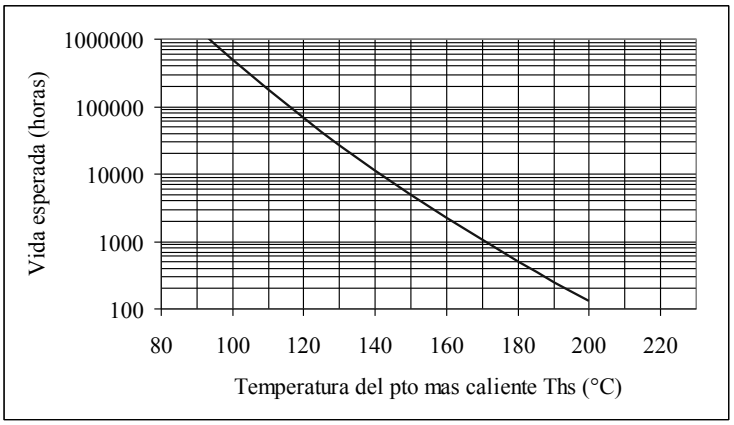


Figura 6.18. Curva de expectativa de vida en función de la temperatura del punto más caliente

La mínima vida esperada es el resultado de la operación continua del transformador, con temperaturas del conductor en el punto más caliente de 110 °C. La pérdida de vida diaria no debe exceder 0,013%, para que la duración del equipo no sea inferior a 20 años.

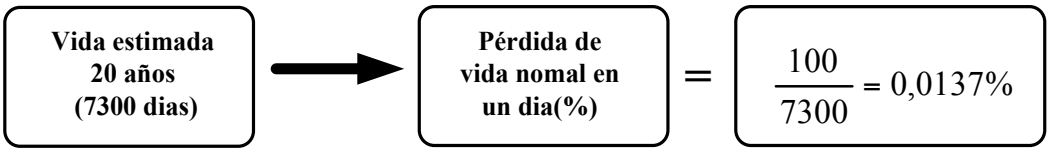


Figura 6.19. Pérdida de vida permisible por día

El procedimiento para determinar la pérdida de vida es el siguiente: Se divide el ciclo de carga diario en intervalos de tiempo iguales Δt, como se indica en la figura 6.20 y se calcula la vida en años para cada periodo de tiempo. Así se podrá elaborar la sumatoria de todas las vidas ó consumo de vida en años, correspondiente a cada periodo de tiempo Δt durante un ciclo de carga diario.

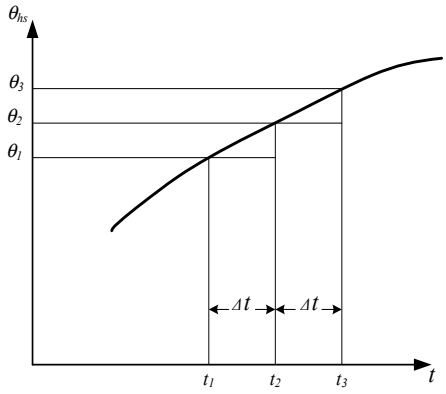
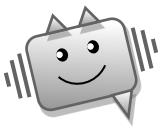


Figura 6.20 Selección de intervalos Δt durante un ciclo de carga diario



La alta inclusión de generación distribuida y de vehículos eléctricos en los sistemas de distribución actuales, causa un considerable impacto sobre la operación y la vida útil del transformador. A continuación se presenta un enlace relacionado.

Enlace recomendado

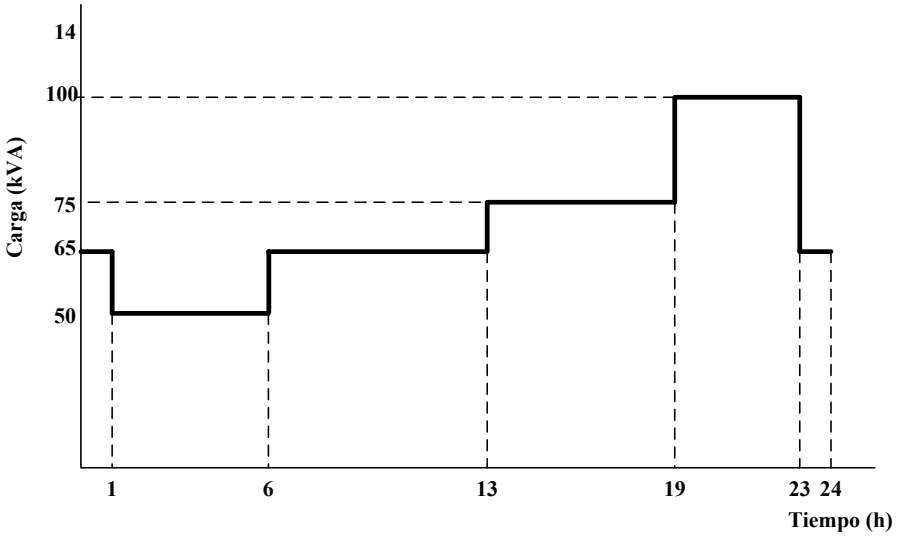
Ejemplo 6.1. Cálculo de vida útil para transformador trifásico

Un transformador trifásico de 75 kVA, 13200/208 V, 60 Hz, fue sometido al ciclo de carga representado en la figura. En el protocolo de ensayos se encuentran los siguientes resultados obtenidos de los ensayos de vacío, cortocircuito y de calentamiento:

Pérdidas nominales en el cobre 320W y en el núcleo de 330W.

En la prueba de calentamiento a condiciones nominales y sobre una temperatura ambiente de 25 ºC, se presentaron los siguientes resultados:

- Elevación promedio del aceite: 40ºC.
- Elevación en el nivel superior del aceite: 50ºC.
- Elevación promedio de los devanados sobre el ambiente: 45ºC.
- Constante de tiempo de devanados y aceite: τ_d =0,0834 horas y τ_a =2,8 horas respectivamente.



Determinar:

a) En forma gráfica, los valores de las siguientes temperaturas obtenidas en el ensayo de calentamiento: Gradiente devanados-aceite, elevación del punto más caliente sobre el ambiente y temperatura del aceite en el punto más bajo.

b) ¿Cuál sería la máxima carga del transformador en kVA con la que se obtendrá una elevación en el punto más caliente de 25ºC?

c) Defina y grafique el ciclo de carga equivalente en p.u del transformador, asumiendo la carga pico entre las horas 19 a 23 y el resto como carga precedente.

Para el régimen de carga calculado anteriormente definir y graficar:

d) Ecuación de la elevación de temperatura del punto más caliente para los regímenes de sobrecarga y precedente.

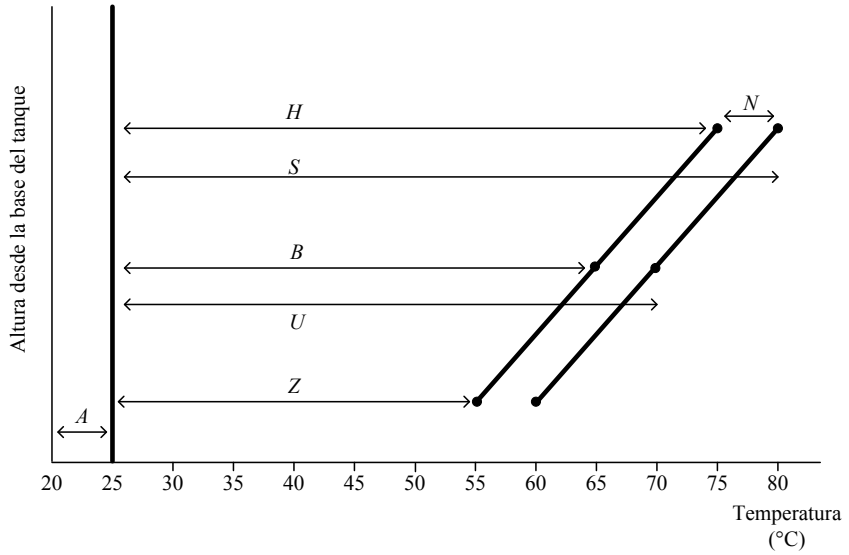
e) Ecuación de la elevación de temperatura del nivel superior del aceite para los regímenes de sobrecarga y precedente.

f) Determinar la pérdida de vida diaria del transformador considerando el ciclo de carga equivalente y la siguiente partición:

Periodo (h)	Δt (h)
0 a 4	1
4 a 8	2
8 a 24	8

Desarrollo:

En el siguiente gráfico se ilustran los datos entregados por el ensayo de calentamiento.



donde:

La elevación promedio del aceite está representada por *B*=40ºC. La elevación en el nivel superior del aceite está dada por *H*= 50°C. La elevación promedio de los devanados sobre el ambiente es *U*= 45°C. Del gráfico se observa que el gradiente devanados – aceite está definido por:

$$N = H - U = 50 - 45 = 5°C$$

Para determinar la elevación del punto más caliente sobre el ambiente, se le suma a la elevación en el nivel superior del aceite, el gradiente que se determinó.

$$S = H + N = 50 + 5 = 55°C$$

La temperatura del aceite en el punto más bajo del devanado, se calcula por:

$$H - B = B - Z$$
$$Z = 2B - H = 2 \times 40 - 50 = 30°C$$
$$X = A + Z = 25 + 30 = 55°C$$

b) Para calcular la carga del transformador que consiga un gradiente devanados-aceite igual a 25°C, se utiliza la siguiente expresión :

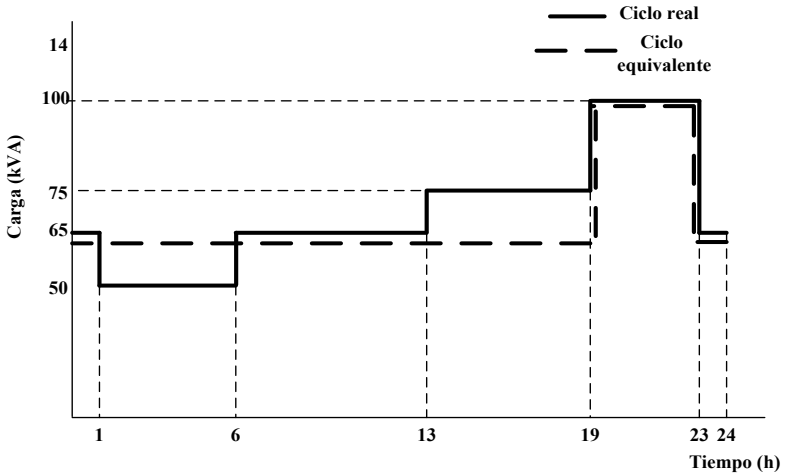
$$\theta_d = \theta_{dpc} K^{1,6}$$

Donde el gradiente devanado aceite a plena carga es igual al valor de *N,* por tanto :

$$25 = 5 \times K^{1,6}$$
$$K = 2,7344$$

Que corresponde a una carga de 205,08 kVA.

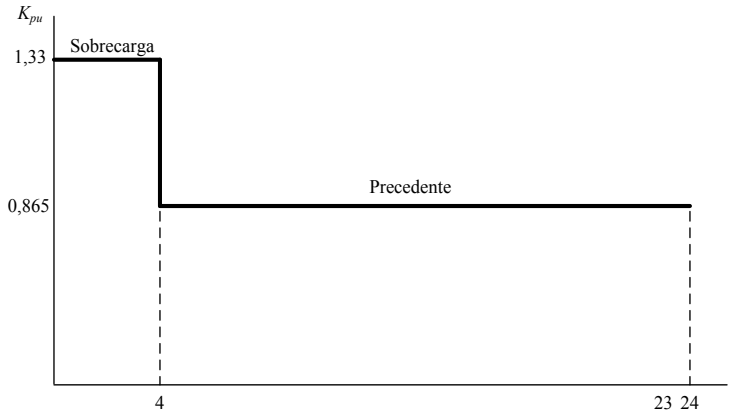
c) En el siguiente gráfico se ilustran los ciclos de carga real y equivalente.



Para el periodo de sobrecarga considerado entre las horas 19 a 23, corresponde un valor de 1,33 p.u. Para el periodo precedente se determina un equivalente según:

$$KVA_{Rms} = \sqrt{\frac{\sum_i K_i^2 t_i}{\sum_i t_i}} = \sqrt{\frac{50^2 \times 5 + 65^2 \times 9 + 75^2 \times 6}{2 + 5 + 7 + 6}} = 64{,}9134\ kVA = 0{,}865\ pu$$

El ciclo de carga equivalente con corrimiento de ejes es el siguiente:



d) Representación en el tiempo de la elevación de temperatura del punto más caliente, respecto al nivel superior del aceite:

-Para el periodo de sobrecarga

	Carga inicial ***K*=0,865**	**Carga final** ***K*=1,33**
Gradiente devanados -aceite	$\theta_{d_inicial} = 5 \times (0{,}865)^{1.6} = 3{,}97°C$	$\theta_{d_final} = 5 \times (1{,}333)^{1.6} = 7{,}92°C$

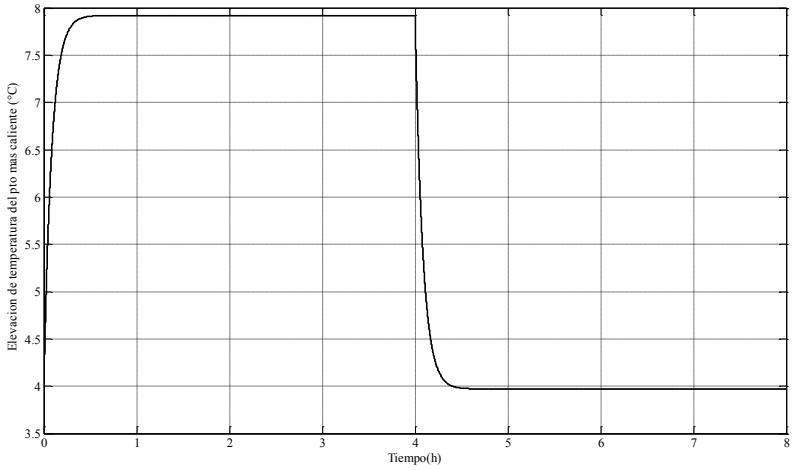
La expresión en el tiempo está definida por:

$$\theta_{d-t} = (7{,}92 - 3{,}97)(1 - e^{-\left(\frac{t}{0{,}0834}\right)}) + 3{,}97$$

-Para el periodo de precedente:

$$\theta_{d-t} = (3{,}97 - 7{,}92)(1 - e^{-\left(\frac{(t-4)}{0{,}0834}\right)}) + 7{,}92$$

El gráfico en el tiempo para ambos periodos, corresponde a:



Por efectos de visualización, se graficó solo hasta la hora 8. A partir de allí hasta la hora 24 el valor de la elevación de temperatura permanece constante.

e) Representación en el tiempo de la elevación de temperatura del nivel superior del aceite:

-Para el periodo de sobrecarga

	Elevación de temperatura nivel superior del aceite
Carga inicial ***K*=0,8655**	$\theta_{a_{inicial}} = \theta_{a-p.c.} \times \left[\frac{K_i^{\,2}R+1}{R+1}\right]^{n} = 50 \times \left[\frac{0{,}8655^2 \times 4 + 1}{5}\right]^{0,8} = 41{,}8°C$
Carga final ***K*=1,333**	$\theta_{a_{final}} = \theta_{a-p.c.} \times \left[\frac{K_i^{\,2}R+1}{R+1}\right]^{n} = 50 \times \left[\frac{1{,}333^2 \times 4 + 1}{5}\right]^{0,8} = 73{,}63°C$

La expresión en el tiempo está definida por:

$$\theta_{a-t} = (73{,}63 - 41{,}8)(1 - e^{-\left(\frac{t}{2{,}8}\right)}) + 41{,}8$$

-Para el periodo de precedente:

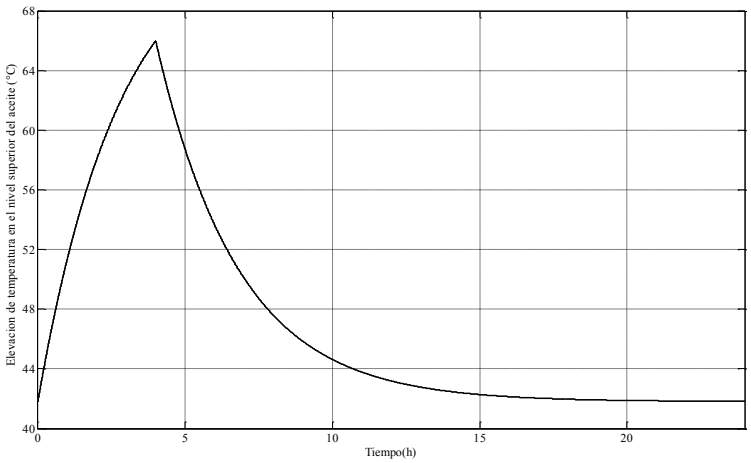
De la anterior expresión se debe determinar la elevación de temperatura del aceite para *t*=4h:

$$\theta_{a(4h)} = 66°C$$

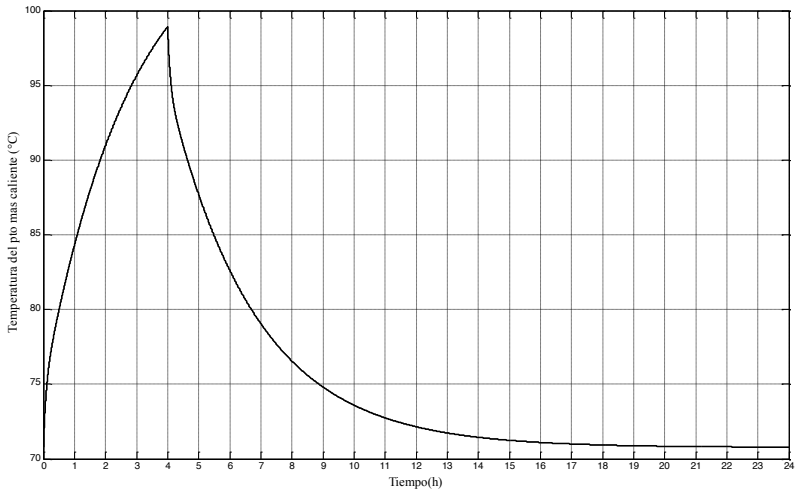
La expresión en el tiempo para el periodo precedente es:

$$\theta_{a-t} = (41{,}8 - 66)(1 - e^{-\left(\frac{t-4}{2{,}8}\right)}) + 66$$

El gráfico en el tiempo para ambos periodos, corresponde a:

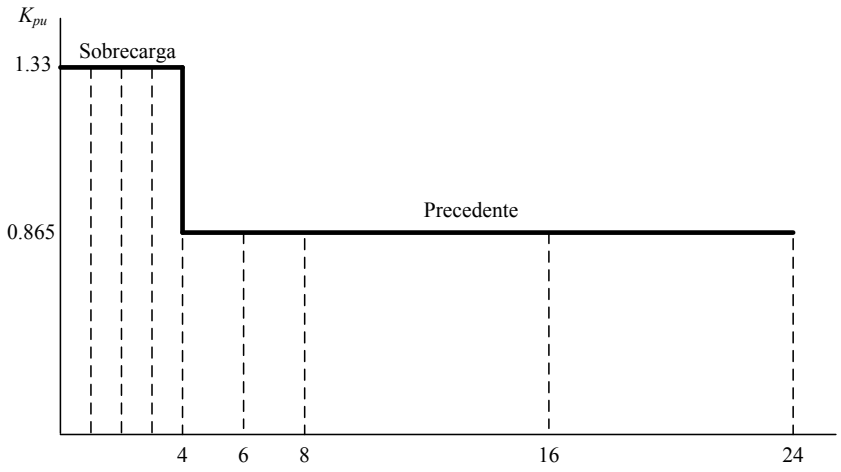


Al considerar que la temperatura del punto más caliente equivale a la elevación del aceite más el gradiente devanados/aceite y la temperatura ambiente, se obtiene la siguiente curva:



Donde se observa que la temperatura más elevada en el transformador corresponde a la hora 4 con un valor de 98,92°C.

f) Con la sugerencia de la división del ciclo de carga, se realiza la partición el ciclo de la siguiente manera:



Para cada lapso de tiempo, se determina la temperatura del punto más caliente y después el porcentaje de pérdida de vida. La pérdida de vida para todo el ciclo, corresponde a la sumatoria de las anteriores. En la siguiente tabla se consignan los datos respectivos para cada partición.

t(h)	θd (°C)	θa (°C)	θhs (°C)	Vida (h)	%Pérdida de vida
1	7,92	51,36	84,28	2785081,36	3,59056E-05
2	7,92	58,05	90,97	1315970,89	7,59895E-05
3	7,92	62,73	95,65	791595,017	0,000126327
4	7,92	66,00	98,92	559194,256	0,000178829
6	3,97	53,65	82,62	3369181,29	5,93616E-05
8	3,97	47,6	76,57	6847442,92	2,9208E-05
16	3,97	42,13	71,1	13283967,7	6,0223E-05
24	3,97	41,81	70,78	13818086,4	5,78951E-05
				Total	0,000623739

Al comparar la pérdida de vida útil calculada con la establecida por la GTC50 (0,0137), se comprueba que el periodo de sobrecarga definido no afecta la pérdida de vida normal del transformador.

Ejercicios propuestos

6.1 Un transformador monofásico de 50 kVA, 13200/240 V, 60 Hz, presentó las siguientes características en la prueba de calentamiento a condiciones nominales y a una temperatura ambiente de 22ºC.

Elevación en el punto más bajo del aceite: 26ºC

Elevación en el nivel superior del aceite: 50ºC

Elevación promedio de los devanados sobre el ambiente: 48ºC

Constante de tiempo de devanados: 5 minutos

Constante de tiempo del aceite: 3,2 horas

Las pérdidas del transformador son las máximas dadas en la tabla:

Tabla 1. Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA serie AT≤ 15 kV, serie BT ≤ 1,2 kV

Valores máximos permisibles de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po), pérdidas con carga a 85 °C (Pc), y tensión de cortocircuito a 85 °C (Uz) [1)]				
Potencia nominal kVA	Io % de In	Po W	Pc W	Uz %
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0
75	1,7	210	710	3,0
100	1,6	260	900	3,0
167,5	1,5	375	1 365	3,0

a. Determinar la temperatura del punto más caliente para condiciones nominales de operación.

b. ¿Cuánta será la vida útil del transformador en años, si trabaja todo el tiempo a plena carga?

c. Determinar la temperatura del punto más caliente para una carga del 130%.

6.2 Un transformador monofásico de 37,5 kVA, 13200/240 V presentó en el ensayo de calentamiento a 70% de la carga nominal y temperatura ambiente de 25°C, los siguientes resultados :

Elevación promedio de los devanados sobre el ambiente	40°C
Elevación en el nivel superior del aceite	42°C
Gradiente devanados – aceite	8°C
Constante de tiempo devanados	5 minutos
Constante de tiempo aceite	3,2 horas
Relación de perdidas devanados/hierro	3,8

Determinar la vida útil del transformador en años, si trabaja todo el tiempo a plena carga.

7

Otras formas constructivas de transformadores

7.1. Introducción

Existen otros tipos especiales de transformadores, que utilizan el mismo principio de funcionamiento del transformador convencional, pero que emplean una forma constructiva diferente, que les permite tener unas características apropiadas para aplicaciones específicas. En esta sección, se analiza el autotransformador, el transformador de tres devanados y el transformador con cambiador de derivaciones o taps.

7.2. El autotransformador

El autotransformador es una configuración eléctrica en la cual se conectan en serie los devanados primario y secundario. Es muy utilizado en los sistemas eléctricos debido a su capacidad de multiplicar la capacidad efectiva en kVA de un transformador, cuando la relación de transformación se aproxima a la unidad. En este capítulo se presentarán algunas de sus características más representativas.

7.2.1. Conexión del autotransformador

Considere el transformador monofásico de la figura 7.1. Si se unen dos puntos homólogos del transformador se consigue conectar los devanados 1 y 2 en serie y se obtiene la conexión como autotransformador.

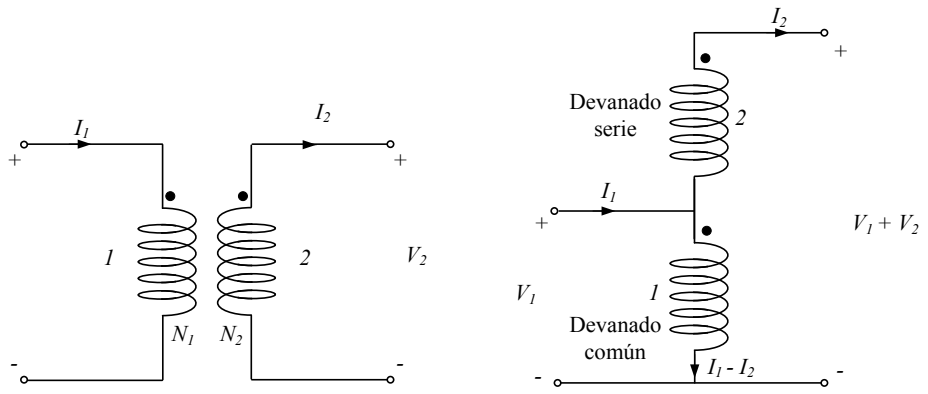


Figura 7.1 Conexión transformador convencional y autotransformador (aditiva)

En el autotransformador de la figura 7.1, la conexión permite usar el devanado primario para alcanzar el voltaje en el devanado secundario, ya que los dos devanados se conectan aditivamente. La relación entre el voltaje del primer devanado y el voltaje del segundo devanado está determinada por la relación de espiras del transformador. Pero, el voltaje a la salida del autotransformador es la suma de voltaje del primer devanado más el voltaje del segundo devanado. Si se hubiesen conectado como se indica en la figura 7.2, se tendría un autotransformador en conexión sustractiva y el voltaje de salida sería la diferencia de voltaje de ambos devanados.

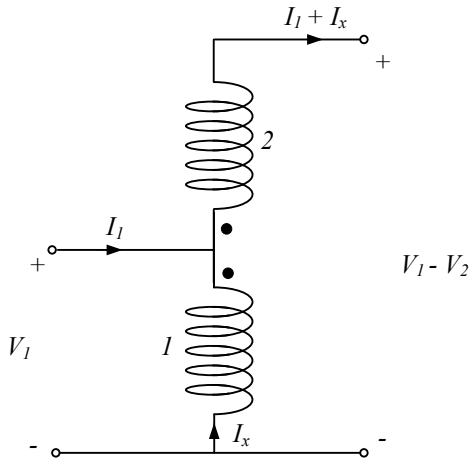


Figura 7.2 Conexión sustractiva del autotransformador

Los devanados del autotransformador reciben el nombre de devanado serie y devanado común, este último en virtud de que se encuentra conectado en paralelo con la carga.

Los autotransformadores pueden emplearse como reductores o elevadores.

Como se presentará posteriormente, a pesar de las supuestas ventajas del autotransformador, su empleo solamente está justificado, en los casos en que los niveles de tensión primario y secundario sean similares (relación entre 0,5 y 2). En algunos países, las normas técnicas permiten la utilización de autotransformadores en las redes de distribución solamente cuando la tensión menor es inferior en menos del 25% respecto de la tensión más elevada.

7.2.2. Principio de funcionamiento del autotransformador monofásico

Considere la conexión del autotransformador reductor de la figura 7.3, a partir de la configuración de transformador convencional. De acuerdo a la figura:

$$I_{AT} = I_{serie} = I_1 \tag{7.1}$$

$$I_{BT} = I_{AT} + I_2 \tag{7.2}$$

$$E_{BT} = E_2 \tag{7.3}$$

$$E_{AT} = E_1 + E_2 \tag{7.4}$$

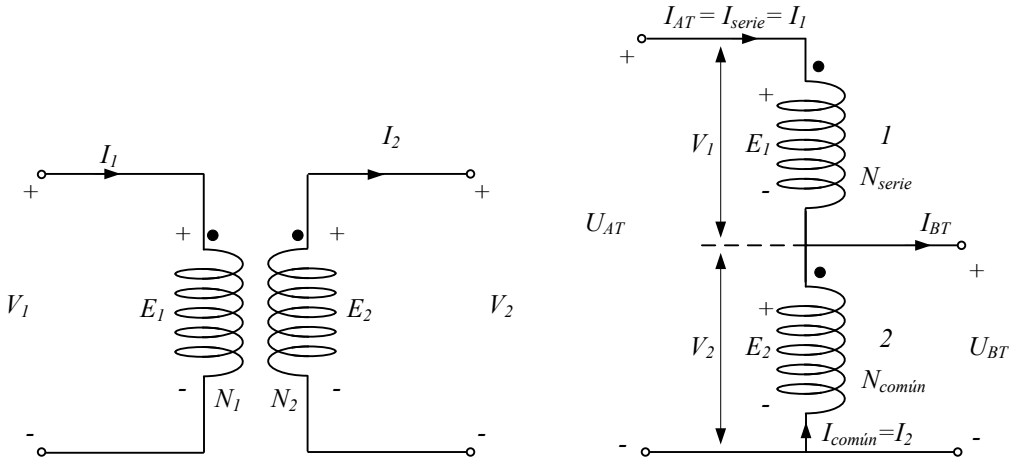


Figura 7.3 Disposición de corrientes del autotransformador reductor

De la relación de tensiones del transformador se consigue:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{V_1}{V_2} \tag{7.5}$$

De las ecuaciones (7.3), (7.4) y (7.5):

$$E_{AT} = E_{BT} + \frac{N_s}{N_c} \times E_{BT} \tag{7.6}$$

Donde el devanado 1 se emplea como devanado serie N_s y el devanado 2 como el común N_c.

Si se consideran despreciables las caídas de tensión en las impedancias de dispersión, se consigue aproximar:

$$\frac{E_{AT}}{E_{BT}} \approx \frac{U_{AT}}{U_{BT}} \tag{7.7}$$

Por tanto, la relación de tensiones para el autotransformador está dada por:

$$\frac{U_{AT}}{U_{BT}} = \left(\frac{N_c + N_s}{N_c} \right) \tag{7.8}$$

De la relación de corrientes del transformador se tiene:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \tag{7.9}$$

De las ecuaciones (7.1), (7.2) y (7.9), se obtiene la relación de corrientes para el autotransformador:

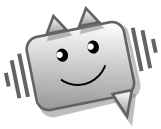
$$I_{BT} = \left(\frac{N_c}{N_s} \times I_{AT} \right) + I_{AT} = \left(\frac{N_c + N_s}{N_c} \right) \times I_{AT} \tag{7.10}$$

$$\frac{I_{BT}}{I_{AT}} = \left(\frac{N_s + N_c}{N_c} \right) \tag{7.11}$$

Si se relacionan la potencia aparente del transformador con la del autotransformador, se consigue:

$$S_{trafo} = V_1 I_1 = \left(U_{AT} - U_{BT} \right) \times \mathrm{I}_{AT} = U_{AT} \mathrm{I}_{AT} \left(1 - \frac{N_c}{N_c + N_s} \right) = \frac{U_{AT}}{U_{BT}} = S_{autotrafo} \left(\frac{N_s}{N_c + N_s} \right) \tag{7.12}$$

$$\frac{S_{trafo}}{S_{autotrafo}} = \left(\frac{N_s}{N_c + N_s} \right) \tag{7.13}$$



El tipo de configuración de la figura 7.3 es aditivo. Si el mismo transformador de la figura 7.3 se conecta de forma que ambos extremos marcados se conecten al mismo punto, se obtiene la conexión de polaridad sustractiva, en cuyo caso los KVA transferidos no serían los mismos que los obtenidos con la configuración de la figura.

7.2.3. Potencia de paso y potencia interna

Se denomina potencia de paso de un autotransformador a la potencia total transformada, que se expresa por:

$$P_{paso} = P_A = U_{AT} I_{AT} = U_{BT} I_{BT} \tag{7.14}$$

Se denomina potencia propia o potencia interna de un autotransformador a la potencia del transformador equivalente:

$$P_{propia} = P_T = (U_{AT} - U_{BT}) I_{AT} \tag{7.15}$$

El factor de capacidad F_c considera la relación entre la potencia propia y la potencia de paso de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} F_c &= \frac{P_{propia}}{P_{paso}} = \frac{U_{AT} - U_{BT}}{U_{AT}} = 1 - \frac{U_{BT}}{U_{AT}} = 1 - \frac{1}{n} \\ P_{propia} &= P_{paso}\left(1 - \frac{1}{n}\right) \end{aligned} \tag{7.16}$$

Donde n representa la relación de transformación del autotransformador.

La expresión (7.16) describe una de las características más importantes del autotransformador, al presentar el incremento en la potencia aparente nominal de un autotransformador sobre la de un transformador convencional, siempre y cuando n sea cercano a la unidad. En la figura 7.4 se presenta en un gráfico, los valores de la expresión anterior. Con esta curva se pueden hallar las potencias de paso e interna de un autotransformador.

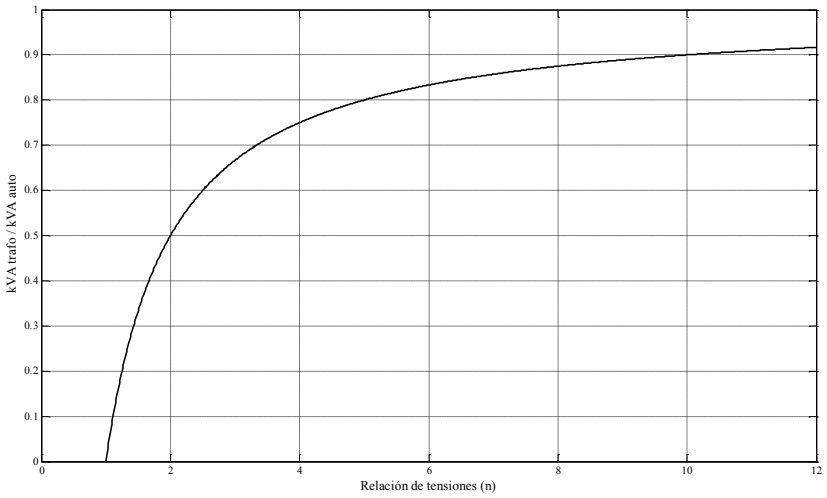


Figura 7.4 Factor de capacidad F_c como función de la relación de tensiones n

Ejemplo 7.1. Relación de potencia entre autotransformador y transformador

Se dispone de un transformador de 100 kVA con tensiones 9000/1000V. Determinar la potencia nominal que se obtiene al conectarlo como autotransformador con relación 10000/9000 V.

Desarrollo:

De acuerdo a la expresión 7.16, la potencia de paso está dada por:

$$P_{paso} = \frac{P_{propia}}{\left(1 - \frac{1}{n}\right)} = \frac{100\ kVA}{\left(1 - \frac{1}{\frac{10000}{9000}}\right)} = 1000\ kVA$$

Se observa en este resultado la economía y ventaja obtenida al emplear un autotransformador, con el que se obtiene mayor potencia (10 veces más) con la misma estructura física del transformador (tamaño, peso, perdidas, entre otros).

Al utilizar el gráfico de la figura 7.4 para n = 1,11, se obtiene una relación F_c = 0,1. Cuando n es muy cercano a 1, se consigue un factor F_c menor, que implica un mejor aprovechamiento del recurso, que corrobora los resultados obtenidos con anterioridad.

Pero esta economía en el empleo de los autotransformadores disminuye a medida que aumenta la relación de transformación. Por ejemplo, si se trata de conectar ahora el autotransformador, a partir del transformador de 100 kVA, pero con una relación de 10000V a 1000V, se tendría una potencia mucho menor igual a:

$$P_{paso} = \frac{P_{propia}}{\left(1 - \frac{1}{n}\right)} = \frac{100\ kVA}{\left(1 - \frac{1}{\frac{10000}{1000}}\right)} = 111{,}11\ kVA$$

Lo que corresponde a un factor F_c igual a 0,9. En la figura 7.4 se observa que para valores de n mayores a 2, el factor F_c aumenta y por consiguiente no resulta viable dicha conexión del autotransformador, desde el punto de vista económico.

7.2.4. Formas de transmisión de energía en un autotransformador

Una de las formas de explicar porque es mayor la potencia alcanzada por un autotransformador a partir de un transformador convencional, es mediante el análisis del proceso de conversión de energía que se realiza en el autotransformador.

De la figura 7.3, se concluye que la potencia de entrada del autotransformador está dada por:

$$P_{entrada} = U_{AT} I_{AT} = (V_1 + V_2) I_{AT} = V_1 I_{AT} + V_2 I_{AT} \tag{7.17}$$

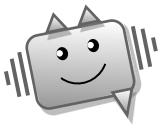
La potencia se transmite de dos formas distintas:

a. Por conducción, cuyo valor es : $P_{cond} = V_2 I_{AT}$

b. Por inducción, la potencia correspondiente es: $P_{ind} = V_1 I_{AT}$

Por consiguiente, la potencia en el autotransformador, se define por:

$$P_{autotrafo} = P_{cond} + P_{ind} \tag{7.18}$$



La anterior expresión demuestra que los KVA transferidos por un autotransformador en comparación con un transformador convencional, se debe a los KVA transferidos en forma conductiva entre devanados.

7.2.5. Impedancia de un autotransformador

Al igual que en el caso de un transformador, la impedancia de un autotransformador puede obtenerse a través del ensayo de cortocircuito; al medir la impedancia en uno de los devanados, mientras el otro devanado se encuentra en corto. A continuación, se explica el modelo aproximado del autotransformador.

Considere la conexión de la figura 7.5, en la cual se considera la impedancia de dispersión del transformador referida al lado 1.

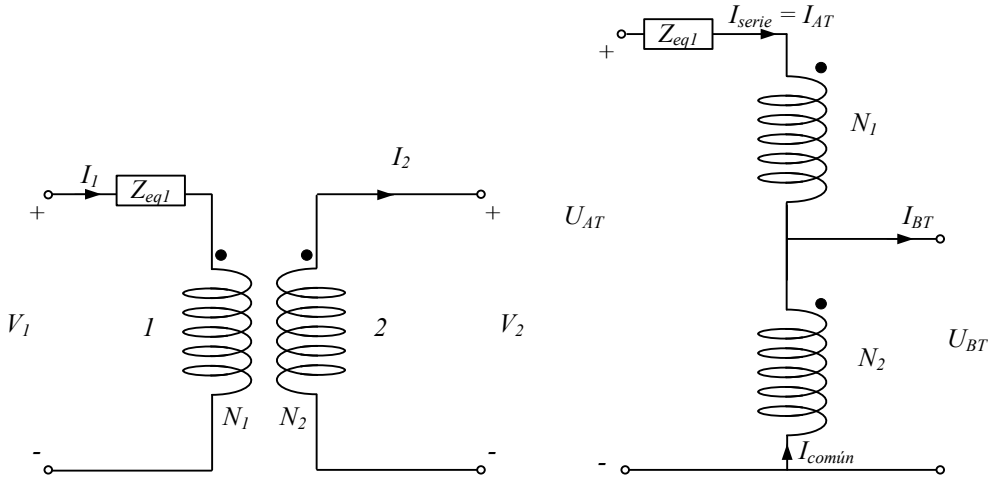


Figura 7.5 Circuito equivalente aproximado para un autotransformador

De la configuración como transformador de la figura 7.5:

$$V_1 = I_1 Z_{eq1} + \frac{N_1}{N_2}.V_2 \tag{7.19}$$

La tensión a la entrada del autotransformador es:

$$U_{AT} = V_1 + V_2 = I_1 Z_{eq1} + \frac{N_1}{N_2} V_2 + V_2 = I_{AT} Z_{eq1} + \frac{N_1 + N_2}{N_2} U_{BT} \tag{7.20}$$

Al expresar lo anterior en función del número de espiras del devanado serie y del común se consigue:

$$U_{AT} = I_{AT} Z_{eq1} + \frac{N_s + N_c}{N_c} U_{BT} \tag{7.21}$$

La anterior ecuación expresa que la impedancia equivalente del autotransformador referida a alta, coincide con la impedancia del transformador referida al lado de la bobina que se emplea como serie.

$$Z_{eq1} = Z_{AT} \tag{7.22}$$

Si se requiere considerar la impedancia del autotransformador Z_{AT} referida al lado de la carga, se considera:

$$Z_{BT} = \left(\frac{N_c}{N_s + N_c} \right)^2 Z_{AT} \tag{7.23}$$

Ejemplo 7.2. Cálculos para autotransformador

Los ensayos efectuados a un autotransformador de 10 kVA, 440/220V, 60 Hz, arrojaron los siguientes resultados.

Prueba	Frecuencia	Voltaje (V)	Corriente	Potencia (W)
Corto circuito (alimentación por alta tensión)	60 Hz	19,2	Nominal	176
Vacio	60 Hz	Nominal	No registrada	142

Determinar:

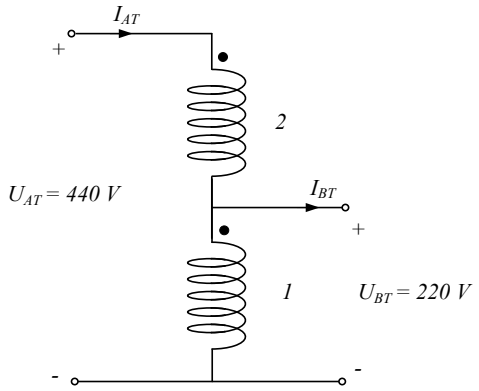
a) La potencia del autotransformador transferida por conducción e inducción.

b) Si se alimenta una carga nominal con factor de potencia 0,8 en atraso a tensión nominal, determinar el rendimiento y el porcentaje de regulación.

c) Si se conecta como transformador de 220/220 V y desde los terminales del secundario se alimenta una carga de 5 kVA a un factor de potencia de 0,8 en atraso y tensión nominal, determinar su rendimiento y el porcentaje de regulación.

Desarrollo:

a) La conexión del autotransformador se ilustra en la figura:



La potencia nominal del autotransformador es igual a 10 kVA y se compone por:

$$P_{entrada} = U_{AT} I_{AT} = (V_1 + V_2) I_{AT} = U_{BT} I_{AT} + V_2 I_{AT}$$

donde:

$$P_{cond} = U_{BT} \mathrm{I}_{AT} = 0{,}22 \times \frac{10}{0{,}44} = 5\,kVA$$

$$P_{ind} = V_2 \mathrm{I}_{AT} = 0{,}22 \times \frac{10}{0{,}44} = 5\ kVA$$

b) De los datos del ensayo de cortocircuito, se obtienen los parámetros de la rama de dispersión del autotransformador referidos al lado de alta tensión.

$$Z_{eqAT} = \frac{V}{I_{AT}} = \frac{19{,}2}{22{,}72} = 0{,}845\,\Omega$$

$$R_{eqAT} = \frac{P}{I_{AT}^2} = \frac{176}{(22{,}72)^2} = 0{,}3409\,\Omega$$

$$X_{eqAT} = \sqrt{Z_{eqAT}{}^2 - R_{eqAT}{}^2} = \sqrt{0{,}845^2 - 0{,}3409^2} = 0{,}773\,\Omega$$

Con estos parámetros se calculan las tensiones de cortocircuito porcentuales:

$$\mu_r = \frac{R_{eqAT} \times \mathrm{I}_{AT}}{U_{AT}} \times 100\% = \frac{0{,}3409 \times 22{,}72}{440} \times 100\% = 1{,}76\%$$

$$\mu_x = \frac{X_{eqAT} \times \mathrm{I}_{AT}}{U_{AT}} \times 100\,\% = \frac{0{,}773 \times 22{,}72}{440} \times 100\,\% = 3{,}99\,\%$$

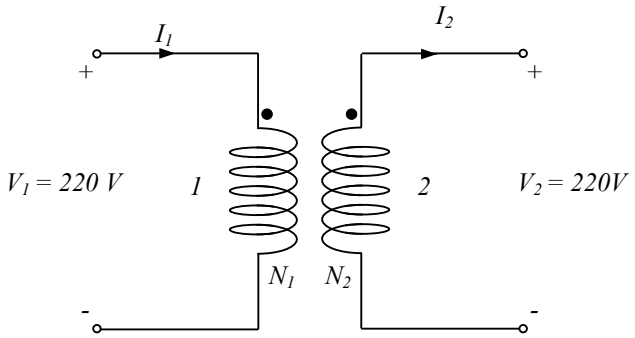
Para una carga nominal de 10 kVA, factor de potencia 0,8 en atraso y tensión nominal, el valor del rendimiento para el autotransformador queda definido por:

$$\eta_{autotransf} = \frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta}{CV_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o} = \frac{10000 \times 0{,}8}{10000 \times 0{,}8 + 176 + 142} = 96{,}17\%$$

El valor de la regulación bajo dicha condición de carga es:

$$u = C\,\mu_r \cos\theta + C\,\mu_X \operatorname{sen}\theta$$
$$u = (1{,}76 \times 0{,}8) + (3{,}99 \times 0{,}6) = 3{,}79\%$$

c) La conexión como transformador se presenta en la figura:



Para una relación de transformación igual a 1 y una potencia como autotransformador de 10 kVA, corresponde una potencia como transformador de:

$$P_{propia} = P_{paso} \times \left(1 - \frac{1}{n}\right) = 10kVA \times \left(1 - \frac{1}{\frac{440}{220}}\right) = 5\ kVA$$

Se observa como al utilizar los devanados del transformador de 5 kVA, en conexión como autotransformador, se obtiene el doble de la potencia.

Para una carga nominal de 5 kVA, factor de potencia 0,8 en atraso y tensión nominal, el valor del rendimiento para el transformador queda definido por:

$$\eta_{transf} = \frac{CV_2 I_{2nom} \cos\theta}{CV_2 I_{2nom} \cos\theta + C^2 P_{cc} + P_o} = \frac{5kVA \times 0{,}8}{5kVA \times 0{,}8 + 176 + 142} = 92{,}63\%$$

El valor de la regulación para el transformador bajo dicha condición de carga es:

$$u = C\,\mu_r \cos\theta + C\,\mu_X \operatorname{sen}\theta$$

Donde las tensiones de cortocircuito porcentuales se calculan según:

$$\mu_r = \frac{R_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% = \frac{0{,}3409 \times 22{,}72}{220} \times 100\% = 3{,}52\%$$

$$\mu_x = \frac{X_{eq1} \times I_{1nom}}{U_{1nom}} \times 100\% = \frac{0{,}773 \times 22{,}72}{220} \times 100\% = 7{,}98\%$$

$$u = C\,\mu_r \cdot \cos\theta + C\,\mu_x \; sen\theta = (3{,}52 \times 0{,}8) + (7{,}98 \times 0{,}6) = 7{,}6\%$$

En forma comparativa, se observa que, en cuanto a las características de regulación y rendimiento, el autotransformador presenta una ventaja sobre el transformador.

$$\eta_{autotransf} \rangle\ \eta_{trafo}$$
$$\mu_{autotransf}\ \langle\ \mu_{transf}$$

7.2.6. Ventajas e inconvenientes del autotransformador

Considere el autotransformador reductor representado en la figura 7.6, cuya relación de transformación es:

$$a_a = \frac{4}{3} \tag{7.24}$$

Si la tensión primaria U_{AT}= 100V, la tensión secundaria será:

$$U_{BT} = U_{AT} \frac{1}{a_a} = 100 \times \frac{3}{4} = 75V \tag{7.25}$$

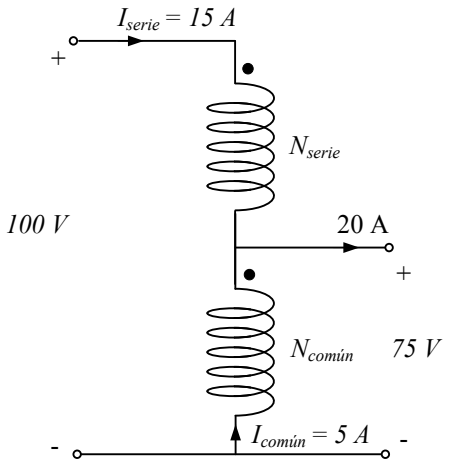


Figura 7.6 Reparto de corrientes en un autotransformador

Si la potencia es de 1500 VA, la corriente primaria y secundaria están dadas por:

$$|I_{AT}| = \frac{S}{U_{AT}} = \frac{1500}{100} = 15A \tag{7.26}$$

$$|I_{BT}| = \frac{S}{U_{BT}} = \frac{1500}{75} = 20A \tag{7.27}$$

Por tanto, según la figura 7.6 por el devanado común circula una corriente:

$$I_{común} = I_{BT} - I_{AT} = 20 - 15 = 5A \tag{7.28}$$

Es decir que, en dicho devanado, a igualdad de densidad de corriente, se podrá reducir la sección del conductor en la proporción:

$$\frac{I_{BT} + I_{AT}}{I_{BT} - I_{AT}} = \frac{35}{5} = 7 \tag{7.29}$$

De donde se deduce una economía considerable de material, la cual es una de las ventajas que justifica el empleo de los autotransformadores.

Además, resulta que, al ser menor la longitud y sección requerida de conductor, también será menor la cantidad de aislamiento entre espiras y devanados. Esto implica que se requiere menor cantidad de hierro en el circuito magnético, ya que la distancia entre los núcleos o columnas, es decir, la longitud de las culatas, puede ser más reducida. Por tanto, disminuyen las pérdidas en el hierro y la corriente de excitación.

También disminuyen las pérdidas en los conductores por efecto Joule, ya que la corriente que atraviesa una parte de los devanados es menor que la corriente de un transformador de la misma potencia. O sea que, si disminuyen las pérdidas en el hierro y las pérdidas en los devanados, resulta un rendimiento más elevado que el de un transformador de las mismas características. Otra ventaja muy interesante es que el flujo de dispersión, es decir, el flujo que no concatena a ambos devanados, es casi nulo ya que los dos devanados están unidos y el flujo es común a ambos. Si el flujo de dispersión es muy pequeño, también lo será la reactancia de dispersión y por tanto, la correspondiente caída de tensión por reactancia también será pequeña. Es decir que el autotransformador tiene pequeñas caídas de tensión, y por tanto, la regulación de tensión será menor. Claro está que está ventaja puede convertirse en un inconveniente, si la instalación está sometida a frecuentes cortocircuitos, ya que las corrientes de cortocircuito I_{cc} quedan en parte limitadas por las reactancias propias o de dispersión de los transformadores. Se recuerda que:

$$I_{cc}(\%) = \frac{I_{nom}}{\mu_z}.100 \tag{7.30}$$

y si la reactancia es pequeña, lo será también μ_z y por tanto la I_{cc} será elevada.

Frente a todas las ventajas citadas, el mayor inconveniente que limita las aplicaciones del autotransformador es que los circuitos primarios y secundarios están eléctricamente unidos. Si se produce un cortocircuito a tierra a la entrada del autotransformador como se indica en la figura 7.7, y el devanado serie no dispone de suficiente aislamiento, la tensión respecto a tierra de este devanado puede resultar inadmisiblemente elevada. Por ejemplo, en la conexión de la figura 7.7, ante una falla a tierra, el devanado serie que está diseñado para una tensión de 1 kV, estaría sometido respecto a tierra a la tensión de entrada, ocasionando una seria avería en su aislamiento.

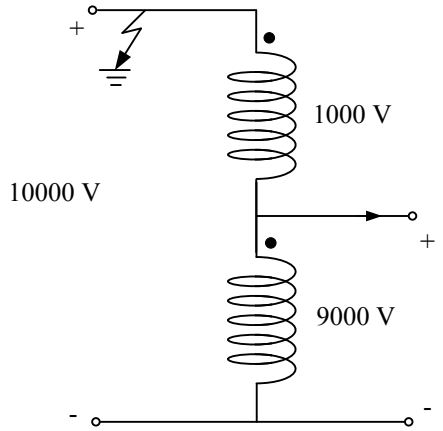


Figura 7.7 Riesgo de daño de los aislamientos del devanado serie ante condición de cortocircuito

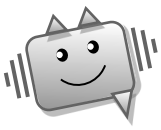
En resumen, un autotransformador tiene las siguientes ventajas y desventajas sobre un transformador de las mismas características:

Tabla 7.1 Análisis comparativo del autotransformador

Ventajas	**Desventajas**
Menor tamaño	Conexión eléctrica entre circuitos
Menor costo	Elevadas corrientes de cortocircuito.
Mejor rendimiento	
Menor corriente de excitación (en especial la corriente magnetizante).	
Mejor factor de potencia	
Mejor regulación de tensión	

Por esta razón en sistemas donde la separación circuital es un factor importante no es recomendable emplear un autotransformador.

Es práctica común utilizar autotransformadores para transformar dos niveles de tensión de valor similar debido a la ventaja evidente que se obtiene en capacidad. También se usan como transformadores variables, en los cuales se obtiene el voltaje secundario mediante un contacto que puede desplazarse hacia arriba y hacia abajo del devanado.



Los autotransformadores se emplean generalmente en aplicaciones donde los niveles de tensión primaria y secundaria son próximos, por ejemplo y para el arranque de motores de mediana y gran potencia.

7.3. El transformador de tres devanados

La configuración del transformador de tres devanados se emplea cuando se interconectan sistemas con tres tensiones diferentes, pero por razones de economía, resulta conveniente emplear un transformador con dos secundarios independientes para obtener las relaciones V_1/V_2 y V_1/V_3, en lugar de emplear dos transformadores trifásicos convencionales. A diferencia de un transformador trifásico convencional, en el cual el devanado primario y secundario tienen la misma potencia nominal, en el transformador tridevanado, cada devanado puede tener una capacidad diferente. Por ejemplo, transformador de tres devanados, con relación de transformación 110 / 44 / 13,2 kV y una capacidad de 60 / 20 / 60 MVA. Una de las conexiones del transformador tridevanado, mas empleada es la conexión Y-Y y un terciario conectado en delta o triángulo, para compensar los flujos homopolares presentes en la configuración estrella – estrella. En la figura 7.8 se presenta una configuración básica de un transformador de tres devanados acoplados magnéticamente en un mismo circuito y su respectiva representación unifilar.

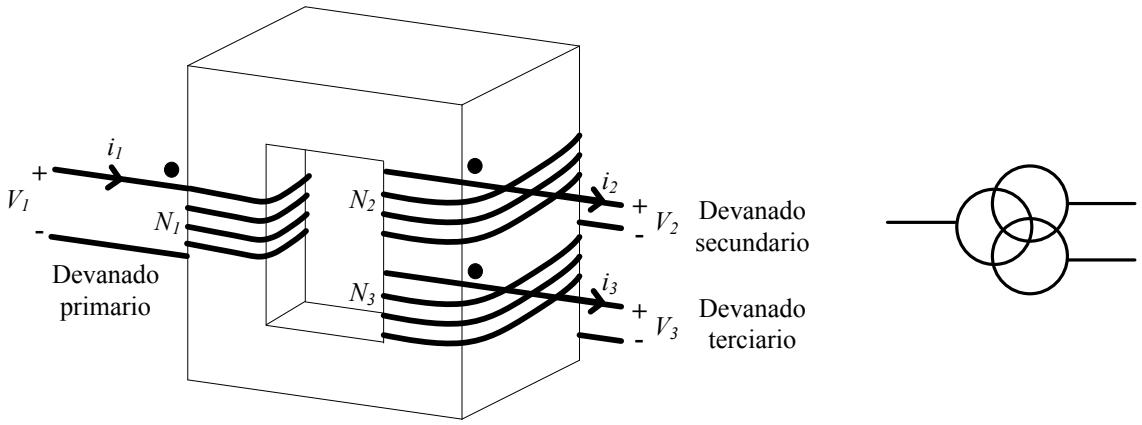


Figura 7.8 Configuración básica de transformador de tres devanados

Si se desprecia la corriente de vacío, dada su magnitud, comparada con la corriente nominal, se encuentra que la corriente secundaria y terciaria se puede referir al devanado primario de acuerdo a (7.31):

$$\begin{aligned} i_1 &= \frac{N_2}{N_1} i_2 + \frac{N_3}{N_1} i_3 \\ i_1 &= i_2^{'} + i_3^{'} \end{aligned} \tag{7.31}$$

De acuerdo a (7.30), el circuito equivalente aproximado por fase de un transformador de tres devanados, se representa en la figura 7.9, donde se suponen referidas al devanado primario, todas las impedancias y tensiones.

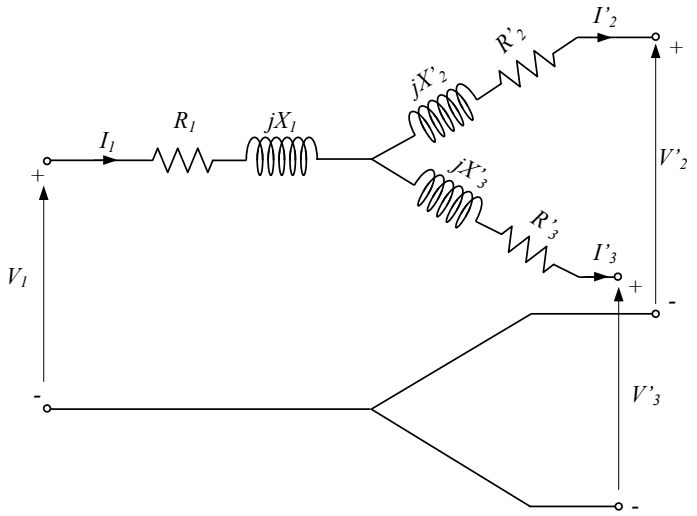


Figura 7.9 Circuito equivalente aproximado del transformador de tres devanados.

Para determinar las impedancias del primario, secundario y terciario de la figura 7.9, es necesario efectuar tres ensayos independientes de cortocircuito, con la alimentación cada vez

de un devanado, mientras se cortocircuita el segundo y se deja el tercero en circuito abierto. De esta forma se obtiene (7.32):

$$\begin{aligned} Z_{ps} &= Z_p + Z'_s \\ Z_{pt} &= Z_p + Z'_t \\ Z_{st} &= Z'_s + Z'_t \end{aligned} \tag{7.32}$$

Conviene tener presente que la expresión para Z_{st} esta en función de impedancias que estan referidas al secundario o al terciario. Por esta razón hay que referir dicha impedancia al devanado primario por medio de la relación (7.33):

$$Z_{st(primario)} = Z_{st(\text{sec}undario)} \times (a_{12})^2 \tag{7.33}$$

Donde a_{12} corresponde a la relación de transformación entre devanado primario y secundario. Al resolver el sistema de ecuaciones se obtiene (7.34):

$$\begin{aligned} Z_p &= \frac{Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}}{2} \\ Z'_s &= \frac{Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}}{2} \\ Z'_t &= \frac{Z_{st} + Z_{pt} - Z_{ps}}{2} \end{aligned} \tag{7.34}$$

Ejemplo 7.3. Transformador de tres devanados

Se dispone de un transformador trifásico de tres devanados, cuyas tensiones nominales son 220 kV, 115 kV y 13,8 kV, mientras que sus potencias asignadas son 90 MVA/ 60 MVA/ 60 MVA, respectivamente. Determinar los parámetros del circuito equivalente en ohmios (admitir que $Z_{cc} \cong X_{cc}$), si las tensiones de cortocircuito porcentuales, obtenidas en los ensayos de cortocircuito fueron las siguientes:

$\mu_{ps} = 10{,}12\%$	Referido a 90 MVA
$\mu_{pt} = 12{,}5\%$	Referido a 90 MVA
$\mu_{st} = 4{,}99\%$	Referido a 60 MVA

Desarrollo:

La tensión de cortocircuito μ_{st} debe referirse a la misma base que las demás tensiones. Por tanto:

$$\mu_{st} = 4{,}99 \times \frac{90}{60} = 7{,}48\% \text{(referido a 90 MVA)}$$

Con los datos obtenidos en los ensayos, se aplican las expresiones de (7.34) y se obtiene:

$$\mu_p = \frac{\mu_{ps} + \mu_{pt} - \mu_{st}}{2} = \frac{10{,}12 + 12{,}5 - 7{,}48}{2} = 7{,}57\%$$

$$\mu_s = \frac{\mu_{ps} + \mu_{st} - \mu_{pt}}{2} = \frac{10{,}12 + 7{,}48 - 12{,}5}{2} = 2{,}55\%$$

$$\mu_t = \frac{\mu_{st} + \mu_{pt} - \mu_{ps}}{2} = \frac{7{,}48 + 12{,}5 - 10{,}12}{2} = 4{,}93\%$$

donde los valores de las impedancias en ohmios corresponden a:

$$Z_p = \mu_p \times Z_{base} = 0{,}0757 \times \frac{\left(220 \times 10^3\right)^2}{90 \times 10^6} = 40{,}71\,\Omega$$

$$Z_s = \mu_s \times Z_{base} = 0{,}0255 \times \frac{\left(220 \times 10^3\right)^2}{90 \times 10^6} = 13{,}71\,\Omega$$

$$Z_t = \mu_t \times Z_{base} = 0{,}0493 \times \frac{\left(220 \times 10^3\right)^2}{90 \times 10^6} = 26{,}51\,\Omega$$

Otra forma de determinar el valor de las impedancias en ohmios, se consigue a partir de los datos de las lecturas del ensayo de cortocircuito, que aunque no se especifican en forma explícita, se pueden inferir, dado que la corriente de ensayo, es la corriente nominal y la tensión aplicada corresponde a la tensión de cortocircuito. De esta manera se obtiene la siguiente información:

Ensayo	Primario	Secundario	Terciario
Primario - secundario	22,26 kV – 236,19 A	En cortocircuito	Abierto
Primario - terciario	27,5 kV – 236,19 A	Abierto	En cortocircuito
Secundario - terciario	Abierto	5,74 kV – 301,27 A	En cortocircuito

Donde las impedancias se calculan de la siguiente forma:

$$Z_{ps} = \frac{22{,}26 \times 10^3 \Big/ \sqrt{3}}{236{,}19} = 54{,}41\,\Omega \text{ referido a 220 kV}$$

$$Z_{pt} = \frac{27{,}5\times10^{3}\,/\sqrt{3}}{236{,}19} = 67{,}22\,\Omega \quad \text{referido a 220 kV}$$

$$Z_{st} = \frac{5{,}74\times10^{3}\,/\sqrt{3}}{301{,}27} = 11\,\Omega \qquad \text{referido a 115 kV}$$

Al referir esta última impedancia a un nivel de tensión de 220 kV, resulta ser:

$$Z_{st} = 11\left(\frac{220}{115}\right)^{2} = 40{,}26\,\Omega$$

Al aplicar las expresiones de (7.34) se obtiene:

$$Z_p = \frac{Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}}{2} = \frac{54{,}41 + 67{,}22 - 11}{2} = 40{,}72\,\Omega$$

$$Z_s = \frac{Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}}{2} = \frac{54{,}41 + 40{,}26 - 67{,}22}{2} = 13{,}72\,\Omega$$

$$Z_t = \frac{Z_{st} + Z_{pt} - Z_{ps}}{2} = \frac{40{,}26 + 67{,}22 - 54{,}41}{2} = 26{,}53\,\Omega$$

Cuyos valores son aproximados a los que se encontraron previamente.

7.4. El transformador con cambiador de derivaciones o taps

Debido a la variación que puede presentarse en el nivel de tensión del sistema eléctrico, los transformadores disponen de una serie de tomas o derivaciones en los devanados, que le permiten realizar cambios en la relación de vueltas, con el fin de regular la tensión a la salida del mismo. En los transformadores de distribución se dispone generalmente, de cuatro derivaciones adicionales a la nominal, con intervalos entre ellas, de 2,5% de la tensión a plena carga (±5%, ±2,5). Es importante aclarar que este cambio de derivaciones se debe realizar en vacío, es decir con la desconexión total del sistema, en comparación con transformadores de potencia empleados en grandes subestaciones, donde el proceso de conmutación es automático y no requiere desconexión del sistema para realizar la maniobra. Este tipo de transformador se denomina conmutador de tomas bajo carga (*ULTC*, *Under Load Tap Changer,* por sus siglas en inglés).

En la figura 7.10 se presenta el esquema para representar el transformador con cambiador de taps en el primario.

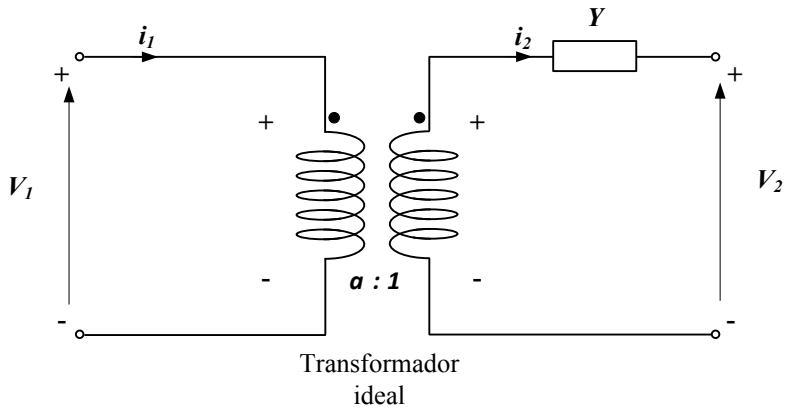


Figura 7.10 Transformador con cambiador de taps en el primario

A partir de la figura, se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} i_1 &= \frac{Y}{\alpha^2}V_1 - \frac{Y}{\alpha}V_2 \\ -i_2 &= -\frac{Y}{\alpha}V + YV_2 \end{aligned} \tag{7.35}$$

Lo que conduce al cuadripolo representado en la figura 7.11:

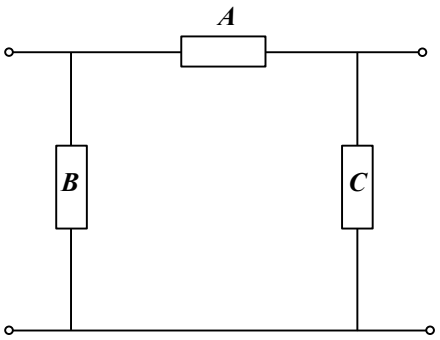


Figura 7.11 Modelo circuital del transformador con cambiador de taps

Donde:

$$\begin{aligned} A &= \frac{Y}{\alpha} \\ B &= \frac{Y}{\alpha^2} - \frac{Y}{\alpha} \\ C &= Y - \frac{Y}{\alpha} \end{aligned} \tag{7.36}$$

Ejercicio propuesto 7.1. Transformador con cambiador de taps en el secundario

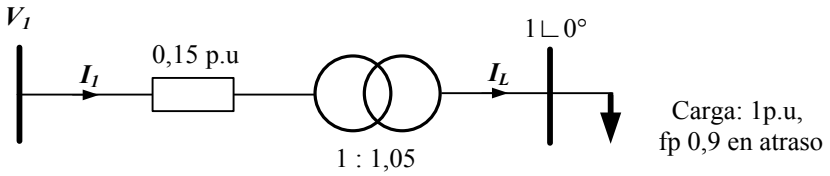
Determinar el circuito equivalente del transformador cuando se considera que el cambiador de taps se encuentra en el secundario.

Ejemplo 7.4. Transformador con cambiador de taps

Se dispone de un transformador con cambiador de derivaciones de 100 MVA, 115 / 34,5 + 4×1,25% [kV], con una tensión de cortocircuito del 15%. Si alimenta una carga de 100 MW y factor de potencia 0,9 en atraso a tensión nominal (34,5 kV), determinar la tensión que se registraría en terminales primarios. Considerar como bases 100 MVA y la tensión del lado primario 115 kV.

Desarrollo:

Con las bases seleccionadas se obtiene el siguiente diagrama:



La corriente de carga se define por:

$$\overrightarrow{I_L} = \frac{P}{V\cos\theta}\angle -\cos^{-1}\theta = \frac{1}{1\angle 0°\times 0{,}8} = 1{,}25\angle -36{,}87A$$

Por tanto:

$$\overrightarrow{I_1} = \frac{\overrightarrow{I_L'}}{a} = \frac{1{,}25\angle -36{,}87°}{\frac{1}{1{,}05}} = 1{,}31\angle -36{,}87A$$

$$\overrightarrow{E_1} = a\times 1\angle 0° = \frac{1}{1{,}05}\times 1\angle 0°V = 0{,}9524\angle 0°V$$

$$\overrightarrow{V_1} = j0{,}15\times 1{,}31\angle -36.87° + 0{,}9524\angle 0° = 1{,}082\angle 8{,}36V$$

Ejercicios propuestos

7.1 En las instalaciones de una empresa se requiere alimentar un motor monofásico a 660 V, 60 Hz, pero la red de alimentación es de sólo 220 V a la misma frecuencia. En el taller de la empresa se dispone de un transformador monofásico de 15 kVA, frecuencia 60 Hz y tensiones 440/220 V, cuya impedancia referida al lado de baja es 0,012 + j0,074 Ω y sus pérdidas en vacío son iguales a 60W. Determinar la potencia que se podría obtener si se conecta como autotransformador.

7.2 Si el transformador del ejercicio anterior se conectara como autotransformador de relación 660/440 V, determinar:

a) Los parámetros de su circuito equivalente. b) ¿Qué tanto por ciento de la tensión nominal hay que aplicar a los terminales de 660 V, para mantener la tensión nominal secundaria en una carga de 20 kVA con factor de potencia 0,8 en atraso?.

7.3 Las tensiones de cortocircuito obtenidas en el ensayo de cortocircuito, de un transformador de tres devanados, de tensiones nominales 130 kV, 115 kV y 66 kV, y de potencias 50 MVA/ 30 MVA/ 20 MVA, son las siguientes:

$\mu_{ps} = 10\ \%$	Referido a 30 MVA
$\mu_{pt} = 5\%$	Referido a 20 MVA
$\mu_{st} = 9\%$	Referido a 20 MVA

a) Determinar los parámetros del circuito equivalente en ohmios (admitir que $Z_{cc} \cong X_{cc}$).

b) Calcular la tensión en terminales de los devanados primario y terciario, cuando funciona el secundario a plena carga, tensión nominal, factor de potencia 0,9 en atraso y el terciario está abierto.

7.4 Dos transformadores de 100 MVA, 115 /34,5 kV, X= 8%, se conectan en paralelo para alimentar una carga de 150 MW factor de potencia 0,85 en atraso con tensión nominal. Determinar cómo se reparte la carga entre los dos transformadores, si uno de ellos opera en el tap central y el otro transformador está en el tap +3. Considerar que el tap está en el secundario y cada paso es de 1,25%.

8

Conexiones trifásicas de transformadores

8.1. Introducción

Hasta ahora sólo se ha considerado al transformador como un elemento de sistemas eléctricos simples tipo monofásicos. Cuando se trata de sistemas eléctricos con más de una fase, las conexiones eléctricas del transformador eléctrico, requieren un análisis detallado de sus características más sobresalientes. Cada tipo de conexión tendrá entonces características eléctricas específicas, que la harán adecuada para unos determinados tipos de instalaciones más que otras.

Es por tanto necesaria, la identificación de las causas de las diferentes conexiones, así como de la connotación de cada una de ellas, desde el punto de vista constructivo, económico y operativo.

8.2. Posibles combinaciones de los núcleos magnéticos para transformaciones trifásicas

Según la estructura del núcleo empleada para obtener un transformador trifásico, existen: a) transformadores con sistemas magnéticos acoplados y b) transformadores con sistemas magnéticos independientes o casi independientes. La selección y empleo de una configuración u otra, está relacionada con criterios de confiabilidad, económicos y de diseño.

A continuación, se explicarán las características de cada una de ellas.

8.2.1. Transformadores con sistemas magnéticos independientes

En esta configuración se emplean tres transformadores monofásicos iguales con determinada conexión en sus devanados primario y secundario, ya sea en estrella o en triángulo, para conformar un banco trifásico. Esta conexión inhibe la reacción entre flujos de un núcleo con

otro. Aunque el sistema construido y montado es costoso, tiene una alta confiabilidad, ya que permite en caso de avería, el cambio de la(s) unidad(es) fallada(s) de forma fácil y eficaz.

Una condición importante que se debe tener en cuenta al conformar un banco, es considerar el mismo tipo de construcción y la misma clase de materiales en los tres núcleos constituidos, garantizando así similares corrientes de excitación por fase. En la figura 8.1, se ilustra un montaje de banco (conectado en estrella en ambos devanados), con su respectivo esquema eléctrico, figura 8.1b.



Figura 8.1 a). Banco trifásico

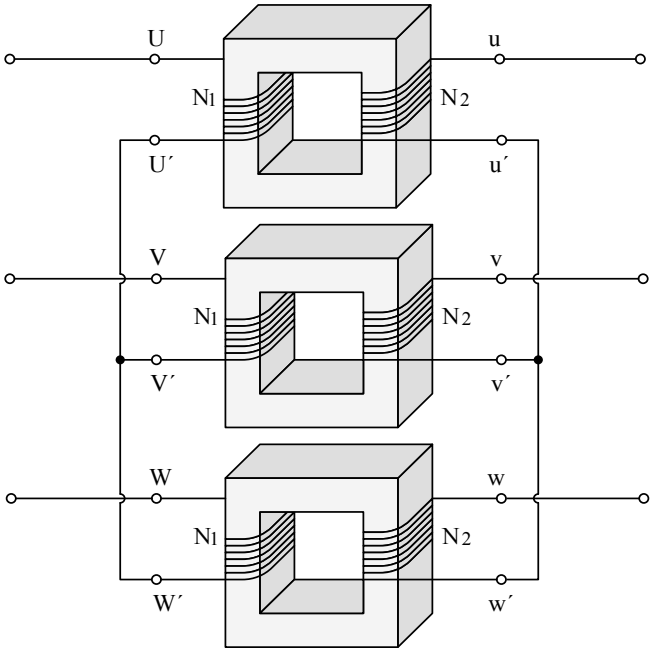


Figura 8.1 b) Esquema eléctrico de un banco de transformadores monofásicos conexión Yy

Debido a la independencia de los devanados componentes, esta transformación permite casi todas las posibles conexiones eléctricas trifásicas. Este será tema de discusión un poco más adelante.

Cualquier transformador del banco se comporta exactamente como los transformadores monofásicos ya estudiados. Los cálculos para los transformadores trifásicos tales como la impedancia, la regulación de tensión, la eficiencia, entre otros, se llevan a cabo utilizando el criterio por fase (siempre y cuando el sistema este balanceado), utilizando exactamente las mismas técnicas desarrolladas para los transformadores monofásicos ya analizados.

8.2.2. Transformador con sistemas magnéticos acoplados o de núcleo trifásico

En esta configuración el transformador consta de un núcleo trifásico sobre el cual se enrollan los devanados de cada una de las fases. Cada columna o pierna de un transformador trifásico de núcleo único puede considerarse como un transformador monofásico. Por tal razón, cuando el transformador funciona con cargas equilibradas (todas las columnas están cargadas de igual manera), bastará con estudiar uno sólo de ellos, mediante un circuito equivalente monofásico. Obviamente será indispensable tener en cuenta que las tensiones y corrientes serán las de fase y que la potencia de una fase es la tercera parte de la potencia total. Con esta apreciación es aplicable todo el análisis realizado en capítulos anteriores sobre el transformador monofásico.

Existen diferentes alternativas en la construcción de los transformadores de núcleo trifásico, entre las que se encuentran la de núcleo de tres columnas (tipo columna) o núcleo de cinco columnas (tipo acorazado). A continuación se exponen sus principales características.

a. Núcleo tipo Columna

Considere el banco de la figura 8.2, donde se tienen tres transformadores monofásicos independientes próximos entre sí (por simplicidad sólo se ha dibujado una bobina por transformador, la cual representa el conjunto alta tensión – baja tensión). Por cada uno de estos tres núcleos si se mantienen aislados magnéticamente de los otros dos, circulará el flujo de una fase y entre los tres flujos alternos existirán desfases de 120°.

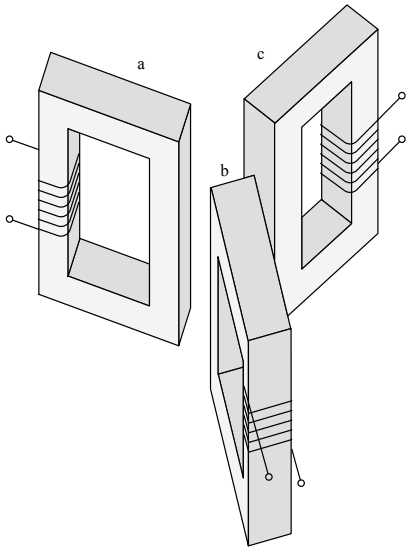


Figura 8.2 Construcción de transformador trifásico a partir de núcleos monofásicos independientes

Según la figura 8.3 si se unen en una sola columna O – O', las tres columnas centrales de los núcleos citados (a, b, y c), circulará por la columna O – O' el flujo resultante de todos ellos, el cual en todo momento será nulo (debido a que la suma algebraica de los valores instantáneos de tres flujos sinusoidales desfasados 120° es constantemente nula).

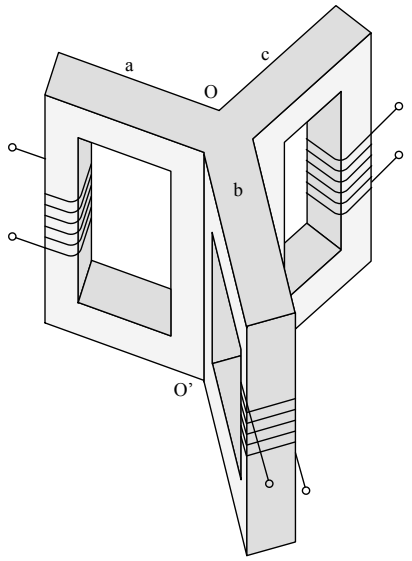


Figura 8.3 Las tres culatas unidas en estrella generando un solo transformador trifásico como una conexión en Y

Por esta razón, se puede suprimir dicha columna como se presenta en la figura 8.4, lo cual permite un ahorro de material empleado y consecuentemente una disminución en las pérdidas en el núcleo, comparativamente con la configuración de la figura 8.2. Vale decir que el flujo

de cada una de las columnas activas que se conserva vuelve ahora por las otras dos, en lugar de cerrarse por la columna central y ello sin perturbación alguna, antes, por el contrario, como resultado mismo de la secuencia de las ondas de flujo desfasadas en las otras dos columnas.

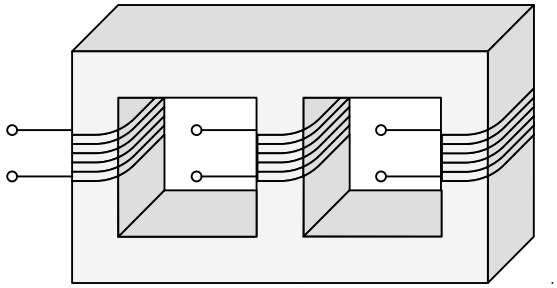


Figura 8.4 Transformador de núcleo trifásico tipo columna o de tres piernas

Con la configuración de la figura anterior se consigue una máquina asimétrica (dado que el circuito magnético central es más corto, respecto a los otros dos circuitos) que representa un ligero desequilibrio de la corriente de vacío, pero debido al valor pequeño de esta (del 3% al 8% de la corriente nominal), dicho desequilibrio se vuelve imperceptible cuando el transformador se encuentra en operación.

b. Núcleo tipo acorazado

Se trata del núcleo trifásico más popular a nivel de baja potencia, debido a la facilidad que presenta su fabricación y ensamble. Consta de cinco piernas o columnas, de las cuales las dos externas son de menor sección transversal. Este transformador trifásico se construye generalmente con núcleo tipo enrollado, con el fin de obtener un menor tamaño y una optimización en los tiempos de proceso.

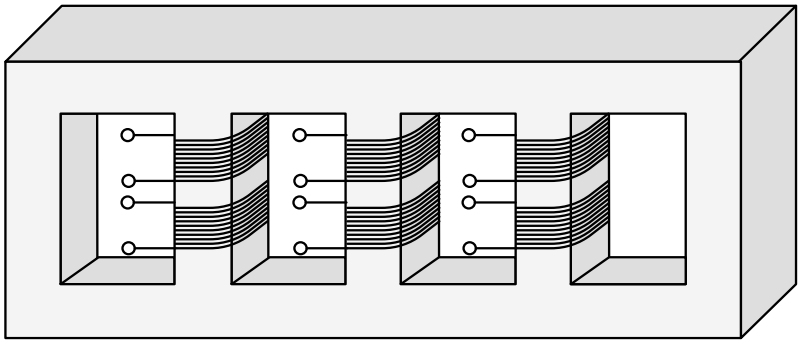


Figura 8.5 Transformador de núcleo trifásico de 5 piernas

8.2.3 Comparación entre formas constructivas de transformadores trifásicos

El transformador de núcleo trifásico en comparación con un banco trifásico, presenta las siguientes ventajas:

a) La cantidad de acero al silicio involucrada es menor al que usaría un montaje equivalente de tres transformadores monofásicos; por ello las pérdidas en el hierro son menores comparativamente.

b) Otra propiedad favorable se deriva de la estrecha interconexión magnética que existe entre las tres fases. Así, el flujo de cada columna debiendo cerrarse por las otras dos forzosamente tiende a restablecer por vía magnética los desequilibrios que introducen a veces, las condiciones eléctricas de las distintas cargas. Esto se analizará más adelante, al estudiar las propiedades de las diversas conexiones posibles.

c) La cantidad de aceite que requiere, el tamaño de la caja y el espacio que ocupan en la instalación son también más reducidos.

8.3. Conceptos básicos

Una vez se estudian las configuraciones del circuito magnético, sólo resta conocer algunos conceptos básicos de índole eléctricos, para estudiar las transformaciones polifásicas en sus propiedades individuales y en sus relaciones mutuas. Se requiere el manejo de estos conceptos, cuando los equipos de transformación han de operar esencialmente en paralelo, o para comprender los efectos de un equipo sobre otro y/o de ambos sobre los sistemas externos.

8.3.1 Polaridad propia de un devanado

Es una característica de signo que expresa la dependencia del sentido de la fuerza electromotriz respecto al flujo magnético que engendra dicha fuerza. Esta polaridad se indica como una marca en uno de los extremos del devanado. La determinación de las marcas se explicó en el capítulo 3.

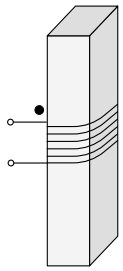


Figura 8.6. Polaridad de un devanado

8.3.2 Polaridad relativa de dos devanados de una misma fase

Se especifica para devanados que se encuentren constantemente concatenados con un flujo magnético común. Esta relación determina si los terminales de la bobina primaria y secundaria, son en cualquier momento de igual o diferente polaridad. El ángulo de desfase entre tensiones primaria y secundaria de las bobinas de la figura 8.7, depende del sentido en que está enrollado el devanado y de la marcación de los bornes.

Considere el transformador de la figura 8.7, donde la bobina superior corresponde al primario (terminales UX) y la bobina inferior al devanado secundario (ux). Inicialmente en la figura a) los devanados están arrollados en el mismo sentido. Como los dos devanados están ubicados sobre la misma columna, comparten el mismo flujo y por tanto las f.e.m V_1 y V_2 que aparecen en estos devanados tienen en todo instante el mismo sentido con respecto a los bornes del devanado. En cambio, si el primario y el secundario están arrollados en diferentes sentidos, pero mantienen igual marcación en los bornes, las f.e.m tendrán diferente dirección respecto a los bornes de los devanados, según la figura 8.7 b).

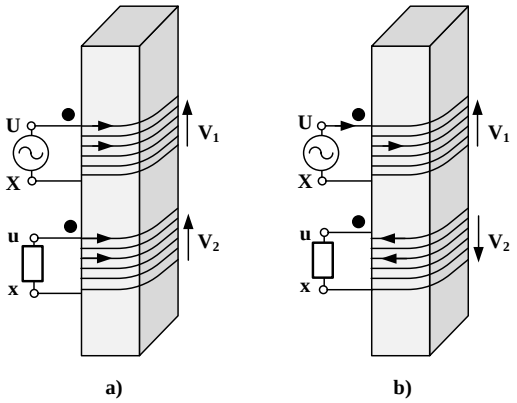


Figura 8.7. Polaridad devanados de una misma fase

8.3.3 Desfase entre las tensiones de un sistema

Es el desfase angular que se presenta entre tensiones homólogas (fase – fase ó fase neutro) entre el primario y el secundario. Este desfase en un transformador trifásico depende del tipo de conexión de sus devanados.

8.3.4 Sentido de rotación de vectores

Es decir, la secuencia de máximos de un mismo signo en las señales de tensión o corriente. Es una condición propia de la línea y no del transformador, pero al comunicarse el transformador

mediante su conexión mutua con la línea, debe tenerse también en cuenta, sobre todo para el acoplamiento en paralelo de los transformadores eléctricos.

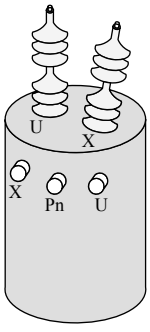
8.3.5 Marcación y polaridad

La designación de los terminales del transformador depende de la norma que se aplica (NTC o ANSI). En el caso colombiano, se emplean las letras mayúsculas U, V y W para definir los terminales de la bobina de alta tensión en la cuba, para transformadores trifásicos. Para transformadores monofásicos se emplean las letras U y X. Para los terminales del secundario, se emplean las letras minúsculas x,y,z para cada una de las fases y P_n para el caso del punto neutro. En notación ANSI definida en IEEE Std C57.12.00 - 2015, se emplea la letra mayúscula H para la bobina de alta tensión y X para la bobina de baja tensión. Para distinguir entre las diferentes fases de cada lado del transformador, se emplean subíndices seguidos de la respectiva letra. Por ejemplo, para alta tensión, se emplea H1, H2 para transformador monofásico y adicionalmente H3 para el caso trifásico. Para baja tensión, X1, X2, X3 para tres terminales en baja y adicionalmente X0 para terminal neutro.

Para los transformadores monofásicos, la polaridad se define aditiva para transformadores cuya tensión primaria sea menor o igual a 8660 V y su potencia menor o igual a 200 kVA. Para el caso en que el nivel de tensión del transformador sea mayor a 8860V y cualquier potencia, la polaridad se define sustractiva.

En la tabla 8.1 y 8.2 se representa, según la norma NTC y ANSI, la disposición y designación de los bornes de un transformador convencional monofásico (tres terminales en baja tensión) y trifásico.

Tabla 8.1 Marcación para transformadores convencionales monofásicos

	Aditiva	Sustractiva
NTC		 *(Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia)*

Continuación Tabla 8.1 Marcación para transformadores convencionales monofásicos

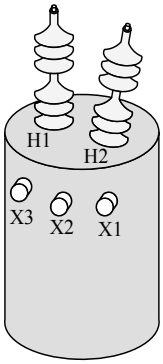
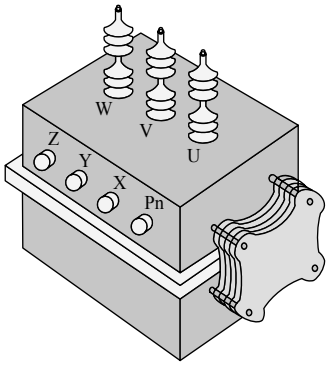
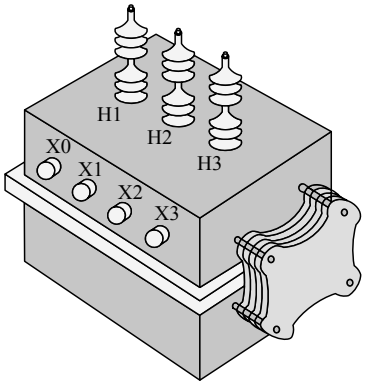
ANSI		

Tabla 8.2 Marcación para transformadores convencionales trifásicos

NTC	 (Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia)	
ANSI	 Fuente: http://www.rockwell-transformer.com/	

8.4. Conexión de los transformadores trifásicos

Los devanados de un transformador trifásico pueden conectarse en el lado primario en estrella (Y) o delta (D) y en el lado secundario en estrella (y), delta (d) o zig-zag (z). La implementación de una conexión u otra, dependerá de las características que se pretendan resaltar o minimizar en una instalación dada.

En adelante, para la representación esquemática de los devanados (esta notación es independiente de la marcación final de terminales en la cuba), se emplearán las siguientes consideraciones:

- Los principios de las bobinas de alta tensión se designarán con las letras U, V, W, ó A, B, C y los finales con X, Y, Z. Por normalización, el lado primario del transformador se alimenta de la red por los principios de bobina (corresponde a terminales con marca).
- Los principios de las bobinas de baja tensión se designarán con las letras u,v,w ó a, b, c (terminales con marca) y los finales con x, y ,z. El lado secundario se puede conectar a la carga, por terminales marcados o no marcados.

Cuando se consideran sólo tres fases se pueden realizar las siguientes conexiones:

8.4.1 Conexión en estrella (Y)

Conexión en la cual se unen en un punto común los extremos (de igual polaridad) de tres devanados. De acuerdo a los terminales que se conecten al punto común, se obtienen las dos formas básicas de la figura 8.8.

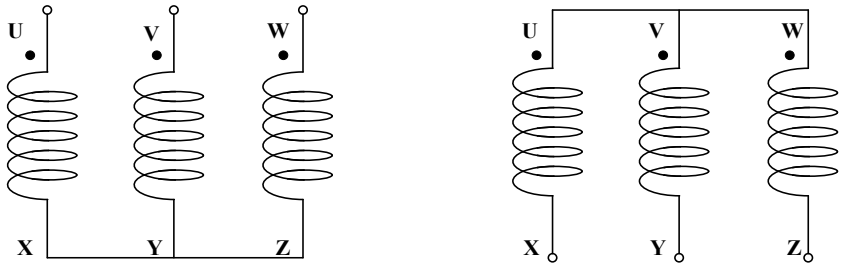


Figura 8.8. Formas de conexión en estrella (Y)

8.4.2 Conexión en triángulo o delta (D)

Conexión en la cual se unen en forma sucesiva terminales de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito. De acuerdo al orden de la sucesión, se obtienen dos configuraciones, según la figura 8.9.

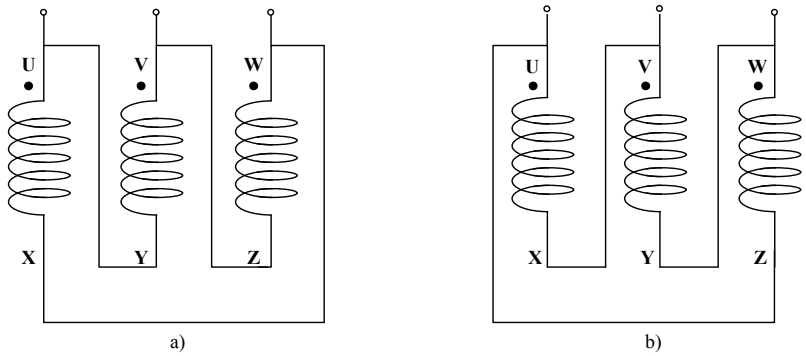


Figura 8.9. Formas de conexión en triángulo o delta (D): a) Conexión delta adelante b) Conexión delta atrás

8.4.3 Conexión en zigzag (Z)

Como una de las conexiones especiales utilizadas en el lado secundario, se encuentra la conexión en zigzag, la cual utiliza por fase dos semibobinas idénticas de $N_2/2$ espiras. Esta conexión consiste en formar un punto común como se ilustra en la figura 8.10 y en conectar en serie a cada rama de la estrella, las bobinas invertidas, de las fases adyacentes, en un orden cíclico determinado. Se emplea regularmente en baja tensión, para alimentar cargas desbalanceadas y/o como puesta a tierra en los sistemas de transmisión.

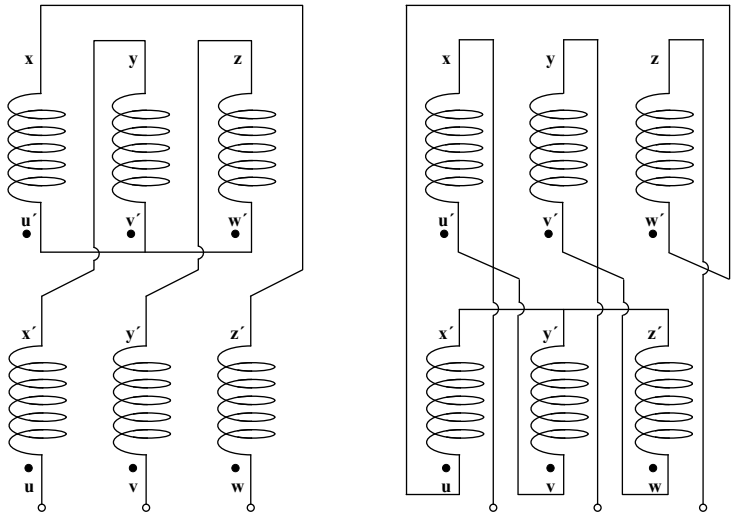


Figura 8.10. Conexiones en zigzag

8.4.4 Conexiones posibles

Una vez definidas las posibles conexiones de las fases entre si, se tienen las siguientes combinaciones en un transformador:

Tabla 8.3. Conexiones trifásicas comunes

Conexión primario	Conexión secundario
Y	y
D	d
Y	d
D	y
Y	z
D	z

Observe que para la conexión del devanado primario se utiliza la letra en mayúsculas y para la conexión del devanado secundario es la letra minúscula.

8.5 Índice horario y grupos de conexión

A diferencia de los transformadores monofásicos, en los cuales las tensiones del primario respecto al secundario pueden estar en fase (0° grados) o en contrafase (180° grados), en los transformadores trifásicos de acuerdo a la conexión de sus devanados, se obtienen otros desfases entre las tensiones homólogas del primario y del secundario. Este ángulo de desfase medido en múltiplos de 30° y considerado en sentido contrario a las agujas del reloj desde la tensión menor a la mayor, se denomina el índice horario. Este índice acompaña a la notación de la conexión de los devanados, por ejemplo Dy5, Yd11, Dz2, ente otros. Una de las metodologías gráficas empleadas para la determinación del índice horario de un transformador trifásico, se denomina el método del reloj, el cual se explicará mediante el siguiente ejemplo.

Considere la conexión Dy de la figura 8.11 y determine el índice horario.

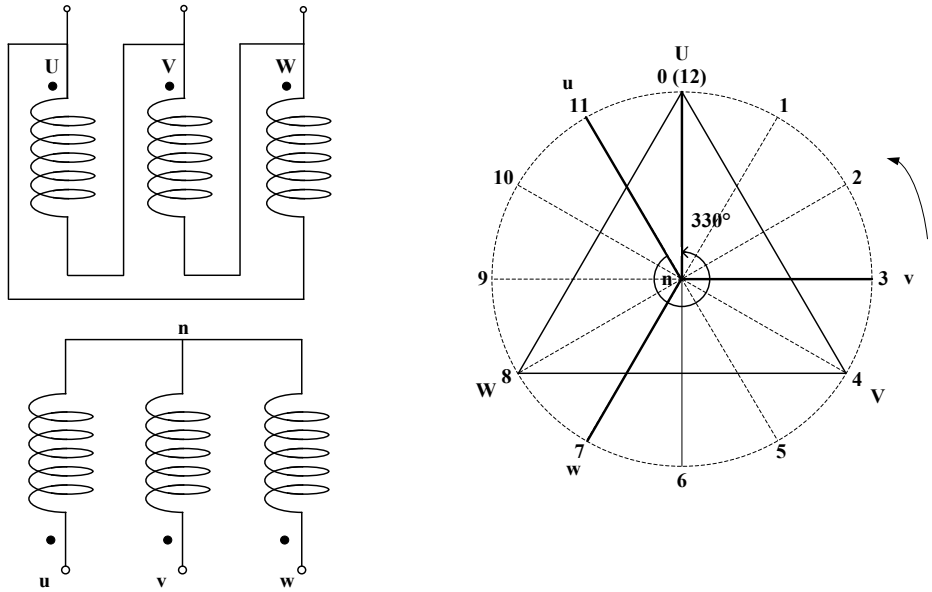
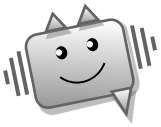


Figura 8.11. Explicación del índice horario.

Para desarrollar este método, se considera que para una misma fase, los devanados de alta y baja tensión se encuentran alojados en una misma columna del núcleo y por tanto comparten el mismo flujo. Esto significa que se inducen tensiones (f.e.m.s) en ambas bobinas, que podrán encontrarse en fase (para los pares homólogos) o en contrafase (pares no homólogos). Para el caso que se analiza, la bobina primaria (UV) (inicio en terminal U y finaliza en terminal V) comparte la misma columna con la bobina secundaria (un). De igual manera para las demás bobinas (VW) con (vn) y (WU) con (wn).

Con esta consideración, se inicia la construcción del reloj, donde se representa el vector de la fase U del devanado de alta tensión, en la posición 0/12 horas. Bajo una secuencia UVW, a 120° atrás se ubica la tensión de fase V y a 120° de esta última la tensión de fase W. De esta forma se cierra un triángulo equilátero UVW, en el cual quedan definidos los vectores de las tensiones de línea (UV), (VW) y (WU).

Para definir los vectores de las tensiones del secundario, se identifica de la figura 8.11, que se conectan a un punto común los terminales (uvw). Esto se representa en el reloj por el punto central (n). De acuerdo a la forma constructiva, la tensión (UV) está en fase con (un). Como (n) se encuentra en el punto central, se traza una línea que pase por dicho punto y que sea paralela a la tensión (UV), de esta forma la letra (u) se marca como se presenta en la figura. Una vez definido el vector correspondiente a la tensión (un), se ubican en el sentido de la secuencia, el fasor (vn) y (zn). Para determinar el índice horario, se mide el desfase entre el vector de fase del secundario (un) y el vector de la tensión de fase del primario (UN), en sentido de la secuencia.



Cuando se emplea la conexión en triángulo o delta, es útil emplear una tensión fase-neutro virtual (que se obtiene al unir el centroide de las tensiones de línea con el extremo correspondiente del triángulo), para determinar el desfase entre primario y secundario.

Al observar el desfase que existe entre las tensiones de línea del primario y el secundario (por ejemplo, UV con respecto a uv), se tiene que es el mismo entre tensiones de fase- neutro (p.ej, UN con respecto (un)). Este desfase depende del tipo de conexión que se realiza en los devanados del transformador y al dividirlo entre 30° se obtiene el índice horario. Es decir, para el caso considerado anteriormente, el ángulo de desfase corresponde a 330°, es decir se tiene un índice de 11. Este índice es el número que acompaña a las letras que designan la conexión y para el mismo caso, corresponde una nomenclatura Dy_{11}.

Debido a que existen 12 índices posibles (0 a 11, de acuerdo al diagrama del reloj) y 6 conexiones trifásicas dadas en la tabla 8.3, se cuenta teóricamente con 72 tipos de conexiones. Algunas de estas conexiones no son posibles de obtener, han sido poco utilizadas y/o son redundantes y se pueden eliminar, hasta llegar a reducir las conexiones trifásicas a 26 opciones. De acuerdo a los índices, las conexiones se han dividido en los cuatro grupos definidos en la tabla 8.4, donde los grupos I y II corresponden a índices pares y los III y IV a los impares.

Tabla 8.4. Clasificación por grupos

Grupo I	**Grupo II**	**Grupo III**	**Grupo IV**
0, 4, 8	2, 6, 10	1, 5, 9	3, 7, 11

Como ya se había mencionado existen algunas conexiones imposibles de conseguir, como por ejemplo obtener en horas pares Dy, Yd y Yz, así como obtener horas impares con Yy, Dd y Dz, con lo cual se reducen las conexiones de 72 en 36. Según lineamientos de la IEC, los índices 3 y 9 no se utilizan, así como las conexiones Yy2, Yy4, Yy8, Yy10 son poco utilizadas. Por tanto, las conexiones resultantes se limitan a 26, dadas en la tabla 8.5.

Tabla 8.5. Conexiones más utilizadas

Yy	Dd	Yd	Dy	Yz	Dz
0	0	1	1	1	0
6	2	5	5	5	2
	4	7	7	7	4
	6	11	11	11	6
	8				8
	10				10

Las anteriores conexiones se presentan a continuación:

Tabla 8.6. Conexiones trifásicas más utilizadas

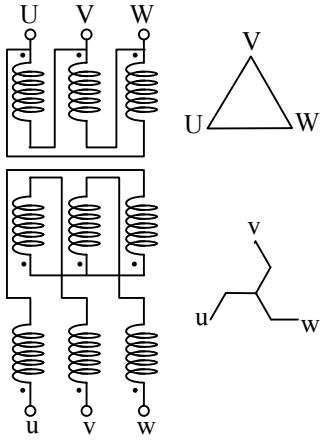
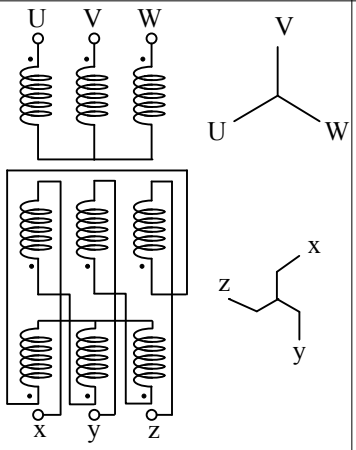
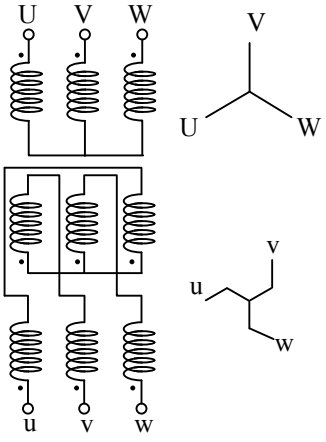
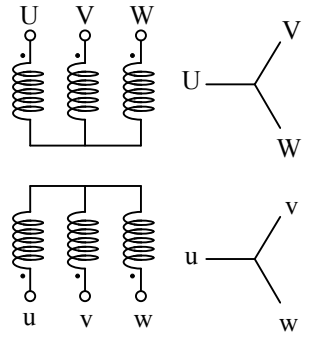
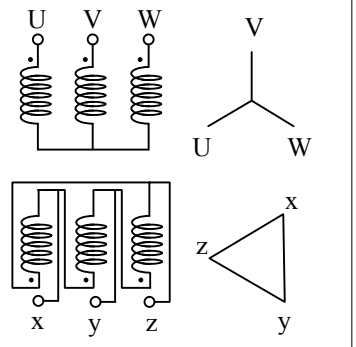
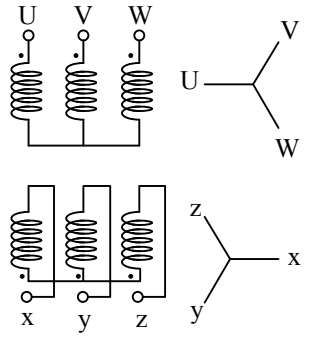
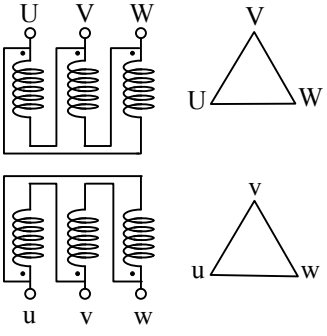
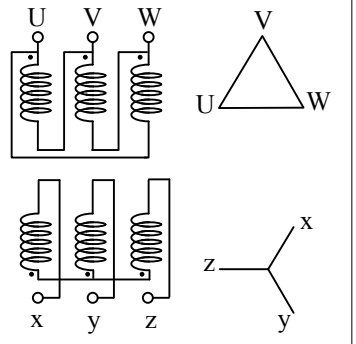
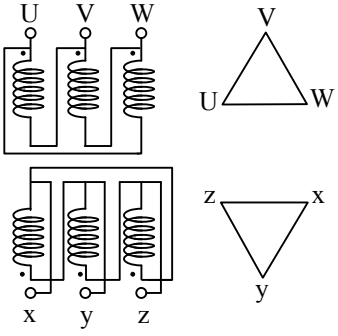
Dz0	Yz5	Yz1
		
Yy0	**Yd5**	**Yy6**
		
Dd0	**Dy5**	**Dd6**
		

Tabla 8.6. Conexiones trifásicas más utilizadas (continuación)

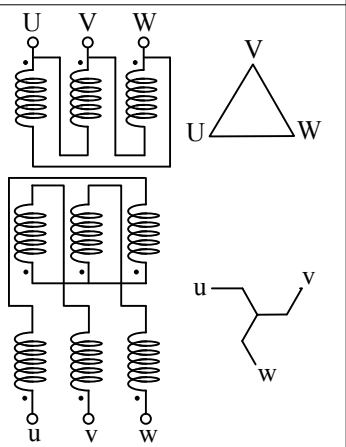
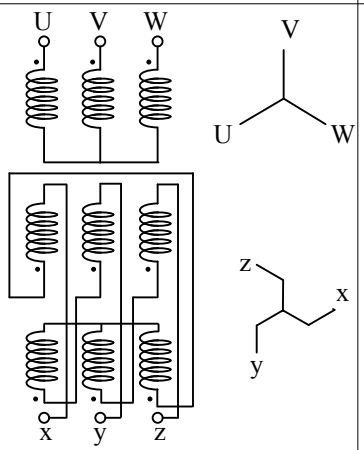
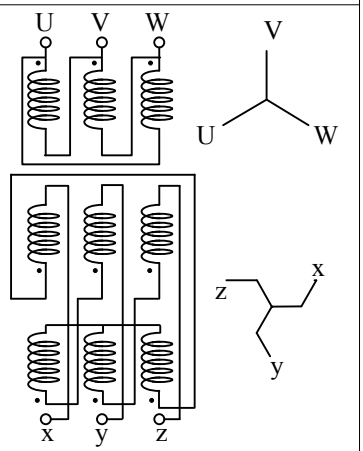
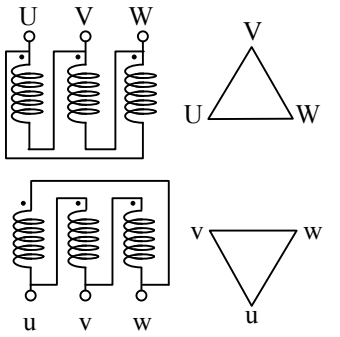
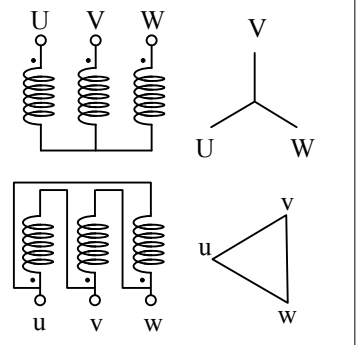
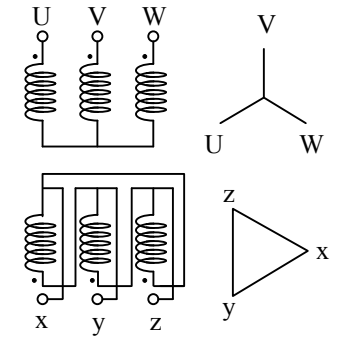
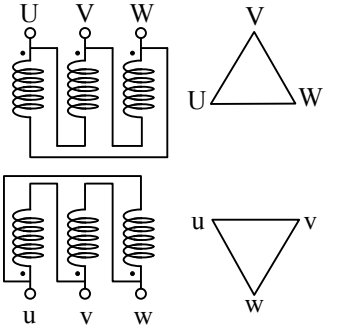
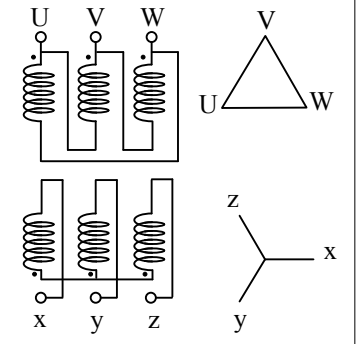
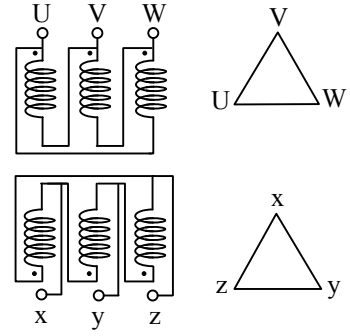
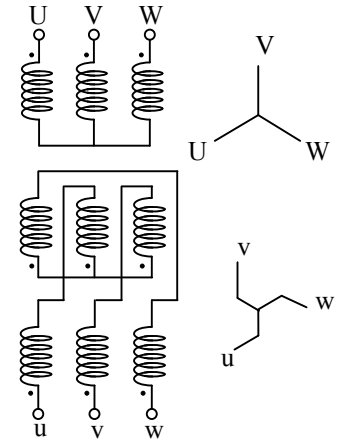
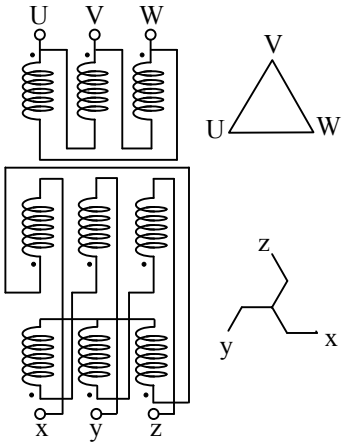
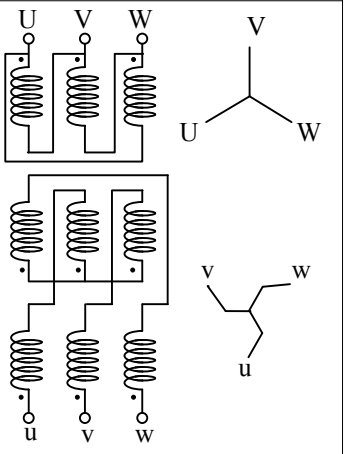
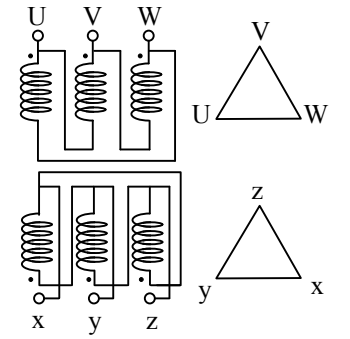
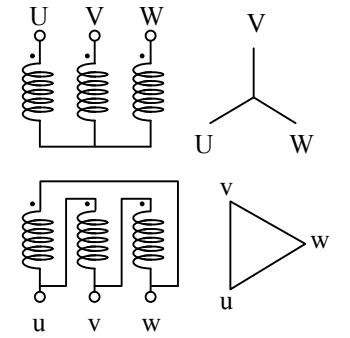
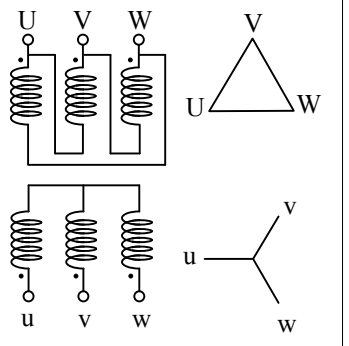
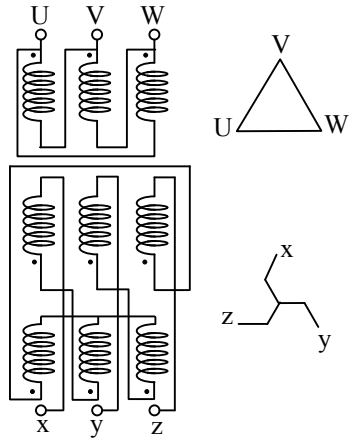
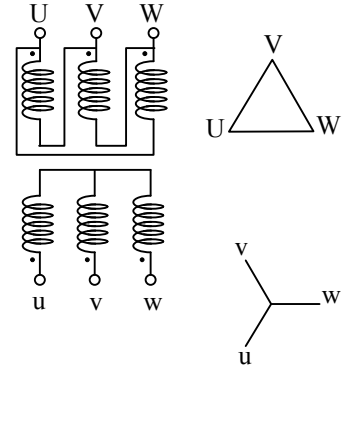
Dz2	Yz7	Dz6
		
Dd10	**Yd1**	**Yd7**
		
Dd2	**Dy7**	**Dd4**
		

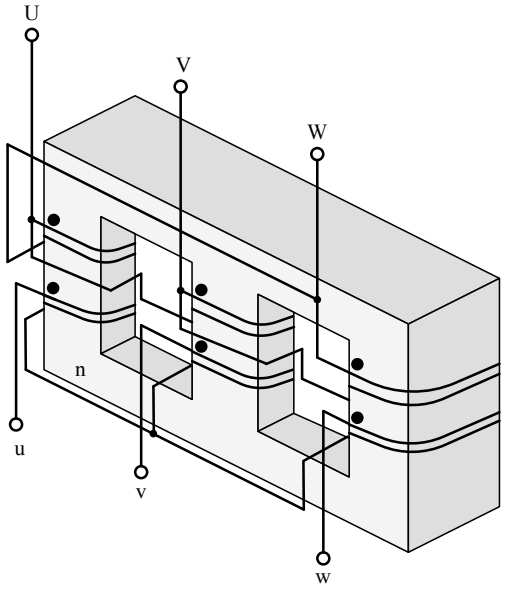
Tabla 8.6. Conexiones trifásicas más utilizadas (continuación)

Yz11	Dz8	Dz10
		
Dd8	**Yd11**	**Dy1**
		

Dz4	Dy11	
		

Ejemplo 8.1. Índice de fase - Conexión Dy

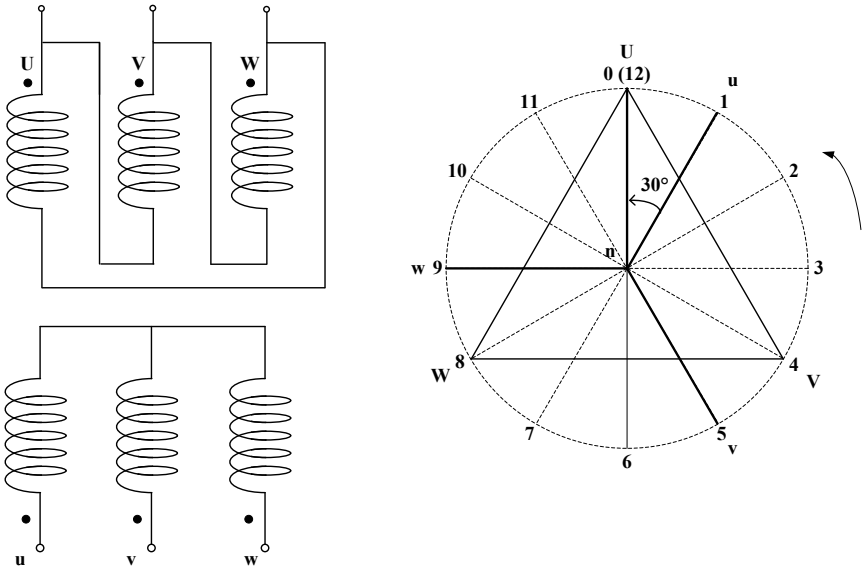
Para el transformador de núcleo trifásico de la figura, realizar el diagrama vectorial correspondiente e indicar el desfase entre la f.e.m primaria y la f.e.m secundaria.



Desarrollo:

Cada una de las tres columnas o piernas del transformador, tiene un flujo común que abraza a las bobinas primaria y secundaria por fase. De esta manera, la tensión UW tiene la misma fase (un), VU con (vn) y WV con (wn). Ahora se trata de dibujar un diagrama fasorial que represente lo anterior, al considerar que el devanado primario se encuentra conectado en D o triángulo y el secundario en Y o estrella. Por facilidad, se ubica el vector de la fase U del devanado de alta tensión en la posición 0/12 horas y se dibuja la delta primaria. Al considerar el sentido de giro como el definido por la secuencia positiva, se ubican las demás fases V y W. Para definir los vectores de las tensiones del secundario, se identifica de la figura, que los terminales finales de las bobinas se conectan a un punto común (n). De acuerdo a la forma constructiva, la tensión (UW) está en fase con (un). Como (n) se encuentra en el punto central, se traza una línea que pase por dicho punto y que sea paralela a la tensión (UW), de esta forma la letra (u) se marca en la hora 1, como se presenta en la figura.

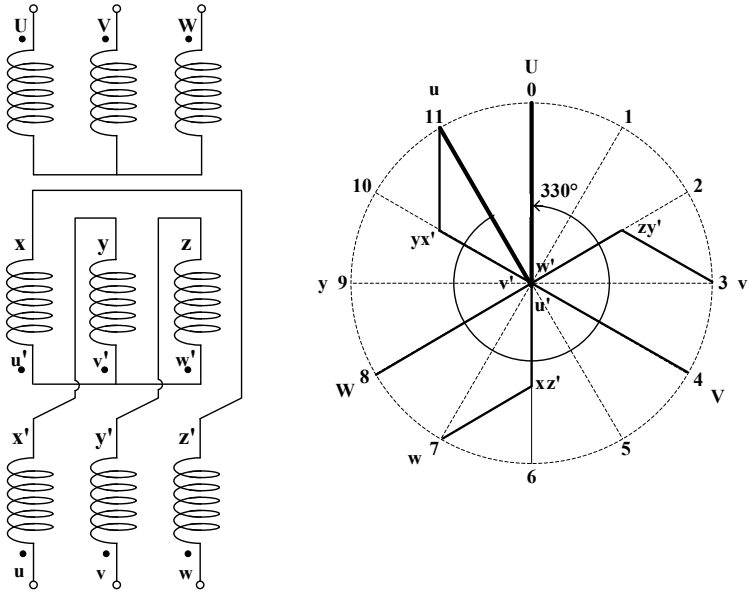
Es importante recalcar que el desfase se mide entre tensiones homólogas, entre el primario y el secundario. En el caso en que los devanados no dispongan de neutro, como es el caso del primario, se considera un neutro imaginario situado en el centro de gravedad de las tensiones.



Al considerar el sentido de la secuencia positiva, el desfase entre la tensión de fase a punto neutro u_n y la tensión U_N (neutro imaginario), es de 30º, lo cual representa un índice horario igual a 1. De esta forma, la conexión del transformador se designa Dy1.

Ejemplo 8.2. Índice de fase – Conexión Yz

Determinar el índice de fase del transformador presentado en la figura.



Desarrollo:

El procedimiento empleado para la conexión en zigzag es similar al que se ha empleado para las conexiones anteriores. En este caso, debido a la forma constructiva de la bobina de baja

tensión, la cual se subdivide en dos partes iguales, es necesario definir o nombrar los terminales como se indica en la figura. Una parte de los devanados se conecta en estrella, para este caso, (u′, v′, w′) forman el punto común. La identificación de los finales de bobina (x, y, z) se realiza al considerar que, la tensión de la bobina U punto común, se encuentra en fase con la tensión de la bobina (u′x). Por esta razón el terminal x se ubica en la parte inferior de la línea 0-6 del reloj. De acuerdo a la forma de conexión presentada en la figura, el terminal x coincide con el terminal z', que representa el final de la bobina de la fase w del secundario. La comparación ahora, se realiza entre la tensión de la bobina (W punto común) con la tensión de la bobina (wz′). De esta forma, se define la ubicación del terminal w en la hora 7 del reloj. La ubicación de los demás terminales se hace de forma similar, al considerar la dirección positiva de la secuencia. Para medir el desfase, se considera que las fases de salida del transformador corresponden a u,v,w y así, se mide entre la tensión de fase u punto común respecto a U punto común (o cualquier otro par de fases), en sentido de la secuencia. Para este tipo de conexión en particular se tiene un Yz11.

8.6 Renombramiento de bornes

Los transformadores trifásicos de núcleo único tienen definido desde fábrica, el grupo de conexión al cual pertenecen, a diferencia de un banco de transformadores con el cual se puede realizar cualquiera de las conexiones presentadas previamente. Bajo ciertas circunstancias, como es el caso de conexión en paralelo de transformadores trifásicos, es preciso conseguir trasformadores de igual índice, para lo cual se requiere, cambiar el índice horario de alguna (s) unidad(es). Existen dos procedimientos para renombramiento de terminales: el corrimiento cíclico y la inversión.

8.6.1 Corrimiento cíclico

Este es un procedimiento que permite cambiar de índice horario en un mismo grupo, mediante la rotación de las fases en sólo uno de los lados del transformador. Por ejemplo, de la conexión dada en el ejemplo 8.1, que corresponde a Dy1, que pertenece al grupo III, al realizar un corrimiento de fases (con letras en círculos fig 8.12) en alta tensión, se consigue un índice 5. Si se realizara un nuevo corrimiento se obtendría un índice 9.

Como ya se mencionó anteriormente, este tipo de procedimiento se emplea cuando se desean conectar transformadores en paralelo (uno de los requerimientos, implica que las unidades deben tener el mismo desfase, ver capítulo 9).

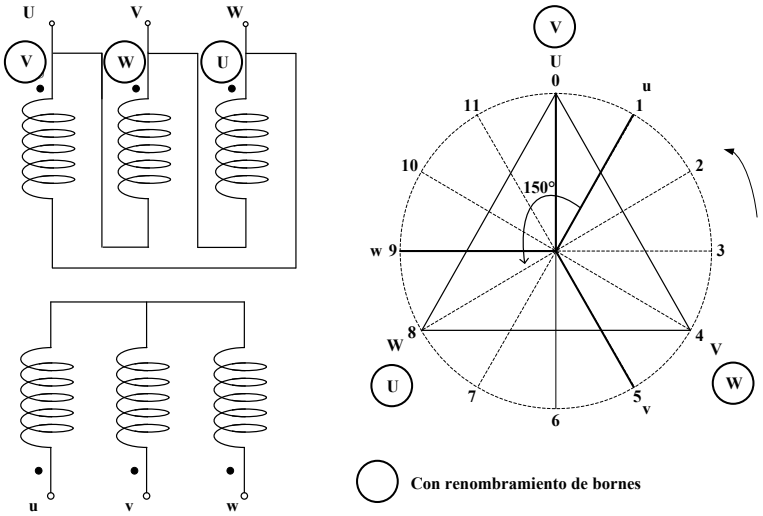


Figura 8.12. Ejemplo de corrimiento

La conexión del anterior transformador a la red se presenta en la siguiente figura:

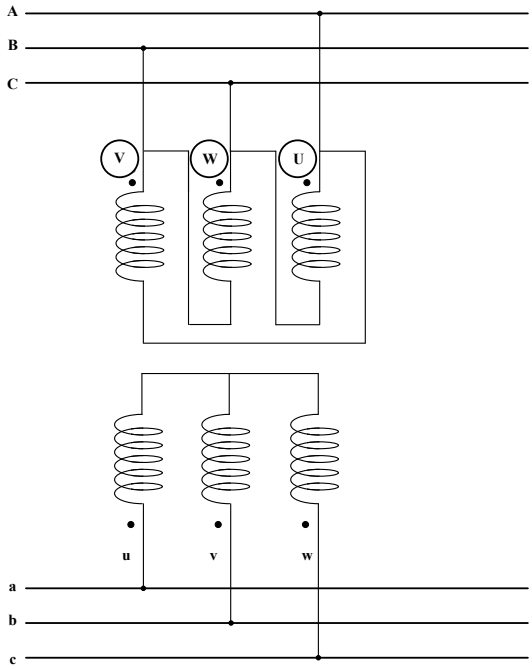


Figura 8.13. Transformador Dy1 conectado como Dy5 a la red, mediante corrimiento cíclico

8.6.2 Inversión de fases

Al cambiar dos fases en ambos lados del transformador, se obtiene el índice simétrico respecto a la línea 0 - 6. Por ejemplo, al partir de la conexión Dy1, previamente analizada, se

obtiene el índice 11, al cambiar las fases V y W en alta y baja tensión, según la figura 8.14. El proceso de inversión se realiza solo entre los grupos III y IV.

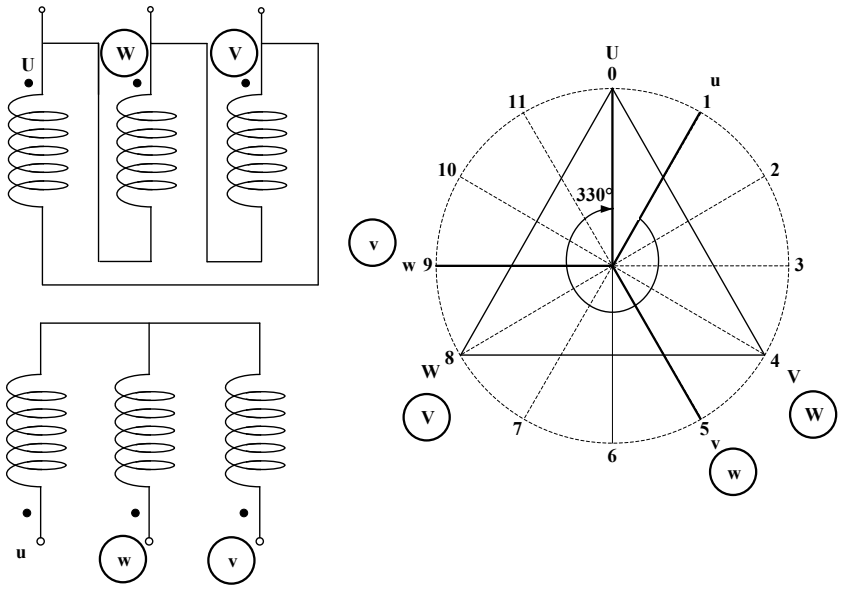


Figura 8.14. Ejemplo de inversión

La conexión del anterior transformador a la red se presenta en la siguiente figura 8.15, donde se comprueba el índice horario 11:

Figura 8.15

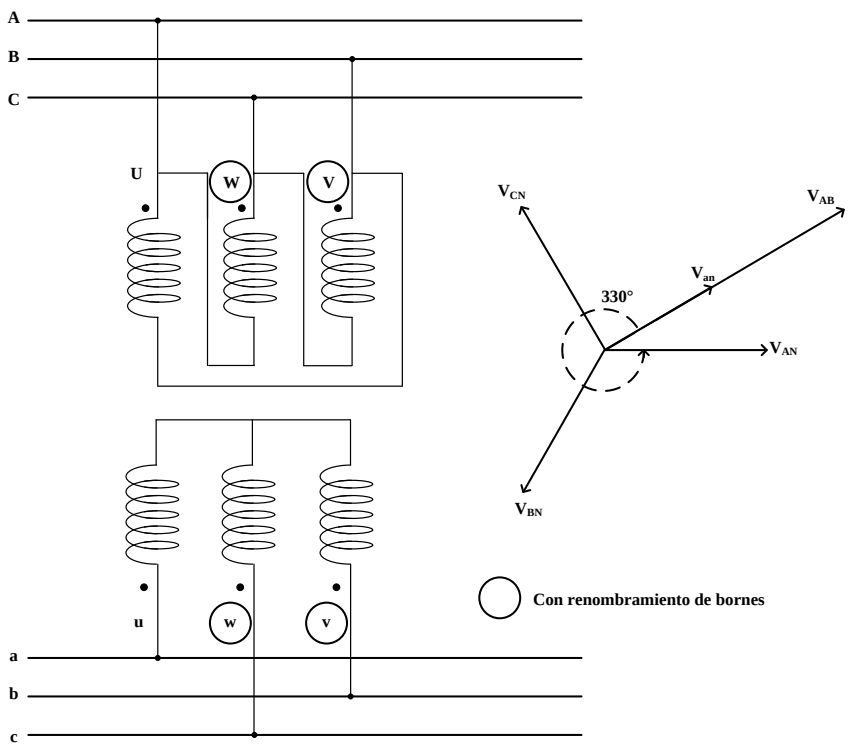


Figura 8.15. Transformador Dy1 conectado como Dy11 a la red, mediante inversión

8.7 Características importantes de las conexiones trifásicas

8.7.1 Conexión Yy (Estrella–estrella)

Este tipo de conexión se prefiere desde el punto de vista económico, para altas tensiones, siempre y cuando la capacidad el transformador no sea muy elevada. A esta construcción le corresponde la tensión más baja $V_f = V_L/\sqrt{3}$ e intensidad más alta $I_f = I_L$ por devanado, por tanto se utilizan menores cantidades de aislamiento y mayores secciones de conductor, que brindan rigidez a las bobinas y las protegen mejor contra los enormes esfuerzos electrodinámicos que pueden presentarse. El montaje en estrella o en Y permite derivar un neutro para la alimentación de las redes de baja tensión, para servicios de iluminación y fuerza, sin embargo, no es recomendable abastecerla de neutro primario por producir fuertes interferencias con circuitos cercanos.

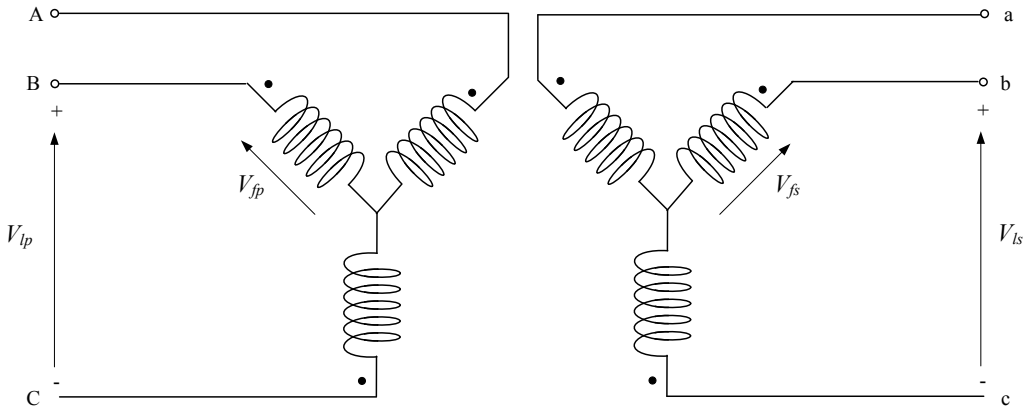


Figura 8.16. Conexión Yy

La razón de transformación para esta conexión está dada por:

$$V_{fp} = \frac{V_{lp}}{\sqrt{3}} \qquad V_{fs} = \frac{V_{ls}}{\sqrt{3}} \qquad \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{\sqrt{3}V_{fp}}{\sqrt{3}V_{fs}} = a \tag{8.1}$$

En caso de avería en uno de los devanados, el transformador queda reducido a un sistema monofásico (Sm1ϕ) y se decrementa la capacidad en un 58% de la potencia total, según la ecuación 8.2.

$$\frac{Capacidad_{1\phi}}{Capacidad_{3\phi}} = \frac{S_{m1\phi}}{S_{m3\phi}} = \frac{VI}{3VI} = \frac{\sqrt{3}V_f}{3V_f} = 0{,}58 \tag{8.2}$$

El transformador averiado o quemado debe desconectarse íntegramente de la línea en el caso de banco de transformadores monofásicos. Si se trata de un transformador de columnas, se debe aislar el devanado defectuoso y poner en cortocircuito a los terminales del otro devanado de la misma fase, como lo ilustra la figura 8.17.

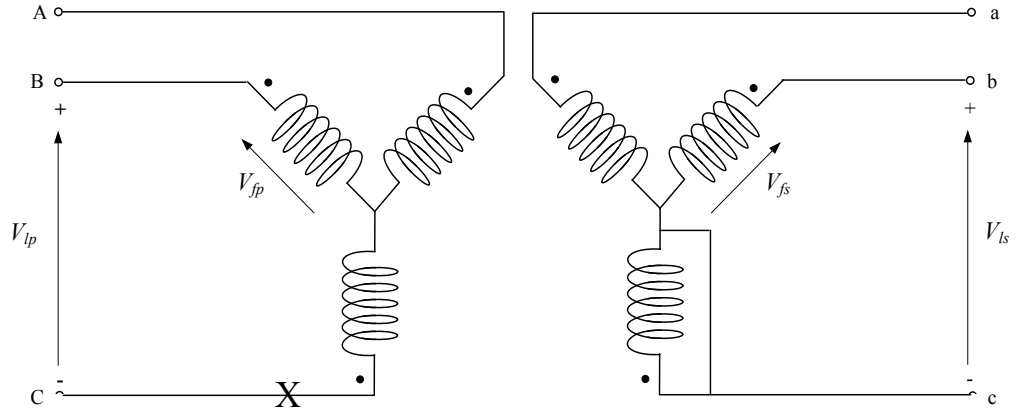


Figura 8.17. Solución ante defecto en un devanado de un transformador YY

La conexión Y-Y con neutro secundario y ausencia de él en el primario *está absolutamente proscrita para transformadores de circuito magnético independiente* (transformadores monofásicos independientes y transformadores trifásicos acorazados sin neutro magnético); esto debido a su comportamiento cuando alimenta cargas desequilibradas.

Ejemplo 8.3. Transformador trifásico Yy

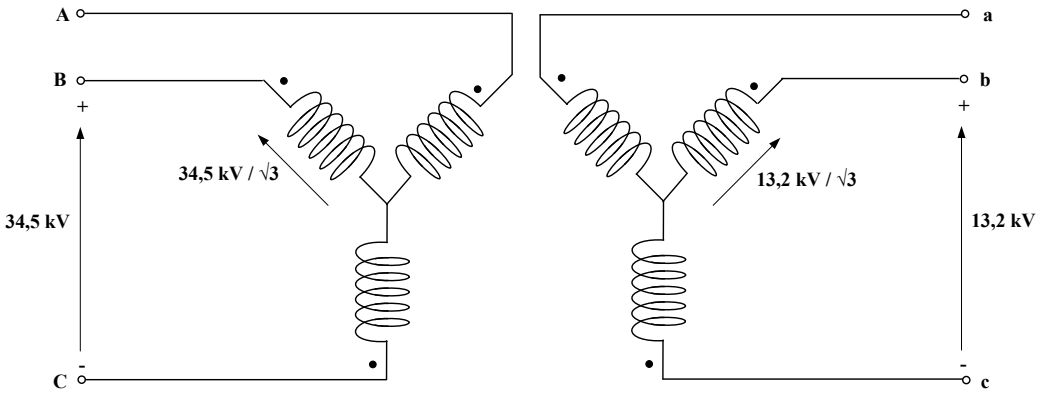
Un transformador trifásico Yy0 de 2000 kVA, 34,5/13,2 kV, 60 Hz presenta unas pérdidas en el núcleo iguales a 5 kW y unas tensiones de cortocircuito porcentuales iguales a μ_z=6% y μ_r=2,9%.

a) Determinar las pérdidas en el cobre nominales.

b) Si el transformador está conectado a la tensión nominal en el primario y alimenta por el secundario una carga de 1700 kVA con un factor de potencia 0,95 en atraso, ¿Cuál será la tensión de línea del secundario?

Desarrollo:

De acuerdo a los datos dados en el enunciado se cumplen las siguientes relaciones:



$$V_{fp} = \frac{V_{lp}}{\sqrt{3}} = \frac{34{,}5kV}{\sqrt{3}} \qquad V_{fs} = \frac{V_{ls}}{\sqrt{3}} = \frac{13{,}2kV}{\sqrt{3}}$$

$$a = \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{\sqrt{3}V_{fp}}{\sqrt{3}V_{fs}} = \frac{34{,}5}{13{,}2} = 2{,}61$$

Las corrientes nominales en los lados primario y secundario están dadas por:

$$I_{fp} = I_{lp} = \frac{2000kVA}{\sqrt{3} \times 34{,}5kV} = 33{,}47\ A \qquad I_{fs} = I_{ls} = \frac{2000kVA}{\sqrt{3} \times 13{,}2kV} = 87{,}48A$$

a) Para determinar las pérdidas en el cobre, se puede partir de la componente resistiva de la tensión de cortocircuito. Por consiguiente:

$$\mu_r = 2{,}9\% = \frac{P_{cu_{nom}}}{S_{nom}} \times 100\% \qquad P_{cu_{nom}} = \frac{2{,}9 \times 2000kVA}{100} = 58kW$$

b) La regulación está definida para una carga inductiva de la siguiente forma:

$$u = C(\mu_r \cos\theta + \mu_X \, sen\theta)$$

donde el valor del índice de carga y la componente reactiva de la tensión de cortocircuito corresponden a:

$$C = \frac{S_{carga}}{S_{nom}} = \frac{1700}{2000} = 0{,}85$$

$$\mu_X = \sqrt{\mu_Z{}^2 - \mu_r{}^2} = \sqrt{6^2 - 2{,}9^2} = 5{,}25\%$$

Luego,

$$u = 0{,}85((2{,}9 \times 0{,}95) + (5{,}25{,}31)) = 3{,}74\%$$

A tener en cuenta que la regulación se puede definir en el secundario como:

$$u = \frac{\left|\frac{V_1}{a}\right| - |V_2|}{|V_2|} \times 100\%$$

Donde el voltaje a la entrada del transformador es la nominal y corresponde a 34,5kV y V_2 es la tensión de alimentación de la carga dada, se obtiene:

$$|V_2| = \frac{13,2kV}{1 + \left(\frac{3,74}{100}\right)} = 12,72kV$$

Lo cual era de esperarse, que ante una carga inductiva la tensión en la carga fuera inferior a la nominal, siempre y cuando la alimentación del transformador fuera nominal.

8.7.2 Conexión Dd (Delta-delta)

Este tipo de conexión es conveniente para pequeñas potencias, donde se manejen altas corrientes de línea y bajas tensiones. Debido a que la corriente por fase es inferior a la de la línea, se permite disminuir la sección de los conductores a igual densidad de corriente, en una relación de $1/\sqrt{3}$.

Una de las desventajas de la conexión Dd es que, debido a la ausencia de neutro, no se permite la alimentación de redes mixtas de alimentación, iluminación y fuerza a cuatro hilos, lo que limita en gran manera sus posibilidades de aplicación.

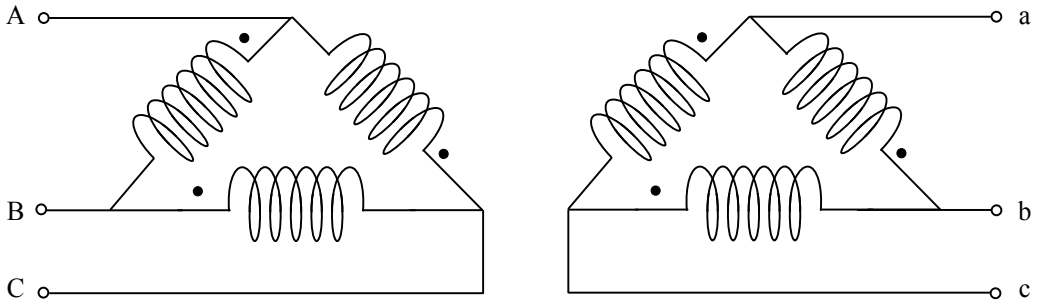


Figura 8.18. Conexión Dd

La razón de transformación para esta conexión está dada por:

$$V_{lp} = V_{fp} \qquad V_{ls} = V_{fs} \qquad \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = a \tag{8.3}$$

Ante la interrupción de una de las fases de la conexión Dd, se puede seguir alimentando la carga, pero con un consumo reducido equivalente al 58% de la capacidad nominal del sistema, según (8.4).

$$\frac{S_{\text{reducida}}}{S_{3\phi}} = \frac{\sqrt{3}V_l I_f}{\sqrt{3}V_l I_l} = \frac{I_f}{I_f\sqrt{3}} = 0{,}58 \tag{8.4}$$

Si la instalación se compone de transformadores monofásicos, la unidad averiada se desconecta simplemente de la línea. Si la unidad es de tipo acorazado, se desconectan los dos devanados de la fase defectuosa y se cortocircuita el devanado no averiado. Si la unidad es del tipo columna se dejan los terminales abiertos.

La conexión Dd permite la circulación local de los terceros armónicos de corriente repartidos entre los devanados primario y secundario y no se originan perturbaciones inductivas por las líneas.

8.7.3 Conexión Yd (Estrella-delta)

La conexión Yd es muy utilizada en transformadores elevadores (centrales generadoras para elevar la tensión en las líneas de transmisión), debido a que las tensiones por devanado son reducidas respecto a las de línea y esto permite ahorro de aislamiento por fase.

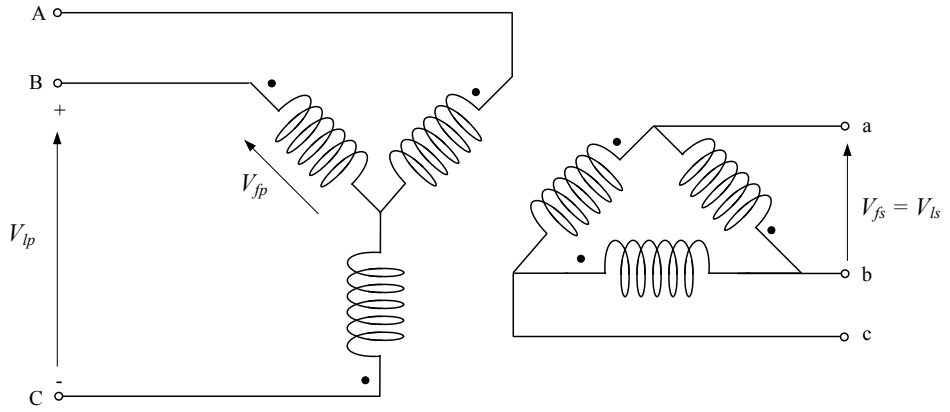


Figura 8.19. Conexión Yd

La razón de transformación es:

$$V_{lp} = \sqrt{3}V_{fp} \qquad V_{ls} = V_{fs} \qquad \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{\sqrt{3}V_{fp}}{V_{fs}} = \sqrt{3}a \tag{8.5}$$

En comparación con las conexiones que se explicaron anteriormente, cualquier avería en una fase para este tipo de conexión, impide el funcionamiento del sistema. Una de sus ventajas radica en la circulación del tercer armónico de corriente magnetizante por el secundario, sin producir sobretensiones por defectos en la excitación, ni interferencias en las líneas

telefónicas. El primario se puede aterrizar para disminuir la poca interferencia que el tercer armónico genera en el primario.

8.7.4 Conexión Dy (Delta-estrella)

La posibilidad de obtener un neutro secundario permite la alimentación de las redes de distribución a cuatro hilos. Por tanto, se trata de la conexión más popular en los sistemas de distribución. Así como la conexión Yd, ésta también deja inutilizado el sistema por completo si se presenta un fallo de uno solo de sus devanados.

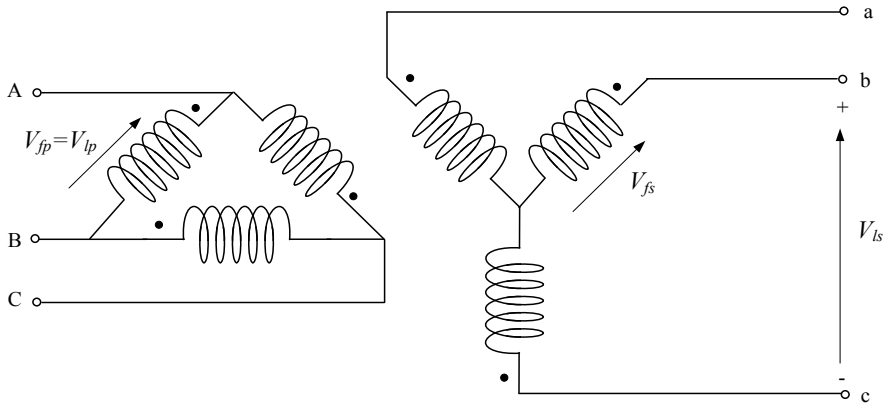


Figura 8.20. Conexión Dy

El desequilibrio de cargas secundarias se neutraliza magnéticamente sin originar sobreexcitaciones por corriente no compensada en ninguna fase.

La relación de tensiones está dada por:

$$V_{lp} = V_{fp} \qquad V_{ls} = \sqrt{3}V_{fs} \qquad \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{V_{fp}}{\sqrt{3}V_{fs}} = \frac{a}{\sqrt{3}} \tag{8.6}$$

Ejemplo 8.4. Banco de transformadores en conexión Dy

Tres transformadores monofásicos conectados en triángulo (Δ) en el primario y en estrella (y) en el secundario, reducen voltajes de 13200 voltios a 440 voltios y alimentan una carga balanceada de 800 kVA a un f_p = 0,8 atrasado. Calcular:

a) La relación de transformación de cada transformador monofásico.

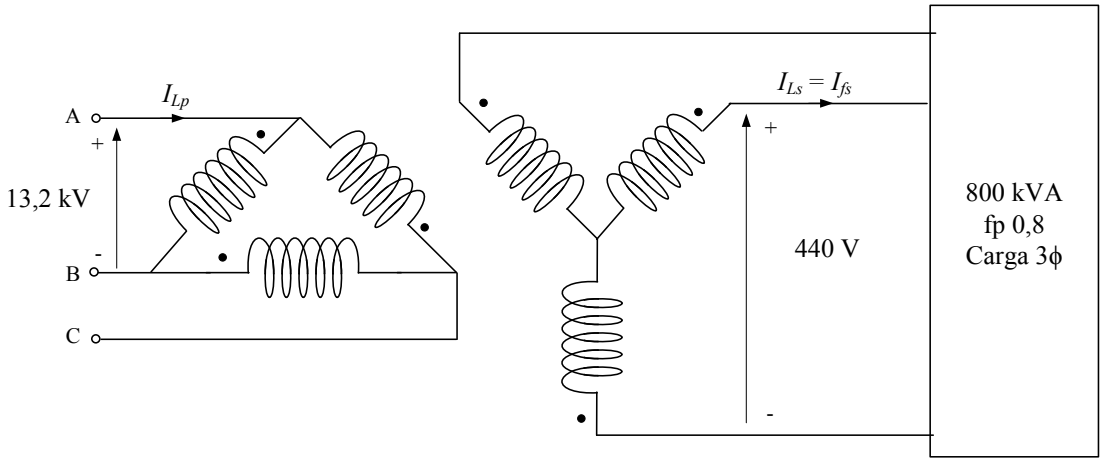
b) Los kVA y kW en cada transformador

c) La corriente entregada a la carga

d) La corriente de línea en el lado primario

Desarrollo:

El diagrama correspondiente al ejercicio se ilustra a continuación:



a) Para determinar la relación de transformación de cada unidad monofásica se tiene en cuenta el tipo de conexión realizada en el primario y en el secundario del banco trifásico, con el fin de establecer relaciones entre las tensiones. Es decir, para este ejemplo, en alta tensión, la conexión corresponde a una delta, donde se cumple que la tensión de fase es igual a la de línea $V_f=V_l$. En cambio para el secundario con la conexión en estrella, la tensión de línea corresponde a la tensión de fase multiplicada por √3. En consecuencia:

$$V_{fp} = V_{lp} = 13200V \qquad V_{fs} = \frac{V_{ls}}{\sqrt{3}} = \frac{440}{\sqrt{3}} = 254{,}034\ V$$

$$a_{trafo_{1\phi}} = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{13200}{254{,}034} = 51{,}96$$

b) Se considera que las tres unidades son idénticas y que la carga es balanceada. Por tanto, para cada unidad monofásica se tiene:

$$kVA_{trafo_{1\phi}} = \frac{800 \times 10^3}{3} = 266{,}67\ kVA$$

$$kW_{trafo1\phi} = kVA \times f_p = 266{,}67 \times 0{,}8 = 213{,}33\ kW$$

c) La corriente que se le entrega a la carga corresponde a:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} V_{ls} \mathrm{I}_{ls}$$

$$I_{ls} = \frac{kVA_{3\phi}}{\sqrt{3}\, V_{ls}} = \frac{800 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 440} \approx 1050\ A$$

d) La relación de transformación para el transformador trifásico es igual a:

$$a_{3\phi} = \frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{13200}{440} \cong 30$$

De acuerdo al tipo de conexión se satisface:

$$\mathrm{I}_{ls} = \mathrm{I}_{fs} \qquad \mathrm{I}_{fp} = \frac{\mathrm{I}_{fs}}{a_{I\phi}} = \frac{1050}{52} = 20{,}231\ A \qquad \mathrm{I}_{lp} = \sqrt{3} \times \mathrm{I}_{fp} = \sqrt{3} \times 20{,}231 = 35{,}04\ A$$

8.7.5 Conexión Yz (Estrella- Zig-zag)

Esta conexión pretende dar solución al problema presentado por la conexión Yy cuando está alimentando cargas desequilibradas. Tiene un 15,5% más de espiras en los devanados, lo que aumenta los costos del transformador. El montaje Yz se usa sobre todo para transformadores reductores de distribución, donde el neutro secundario es imprescindible.

La razón de transformación para esta conexión es:

$$\frac{V_{lp}}{V_{ls}} = \frac{2V_{fp}}{\sqrt{3}V_{fs}} = \frac{2a}{\sqrt{3}} \tag{8.7}$$

Se le propone al lector deducir la anterior expresión.

8.8 Influencia de cargas desequilibradas en transformadores trifásicos

Es interesante analizar el comportamiento de los transformadores trifásicos bajo condiciones de cargas desequilibradas. Aunque en la práctica, se hace todo lo posible para lograr un equilibrio entre las fases al repartir adecuadamente las cargas individuales de los usuarios (para el caso de transformadores de distribución), bajo algunas circunstancias (cortocircuitos asimétricos) no siempre es posible lograr que todas sus fases estén en condiciones normales.

El análisis exhaustivo del desequilibrio de cargas sobre los transformadores trifásicos está fuera del alcance de este libro, sin embargo, con el fin de ilustrar un poco los fenómenos que aparecen bajo dicha condición de operación, se presentan algunos casos, bajo la consideración de las siguientes simplificaciones:

Para el transformador bajo análisis:

- Se considera una relación de transformación 1:1.
- Se desprecian las caídas internas de tensión del transformador.
- La permeabilidad del material magnético es infinita, por tanto la reluctancia es despreciable, $\Re \cong 0$.
- No existen pérdidas en el núcleo.

Es importante aclarar, que de acuerdo a la forma constructiva del transformador trifásico, el fenómeno de desequilibrio de la carga, puede ser más crítico para una que para otra. A continuación, se analizarán algunas de las diferentes conexiones trifásicas bajo carga desequilibrada fase - neutro y fase - fase, cuando se dispone de un banco de transformación trifásica o transformador de cinco columnas y un transformador de columnas.

8.8.1 Desequilibrio en conexión Yy

Se analizará el funcionamiento del desequilibrio para esta conexión cuando se conecta carga entre fase y neutro, tanto para banco de transformación trifásico o transformador de cinco columnas, como para transformador de columnas.

a. **Banco de transformación trifásico ó transformador de cinco columnas:**

En cuanto al funcionamiento con cargas desequilibradas las condiciones se presentan más desfavorables si el neutro existe únicamente en el secundario. Considere la figura 8.21, en la que se tiene un banco trifásico o transformador de cinco columnas Yy, con relación de transformación 1:1 y sólo la fase a presenta carga.

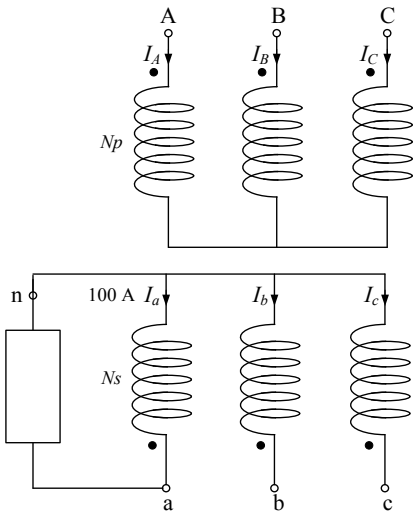


Figura 8.21 Banco de transformación trifásico o transformador de cinco columnas Yy sin neutro primario con carga desequilibrada

Ante la ausencia de neutro primario se tiene que:

$$I_A + I_B + I_C = 0 \tag{8.8}$$

Para el caso específico de la figura, debido a que la carga está conectada entre la fase a y el neutro secundario, circulará necesariamente una corriente I_A en el primario. Realizando una relación de flujos en dicha columna $(\sum \Im_{mm} = \sum \phi \Re = 0)$ se verifica lo siguiente:

$$N_p I_A - N_s I_a = 0 \tag{8.9}$$

$$I_A = I_a = 100A \tag{8.10}$$

La corriente primaria de carga I_A al no tener retorno a través del neutro, ha de seguir forzosamente el camino de las otras dos fases (B) y (C), en las cuales faltando la contra partida de las corrientes secundarias (no hay carga) que pudieran neutralizarla, actúan como corrientes magnetizantes que elevan la tensión de estas dos fases, a costa de la primera (desviación del neutro).

$$I_B + I_C = -I_A \tag{8.11}$$

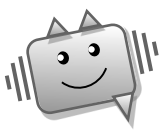
Al considerar simetría entre las fases B y C se consigue:

$$I_B = I_C = \frac{-I_A}{2} = -50A \tag{8.12}$$

Estas corrientes magnetizantes de 50A consiguen elevar la tensión y originan armónicos que pueden poner en peligro la vida de los aislamientos. Por tanto, en la práctica, un banco de tres transformadores monofásicos conectados en Yy no debe tener cargas desequilibradas fase – neutro.

b. Transformador de columnas

En el caso de un transformador de columnas el desequilibrio de cargas con neutro secundario y ausencia de él en el primario, no es tan crítico en el equilibrio de tensiones comparativamente con el caso anterior. Sin embargo, en ésta configuración al no tener retorno por una columna adicional, los flujos alternos homopolares* saltan por el aire y buscan alcanzar el camino ofrecido por la cuba, que por supuesto tiende a calentarse. Esto provoca un aumento en las pérdidas que afectan el rendimiento del transformador.



**Los flujos homopolares son tres sinusoides idénticas que circulan por cada columna del transformador y que para la conexión analizada puede ocasionar ciertos problemas, como un traslado de neutro de las tensiones de línea, desequilibrio en tensiones de fase y aumento de pérdidas en vacío. Por esta razón, no es recomendable emplear esta clase de transformador cuando se prevean desequilibrios (fase-neutro) en las cargas.*

Ejemplo 8.5. Desequilibrio en transformador de columnas, conexión Yy

Determinar la distribución de corrientes de la figura 8.21.

Desarrollo:

Ante la carencia de neutro en el primario:

$$I_A + I_B + I_C = 0$$

Debido a que la carga se encuentra entre la fase a y neutro n, y realizando un balance de f.m.m entre dos columnas (debido a la configuración del núcleo) y considerando la relación de transformación unitaria, se consigue:

$$I_c = 0 \qquad N_p I_A - N_S I_a - (N_p I_C - N_S I_c) = 0 \qquad I_A - I_a - I_C = 0$$

$$I_b = 0 \qquad N_p I_A - N_S I_a - (N_p I_B - N_S I_b) = 0 \qquad I_A - I_a - I_B = 0$$

$$I_B = I_C \quad I_B + I_C = -I_A \Rightarrow 2I_B = -I_A \qquad I_B = -\frac{I_A}{2}$$

Al retomar la expresión inicial y reemplazar se obtiene:

$$I_A - I_a + \frac{I_A}{2} = 0 \Rightarrow I_A = \frac{2}{3} I_a = 66{,}66A$$

Esta construcción del núcleo reduce la corriente por la fase cargada en el primario, de acuerdo a:

$$I_B = I_C = -\frac{66{,}66}{2} = -33{,}33A$$

8.8.2 Desequilibrio en conexión Dd (Delta-delta)

Para este tipo de conexión con cargas desequilibradas y cualquiera que sea la configuración del núcleo, la corriente que circula por dos fases de la línea secundaria provoca otras corrientes primarias distribuidas y por consiguiente no se produce sobre-excitación alguna en las fases. El desequilibrio de tensión queda limitado al que proviene de las caídas de tensión respectivas.

A continuación, se ilustra el reparto de corrientes para un transformador o banco de transformación de relación 1 a 1, que alimenta una carga entre las fases a y b.

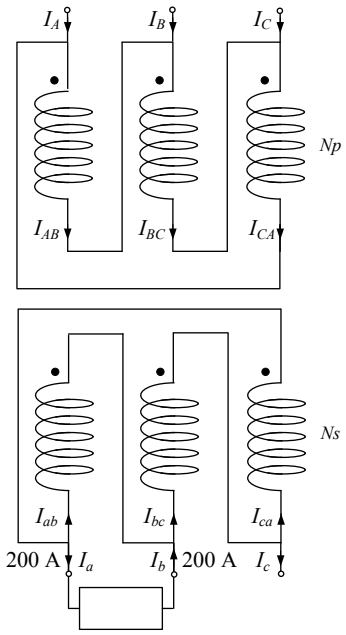


Figura 8.22 Condición de desequilibrio para transformador trifásico conexión Dd

Ejemplo 8.6. Desequilibrio en conexión Dd transformador de núcleo trifásico

Determinar la distribución de corrientes de la figura 8.22.

De la figura 8.22 se deduce lo siguiente:

$$I_{ca} - I_{ab} = I_a \qquad I_{bc} - I_{ab} = I_b \qquad I_{bc} - I_{ca} = 0$$
$$I_{AB} - I_{CA} = I_A \qquad I_{BC} - I_{AB} = I_B \qquad I_{CA} - I_{BC} = I_C$$

Al realizar un balance de fuerzas magnetomotrices entre columnas se obtiene:

$$N_p I_{AB} - N_s I_{ab} = N_p I_{BC} - N_s I_{bc}$$
$$N_p I_{BC} - N_s I_{bc} = N_p I_{CA} - N_s I_{ca}$$
$$N_p I_{CA} - N_s I_{ca} = N_p I_{AB} - N_s I_{ab}$$

De las anteriores ecuaciones se concluye que:

$$I_{AB} - I_{BC} = -I_b$$
$$I_{BC} - I_{CA} = 0$$
$$I_{CA} - I_{AB} = I_a$$

Además:

$$I_A = -I_a = -200$$
$$I_B = I_b = 200$$
$$I_C = 0$$

Luego:

$$I_{ab} + I_{bc} + I_{ca} = 0 \qquad I_c = 0 \qquad I_{ca} = I_{bc} \qquad I_{ab} = -2I_{ca}$$

$$I_{ca} = \frac{200}{3} A = I_{bc}$$

$$I_{ab} = -\frac{400}{3} A$$

Para el lado primario:

$$I_{AB} + I_{BC} + I_{CA} = 0 \qquad I_{AB} = -2I_{BC}$$

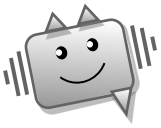
Al reemplazar esto en una de las sumatorias de las f.m.m se obtiene:

$$N_p I_{AB} + \left(\frac{400}{3}\right) N_s = -\left(\frac{N_p I_{AB}}{2}\right) - N_s \left(\frac{200}{3}\right)$$

$$\frac{3}{2} N_p I_{AB} = -200 N_s \qquad I_{AB} = -\frac{400}{3} A \qquad I_{BC} = -\frac{I_{AB}}{2} = \frac{200}{3} = I_{CA}$$

$$\mathrm{I}_A = \mathrm{I}_{AB} - \mathrm{I}_{CA} = -\frac{400}{3} - \frac{200}{3} = -200 A$$

$$\mathrm{I}_B = \mathrm{I}_{BC} - \mathrm{I}_{AB} = \frac{200}{3} + \frac{400}{3} = 200 A$$



En el caso del índice horario 0 y 6, la carga desequilibrada entre fase y fase en el secundario, se refleja, en el primario, en carga sobre dos conductores de línea de la alimentación, como se puede apreciar en el ejercicio anterior.

8.8.3 Desequilibrio en conexión Yd

Independientemente del tipo de núcleo magnético empleado (ya sea transformadores independientes de columna o de núcleo acorazado), el desequilibrio de cargas secundarias se transmite al primario en forma compensada para cada fase sin producir sobre-excitación apreciable de ninguna de ellas. En el ejemplo 8.7, se analiza la repartición del desequilibrio de las tres fases, al considerar una relación de tensiones compuestas 1 a 1, cuando se alimenta una carga entre dos fases.

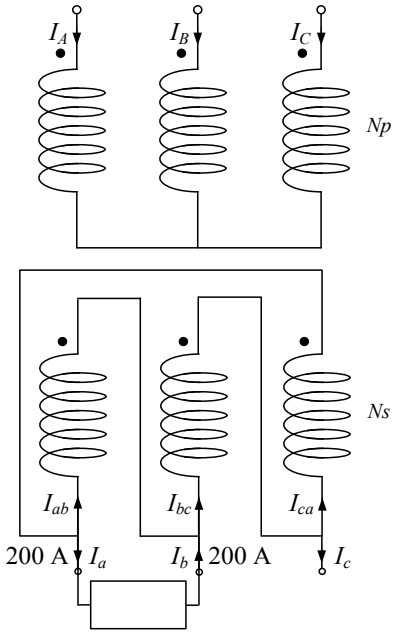


Figura 8.23 Condición de desequilibrio para transformador trifásico conexión Yd

Ejemplo 8.7. Desequilibrio en conexión Yd

Determinar la distribución de corrientes de la figura 8.23.

De la figura 8.23 se deduce que:

$$I_{ab} + I_{bc} + I_{ca} = 0 \qquad I_c = 0 \quad I_{ca} = I_{bc} \qquad I_{ab} + 2I_{ca} = 0$$

$$I_{ca} = I_{ab} + 200$$

$$I_{ca} = -2I_{ca} + 200 \qquad I_{ca} = -\frac{200}{3} A = I_{bc} \qquad I_{ab} = \frac{400}{3} A$$

De la relación de fuerzas magnetomotrices entre columnas del transformador se obtiene:

$$N_p I_A - N_s I_{ab} = N_p I_B - N_s I_{bc} \qquad N_p I_A - N_s I_{ab} = N_p I_C - N_s I_{ca}$$

Al reemplazar los valores correspondientes a I_{ab}, I_{bc} e I_{ca}, se observa que $I_B = I_C$.

$$N_p I_A - \frac{400}{3} N_s = N_p I_B + \frac{200}{3} N_s \qquad N_p I_A - \frac{400}{3} N_s = N_p I_C + \frac{200}{3} N_s$$

Al considerar la relación entre las tensiones de línea y de fase para un transformador Yd, se recuerda:

$$\frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{\frac{V_{LP}}{\sqrt{3}}}{V_{LS}} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Por tanto:

$$I_B = I_A - \frac{N_s}{N_p}\left(\frac{600}{3}\right) = I_A - \sqrt{3} \times \frac{600}{3} \qquad I_A + 2 \times \left(I_A - \sqrt{3} \times \frac{600}{3}\right) = 0$$

$$I_A = \frac{400}{\sqrt{3}} \qquad I_B = -\frac{200}{\sqrt{3}} = I_C$$

8.8.4 Desequilibrio en conexión Dy

Para esta conexión el desequilibrio de cargas secundarias se neutraliza magnéticamente en las tres fases sin dar origen a sobre-excitación alguna, debido a corriente no compensada. En el ejemplo 8.8 se considera el transformador trifásico Dy de la figura 8.24, con carga entre dos de las fases y relación de tensiones compuestas 1:1.

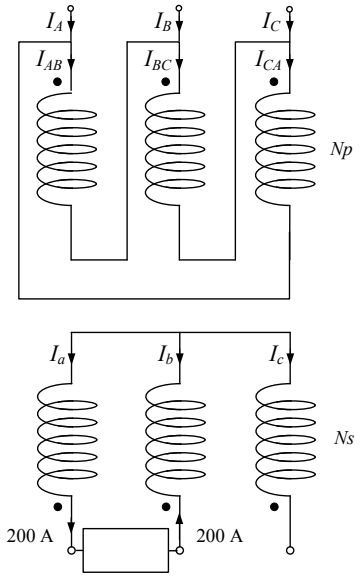


Figura 8.24 Conexión Dy con carga desequilibrada entre fases

Ejemplo 8.8. Desequilibrio en conexión Dy

Determinar la distribución de corrientes de la figura 8.24.

De la figura 8.24 se deduce:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \qquad I_c = 0 \qquad I_a = -I_b = 200$$

Al relacionar tensiones de fase del lado primario y secundario de la figura 8.24 se consigue:

$$\frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_{LP}}{\frac{V_{LS}}{\sqrt{3}}} = \sqrt{3}$$

De la relación de fuerzas magnetomotrices entre columnas del transformador se obtiene:

$$N_p I_{AB} - N_s I_a = N_p I_{BC} - N_s I_b$$
$$N_p I_{BC} - N_s I_b = N_p I_{CA} - N_s I_c$$
$$N_p I_{CA} - N_s I_c = N_p I_{AB} - N_s I_a$$

Al reemplazar en las expresiones anteriores, la relación de transformación se obtiene:

$$I_{AB} - \frac{I_a}{\sqrt{3}} = I_{BC} - \frac{I_b}{\sqrt{3}} \qquad I_{BC} - \frac{I_b}{\sqrt{3}} = I_{CA} \qquad I_{CA} = I_{AB} - \frac{I_a}{\sqrt{3}}$$

Respecto a la conexión en el primario:

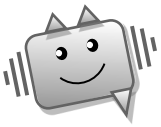
$$I_A = I_{AB} - I_{CA}$$
$$I_B = I_{BC} - I_{AB}$$
$$I_C = I_{CA} - I_{BC}$$

Comparativamente se consigue establecer que:

$$I_C = -\frac{I_b}{\sqrt{3}} = \frac{200}{\sqrt{3}}$$
$$I_B = \frac{I_b}{\sqrt{3}} - \frac{I_a}{\sqrt{3}} = -\frac{200}{\sqrt{3}} - \frac{200}{\sqrt{3}} = -\frac{400}{\sqrt{3}}$$
$$I_A = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = \frac{200}{\sqrt{3}}$$

Para el lado primario:

$$I_{AB} + I_{BC} + I_{CA} = 0$$
$$I_{AB} = -(I_{BC} + I_{CA}) = -(I_{CA} - I_C + I_{CA}) = I_C - 2I_{CA}$$
$$I_A + I_{CA} = I_C - 2I_{CA}$$
$$I_{CA} = \frac{I_C - I_A}{3} = 0$$
$$I_{AB} = I_A = \frac{200}{\sqrt{3}}$$
$$I_{BC} = I_{AB} + I_B = -\frac{200}{\sqrt{3}}$$

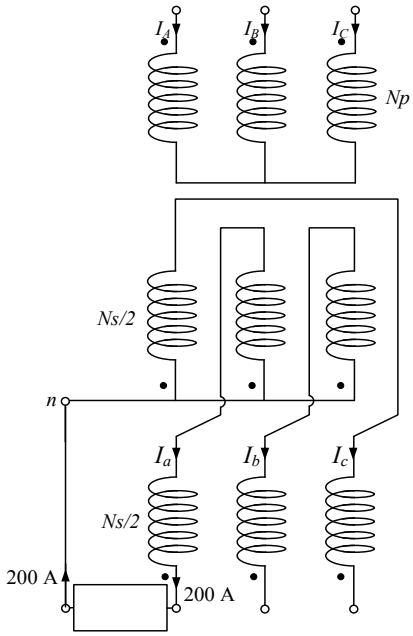


En el caso del índice horario 5 y 11, la carga desequilibrada entre fase y fase en el secundario, se refleja, en el primario, en carga sobre los tres conductores de línea de la alimentación, comparativamente con la conexión 0 y 6.

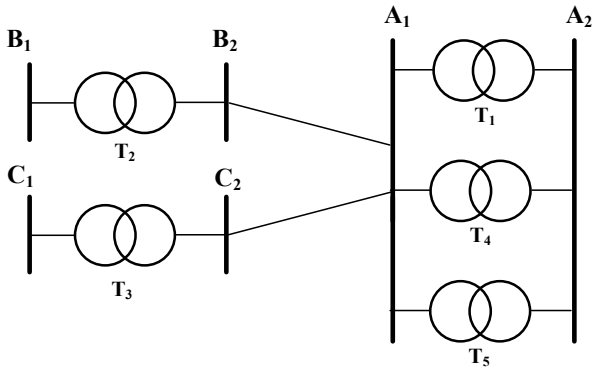
Enlace recomendado

Ejercicios propuestos

8.1 Para la conexión Yz de la figura, determinar el desequilibrio producido por la carga conectada entre la fase a y el punto neutro n, si la relación de tensiones compuestas es 1:1.



8.2 Una subestación A recibe energía de dos subestaciones B y C como se muestra en la figura.



Las características de los diferentes elementos (todos trifásicos) son:

Transformador	Conexión	Nivel de tensión	Potencia	Tensión de cortocircuito
T_1	Yd11	45/15kV	S=30 MVA	μ_z=10%
T_2	Yy0	132 /45kV	S=75 MVA	μ_z =14%
T_3	Yy0	132 /45kV	S=50 MVA	μ_z =13%

Línea (para todas las líneas se considera solo el efecto inductivo)				
	Longitud	Impedancia		
B2 – A1	5 km	0,16 Ω/km		
C2 - A1	10 km	0,14 Ω/km		

Se desea ampliar la capacidad instalada en la subestación A, conectando en paralelo 2 transformadores al transformador T_1 existente. Si se considera que el T_4 es un Yd7 y el T_5 un Yd1, ¿cómo debería realizarse la conexión de los 2 transformadores a la red?. (Nota: Debe justificar su propuesta al comprobar gráficamente índices de fase y realizar la conexión de cada transformador a los barrajes A_1 y A_2 respectivamente).

8.3 Demostrar el efecto que tendría sobre una conexión Yy sin neutro una carga monofásica conectada entre dos fases (Caso banco trifásico y núcleo trifásico).

9

Operación en paralelo de transformadores

9.1. Introducción

Los sistemas eléctricos utilizan transformadores en paralelo, en aquellos casos donde la potencia que ha de suministrar un transformador alcanza el límite de su capacidad de carga nominal o como un mecanismo de prevención y/o confiabilidad en el suministro de energía al usuario final.

En este capítulo se realiza la descripción de una serie de requisitos que deben cumplirse para interconectar transformadores en paralelo, así como el análisis del reparto de carga entre dichas unidades.

9.2. Conceptos básicos

Es común utilizar uno o más transformadores en paralelo como una ampliación de la instalación existente, con el fin de mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía, entregada al usuario final.

Cuando dos o más transformadores se conectan en paralelo se unen entre si todos los primarios por un lado y todos los secundarios por otro, como se ilustra en la figura 9.1.

La conexión en paralelo permite utilizar unidades de reserva pequeñas que se van acoplando a medida que la carga va aumentando. En caso de avería, se desacopla el transformador descompuesto y los demás transformadores pueden seguir en funcionamiento. Finalmente, el acoplamiento en paralelo de varios transformadores, permite disponer de unidades de reserva de potencia menor, naturalmente resultando más económico.

Entre las aplicaciones más comunes de acoplamiento en paralelo de transformadores, se encuentra la utilización en centrales de generación de gran tamaño. El acoplamiento de los

primarios de los transformadores se realiza a todos los alternadores y los secundarios al barraje general de la central.

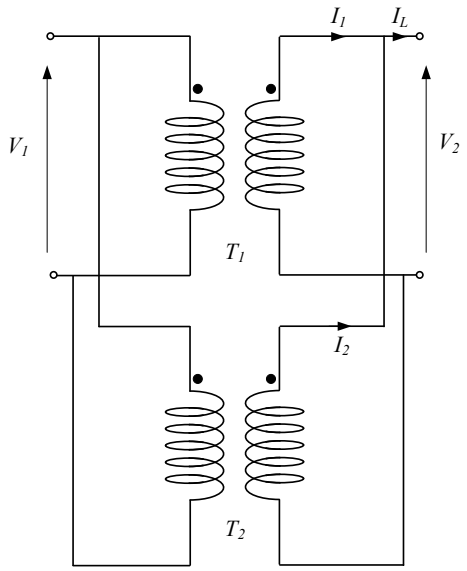


Figura 9.1 Esquema simplificado de dos transformadores acoplados en paralelo

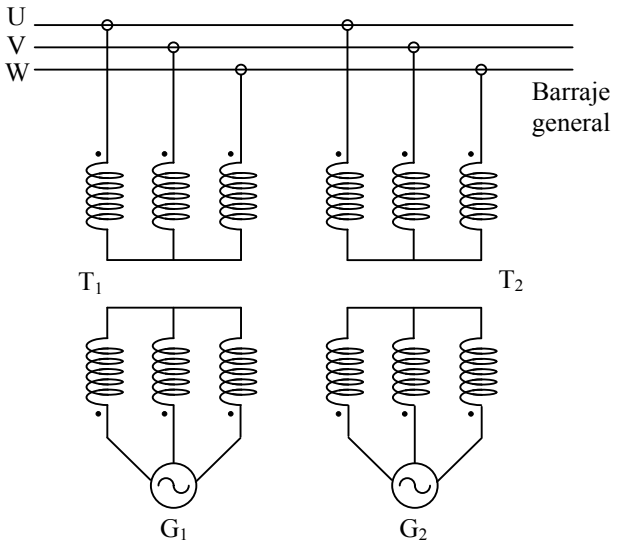


Figura 9.2 En las centrales eléctricas el acoplamiento en paralelo se realiza sobre el barraje general de la central, acoplando los primarios a todos los alternadores

De esta forma se obtienen dos impedancias en serie la del transformador y la del alternador, que resulta en una impedancia mayor que limita las posibles corrientes de cortocircuito. El funcionamiento en paralelo de los transformadores puede efectuarse de dos formas: Eléctricamente próximos, es decir, cuando los transformadores se encuentren en el mismo lugar (central, estación transformadora, conectados a las mismas barras colectoras). En estos

casos las impedancias existentes entre los transformadores correspondientes a las líneas, son despreciables. Eléctricamente distanciadas, es decir, cuando los transformadores están instalados en sitios diferentes, pero interconectados por redes eléctricas. En estos casos, deben tenerse en cuenta las impedancias de las líneas que unen estos transformadores.

9.3. Circuito equivalente

Considere dos transformadores T1 y T2 conectados en paralelo. Como se deduce de la figura 9.3, es indispensable que ambos transformadores presenten tanto tensiones de primario como de secundario idénticas. En la figura 9.3 se ha representado el circuito equivalente de cada transformador.

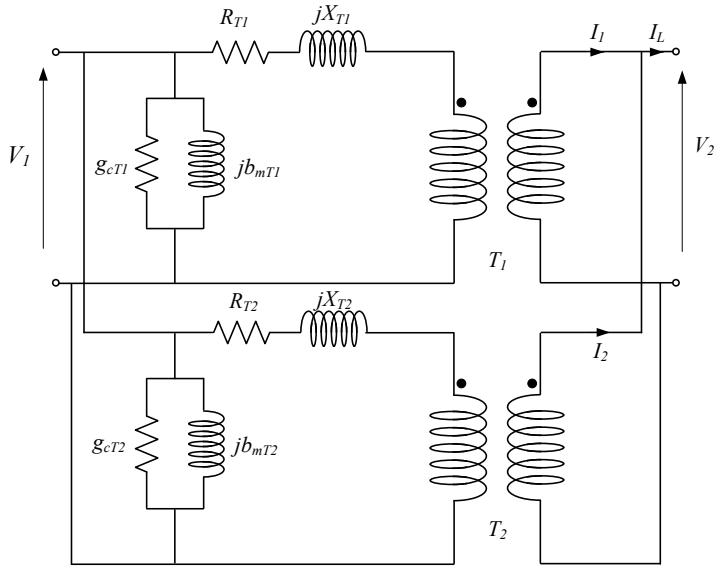


Figura 9.3 Representación de la conexión en paralelo

Para el estudio de la regulación de tensión y el reparto de carga, es suficiente considerar solo la rama de dispersión y despreciar la de magnetización. Por esta razón el circuito anterior puede simplificarse de la siguiente manera:

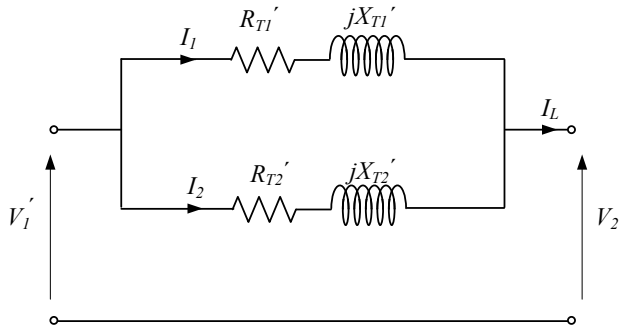


Figura 9.4 Circuito equivalente simplificado de la conexión en paralelo de transformadores

De la figura 9.4 se observa la importancia de conectar en paralelo transformadores con impedancias similares, con el objetivo de conseguir una distribución de carga (corriente a través de cada unidad), acorde con su capacidad.

A continuación, se enumeran las condiciones para el acople en paralelo de transformadores.

9.4. Condiciones para el acoplamiento

El acoplamiento es posible solamente si se reúnen ciertas condiciones previas, de las que, algunas corresponderán a las características generales de las líneas que han de conectarse y otras a las características de funcionamiento de los transformadores que deben acoplarse, y se definen así:

Igual frecuencia en las redes a acoplar

Los índices de fase han de ser iguales para los transformadores que hayan de acoplarse en paralelo.

El mismo sentido de rotación de las fases secundarias.

Iguales relaciones de transformación referidas a las tensiones de línea.

Iguales tensiones porcentuales de corto circuito siendo preferible, además, que también sean iguales las respectivas componentes, es decir, las caídas óhmicas de tensión porcentuales y las caídas de tensión por reactancia porcentual.

La relación de potencias nominales de transformadores destinados a trabajar en paralelo no debe ser mayor de 3:1.

De estas condiciones la primera es una característica de la red acoplada, las condiciones segunda y tercera son eliminatorias, es decir, que el acoplamiento resulta imposible si estas condiciones no se cumplen. Las tres últimas condiciones son necesarias para el buen servicio de la instalación y admiten ciertas tolerancias.

9.4.1. Igual frecuencia en las redes a acoplar

Es fácil comprender que la frecuencia ha de ser rigurosamente la misma para todos los equipos acoplados en paralelo. No es posible conectar circuitos sinusoidales de diferente frecuencia, pues las resultantes (tensiones y corrientes), serían la suma de componentes sinusoidales de distinta frecuencia y, por tanto, ya no serían sinusoidales introduciendo deformaciones inadmisibles en las ondas de tensiones y corrientes.

9.4.2. Iguales desfases secundarios respecto al primario

Una de las condiciones determinantes que han de cumplir los transformadores para un correcto funcionamiento en paralelo, es que los ángulos de desfase entre las fases primaria y secundaria sea el mismo para todos los transformadores. Esta condición se cumple siempre, si todos los transformadores tienen el mismo índice de conexión.

El acoplamiento en paralelo de transformadores no depende del tipo de conexión (estrella, triángulo, etc…), sino esencialmente, del índice de conexión de los transformadores a acoplar.

9.4.3. Igual sentido de rotación de las fases secundarias

Esta condición está directamente relacionada con la anterior, ya que, aunque siempre es posible conseguir el sentido de rotación conveniente, en muchas ocasiones al cambiar este sentido de rotación cambia el desfase entre primario y secundario, y por tanto no es posible el acoplamiento en paralelo. Se recuerda que para determinar el sentido correcto de rotación de las fases secundarias hay que tener en cuenta lo siguiente:

a. El sentido de rotación de las fases secundarias se invierte permutando dos terminales cualesquiera del primario del transformador con los conductores de la red.
b. La inversión del sentido de rotación no altera el desfase cuando el tipo de conexión de los arrollamientos primario y secundario es el mismo, por ejemplo:

   Estrella- estrella Y-y

   Delta-delta D-d

c. La inversión del sentido de rotación altera el desfase cuando los tipos de conexión de los devanados y secundarios son distintos, ejemplo: Y-d, D-y,Y-z.

9.4.4. Iguales relaciones de transformación en vacío

Si dos o más transformadores han de trabajar en paralelo, sus devanados deben estar previstos para las mismas tensiones de línea tanto primarias como secundarias, por consiguiente, las relaciones de transformación correspondientes a las fuerzas electromotrices compuestas en vacío han de ser iguales. Como dato práctico se puede admitir una diferencia en la relación de transformación que no exceda de 0,5%, aunque este valor hace difícil algunas veces el acoplamiento de transformadores de baja tensión y elevada corriente de carga.

En caso que los transformadores acoplados en paralelo estén eléctricamente distanciados, o sea que entre ellos existen líneas primarias y secundarias de impedancias no despreciables, no es necesario que la igualdad de la relación de transformación en vacío se cumpla exactamente, ya que las propias impedancias de las líneas modifican las tensiones primarias y secundarias.

En este caso, resultaría favorable una pequeña diferencia en las relaciones de transformación en vacío, que podría compensar las caídas de tensión por impedancia en las líneas más cargadas.

9.4.5. Iguales tensiones porcentuales de cortocircuito

Para que la distribución de corrientes en transformadores acoplados en paralelo sea igual en cada transformador, no es suficiente que todos los equipos tengan la misma tensión secundaria en vacío, también es necesario que las tensiones porcentuales de corto circuito sean iguales en todos ellos. También es preferible, aunque no fundamental, que sean iguales las caídas porcentuales por resistencia y reactancia respectiva.

Si se satisfacen todas estas condiciones, la carga se reparte en todo momento, cualquiera que sea su valor y el factor de potencia, proporcionalmente a las potencias respectivas de todos los transformadores acoplados en paralelo, de forma que la potencia de cada uno se aprovecha con el mayor rendimiento posible.

De la figura 9.5 se obtiene:

$$Z_{cc1} I_{T1} = Z_{cc2} I_{T2} \tag{9.1}$$

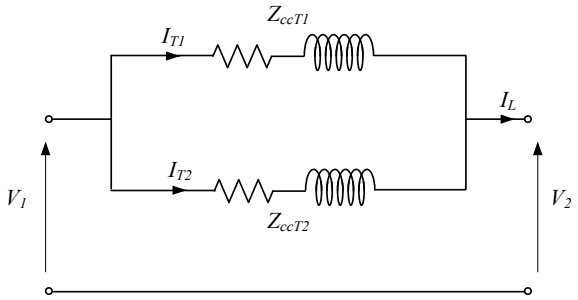


Figura 9.5 Distribución de corriente en transformadores acoplados en paralelo.

Si se considera la relación dada en el capítulo 4 para el índice de carga, definido como:

$$C = \frac{I_{Ti}}{I_{nTi}} \tag{9.2}$$

se puede expresar la corriente de carga en función de *C*, según (9.3):

$$I_{Ti} = C I_{nTi} \tag{9.3}$$

Al considerar además que la tensión de cortocircuito porcentual se expresa en función de la impedancia de cortocircuito, según (9.4):

$$\mu_z = \frac{Z_{cc} I_n}{V_n}.100\% \qquad Z_{cc} = \frac{V_n}{I_n} \times \frac{\mu_z}{100} \tag{9.4}$$

Se puede redefinir la expresión (9.1) por (9.5):

$$C_1 \mu_{z1} = C_2 \mu_{z2}; \quad \frac{C_1}{C_2} = \frac{\mu_{z2}}{\mu_{z1}} \tag{9.5}$$

De la ecuación anterior se observa que, si las tensiones porcentuales de cortocircuito no son iguales, la diferencia la tendrá que asumir el índice de carga. Esto implica que se le pedirá más carga al transformador que tenga menor tensión de cortocircuito.

Si se quiere acoplar en paralelo dos transformadores de distinta potencia, interesa que el de menor potencia sea el de mayor μ_z, ya que de esta forma el transformador de mayor potencia, será el que tome mayor carga porcentual, lo que es naturalmente el caso más conveniente.

Se considera que el funcionamiento en paralelo de transformadores, se realiza en condiciones satisfactorias cuando las tensiones porcentuales de corto circuito μ_z de todos los transformadores no difieren en más de un 10%.

9.4.6. Relación de potencias nominales no mayor de 3 a 1

Cuando dos transformadores de potencias S_1 y S_2 trabajan en paralelo (figura 9.5) y alimentan una carga, con igual índice de conexión e igual relación de transformación, pero con diferentes tensiones de cortocircuito, se presenta un reparto de la potencia total S, de la siguiente forma:

La corriente que circula por el primer transformador está definida como:

$$I_{T1} = \frac{Z_{ccT2}}{Z_{ccT1} + Z_{ccT2}} \times I_L \tag{9.6}$$

y para el segundo transformador:

$$I_{T2} = \frac{Z_{ccT1}}{Z_{ccT1} + Z_{ccT2}} \times I_L \tag{9.7}$$

De la expresión anterior se observa que la corriente que circula por cada uno de los transformadores se encuentra en función de la corriente demandada por la carga y de las impedancias de los transformadores.

Al reemplazar en las ecuaciones (9.6) y (9.7), la impedancia, por la expresión en términos de la tensión de cortocircuito y de la potencia nominal de cada transformador, se encuentra que la repartición de la carga para ambos transformadores está definida por:

$$S_{T1} = \frac{S_{nT1}/\mu_{z1}}{S_{nT1}/\mu_{z1} + S_{nT2}/\mu_{z2}} \times S_L = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT2}}{S_{nT1}}\frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}}} \tag{9.8}$$

$$S_{T2} = \frac{S_{nT2}/\mu_{z2}}{S_{nT1}/\mu_{z1} + S_{nT2}/\mu_{z2}} \times S_L = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT1}}{S_{nT2}}\frac{\mu_{z2}}{\mu_{z1}}} \tag{9.9}$$

Se observa que, si las tensiones de cortocircuito son diferentes, existirá una desigualdad en el reparto de la carga, lo que implica un desaprovechamiento de recursos.

En caso que se consiga que la tensión de corto circuito de ambos transformadores sea igual, el primer transformador toma una potencia igual a:

$$S_{T1} = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT2}}{S_{nT1}}} \tag{9.10}$$

Y el segundo transformador, una potencia de:

$$S_{T2} = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT1}}{S_{nT2}}} \tag{9.11}$$

Para que cada transformador tome una carga proporcional a su potencia, la relación de potencias no debe sobrepasar de 1 a 3, donde la gama de las tensiones de corto circuito varía en menos del 10%.

9.5. Consideraciones sobre la subdivisión de la potencia total entre varios transformadores

Uno de los problemas que se presentan en las estaciones de transformadores es la adecuada subdivisión de potencia entre varios transformadores. Cuando se trata de instalaciones que alimentan cargas pequeñas, solamente se instala un transformador, ya que una avería en una de estas instalaciones no tiene gran repercusión económica y el cambio del

transformador averiado por otro, en buenas condiciones de funcionamiento, no lleva demasiado tiempo.

El problema se presenta, en realidad, en las grandes instalaciones. La solución ideal seria fraccionar la potencia total entre varias unidades transformadoras y hacerlas trabajar según el índice de carga de la estación, con lo cual el rendimiento sería óptimo. Sin embargo, disponer de muchos transformadores de pequeña potencia, encarece la instalación, no solamente porque el precio por kVA instalado es mayor al ser las unidades de mayor potencia, sino también porque los accesorios tales como: interruptores, seccionadores, transformadores de medida, relés, entre otros, aumentan en número.

Por lo tanto, desde el punto de vista económico, resulta conveniente reducir en lo posible el número de transformadores para que la instalación sea rentable. Pero, por otra parte, hay que disponer, como mínimo de un transformador de reserva para el caso de avería. Como consecuencia, la instalación de transformadores de gran potencia también puede resultar antieconómica, ya que el transformador de reserva también será de gran potencia y su rendimiento es nulo mientras no está en funcionamiento. El problema se resuelve mediante un estudio económico de los gastos de instalación, mantenimiento y pérdidas.

A continuación, se presenta el análisis de repartición de carga entre transformadores conectados en paralelo, en el caso que las tensiones de cortocircuito sean diferentes, para evitar sobrecargas de las unidades.

Considere que dos transformadores T_1 y T_2 de potencias S_1 y S_2 respectivamente, trabajan en paralelo. La tensión de cortocircuito μ_{z1} es menor que μ_{z2}, por tanto el T_1 será el trasformador más cargado, de acuerdo a la expresión (9.5). Para evitar sobrecargas de las unidades, la potencia máxima que debe entregar cada una, se obtiene cuando el transformador más cargado proporcione su potencia nominal, es decir cuando su índice de carga sea igual a 1. Por tanto:

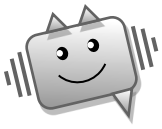
$$C_1 \mu_{z1} = C_2 \mu_{z2}; \quad C_2 = \frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}} \tag{9.12}$$

La máxima potencia que debe entregar el transformador T2 será:

$$S_2 = \frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}} S_{n2} \tag{9.13}$$

Si se considera que las corrientes que circulan en los transformadores están en fase, se puede aproximar:

$$S_{total_carga} = S_{n1} + \frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}} S_{n2} \tag{9.14}$$



Se deduce, que si las tensiones de cortocircuito en las unidades que se desean conectar en paralelo son diferentes y se pretende que ningún transformador trabaje sobrecargado, la potencia del grupo debe ser menor que la suma de las capacidades nominales de los transformadores.

Ejemplo 9.1. Reparto de carga en transformadores conectados en paralelo (Parte I)

Determinar el reparto de carga que se obtiene cuando se conectan dos transformadores trifásicos T_1 (Dy5) y T_2 (Yd5) de 1000 kVA y 2000 kVA, de igual relación de transformación y tensión de cortocircuito de 5% para ambos, cuando alimentan una carga de 3000 kVA.

Desarrollo:

Se verifica inicialmente que se cumplan las mínimas condiciones para el acople en paralelo. Ambos transformadores tienen la misma relación de transformación y el mismo índice horario, aunque están conectados de formas distintas en sus devanados primarios y secundarios. Adicionalmente, ambos transformadores presentan igual tensión de cortocircuito, por tanto, se espera un reparto de la carga acorde a su capacidad.

$$S_{nT1} = 1000\,kVA;\ \ \mu_{Z1} = 5\%$$
$$S_{nT2} = 2000\,kVA;\ \ \mu_{Z2} = 5\%$$

De acuerdo a las expresiones (9.8) y (9.9), el reparto de carga se define según:

$$S_{T1} = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT2}}{S_{nT1}} \frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}}} = \frac{3000 \times 10^3}{1 + \frac{2000 \times 10^3}{1000 \times 10^3} \times \frac{5\%}{5\%}} = 1000kVA$$

$$S_{T2} = \frac{3000 \times 10^3}{1 + \frac{1000 \times 10^3}{2000 \times 10^3} \times \frac{5\%}{5\%}} = 2000kVA$$

Ejemplo 9.2. Reparto de carga en transformadores conectados en paralelo (Parte II)

Determinar de nuevo el reparto de carga, pero para los siguientes datos:

$$S_{nT1} = 1000\,kVA;\ \ \mu_{Z1} = 4\%$$
$$S_{nT2} = 2000\,kVA;\ \ \mu_{Z2} = 5\%$$

Si el grupo trabaja a su plena carga correspondiente a 3000 kVA, el reparto de la carga para cada uno de los transformadores es:

$$S_{T1} = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT2}}{S_{nT1}} \frac{\mu_{z1}}{\mu_{z2}}} = \frac{3000 \times 10^3}{1 + \frac{2000 \times 10^3}{1000 \times 10^3} \times \frac{4\%}{5\%}} = 1153{,}85 kVA$$

$$S_{T2} = \frac{S_L}{1 + \frac{S_{nT1}}{S_{nT2}} \frac{\mu_{z2}}{\mu_{z1}}} = \frac{3000 \times 10^3}{1 + \frac{1000 \times 10^3}{2000 \times 10^3} \times \frac{5\%}{4\%}} = 1846{,}15 kVA$$

Se observa como la división de la carga entre los transformadores no corresponde a sus potencias nominales, debido a la diferencia que existe en las tensiones de cortocircuito. El transformador 1 se encuentra sobrecargado aproximadamente un 15%, mientras que el transformador 2 solo está cargado un 92%. Se comprueba que el transformador que resulta más cargado, es aquel que posee la menor tensión de cortocircuito.

Ejemplo 9.3. Reparto de carga en transformadores conectados en paralelo (Parte III)

Para el ejercicio 9.2 determinar cual debería ser la potencia del grupo, para la cual se cumpla la condición de que ninguno de los transformadores trabaje sobrecargado.

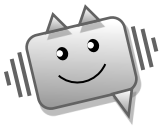
Para evitar la sobrecarga de alguno de los transformadores, el transformador con menor μ_Z deberá trabajar a su capacidad nominal.

Por tanto, la distribución de carga es:

$$S_{T1} = 1000\, kVA$$

$$S_{T2} = \frac{4\%}{5\%} \times 2000 kVA = 1600\, kVA$$

Donde la máxima potencia que pueden proporcionar ambos transformadores en paralelo sin sobrecargar ninguno de ellos es de 2600 kVA.



Debido a que las tensiones de cortocircuito en las unidades que se desean conectar en paralelo son diferentes, la potencia máxima es inferior a la suma de las potencias nominales (S_{T1} + S_{T2} = 3000 kVA > 2600 kVA, y por tanto se presenta un desaprovechamiento de los recursos.

9.6. Corrientes circulantes en transformadores en paralelo

Cuando los transformadores que se conectan en paralelo no presentan igual relación de tensión, se pueden presentar corrientes circulantes entre ellos que aumentan indiscutiblemente las pérdidas en los equipos. Considere el sistema dado en la figura 9.6, donde se tiene un diagrama monofásico de las corrientes circulantes bajo condiciones de vacío.

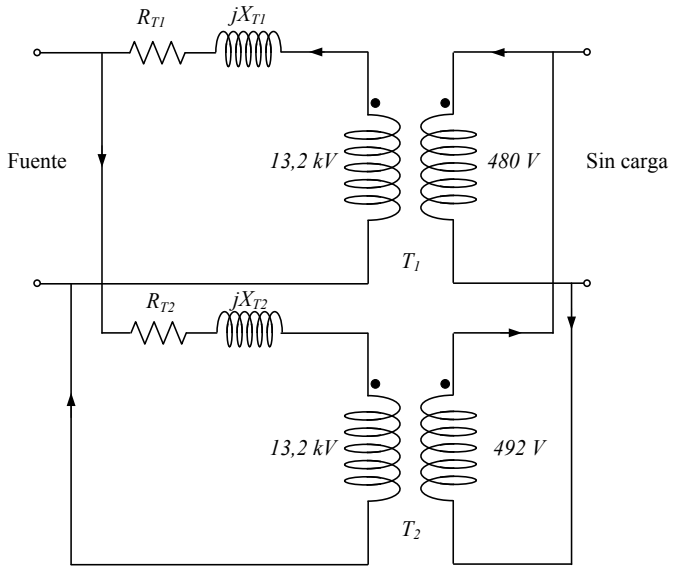


Figura 9.6 Ilustración de las corrientes circulantes debido a diferencia en relación de transformación

Con el fin de calcular las corrientes circulantes de la figura 9.6, es conveniente expresar la diferencia en la relación de tensiones en función del porcentaje de la relación normal. Posteriormente la corriente circulante es obtenida dividiendo este valor por la suma de las impedancias de los transformadores.

La expresión para la corriente circulante está dada por:

$$\%I_c = \frac{dif}{\sqrt{(\mu_{r1} + k\mu_{r2})^2 + (\mu_{X1} + k\mu_{X2})^2}} \times 100\% \tag{9.15}$$

Donde

$\%I_c$ es la corriente circulante en los transformadores en porcentaje de la corriente nominal.

μ_{r1}, μ_{r2}, μ_{X1}, μ_{X2} son las resistencias y reactancias dadas en porcentaje, basadas en la relación *X/R*.

$k = S_1/S_2$

dif = diferencia en la relación de tensión expresada en porcentaje de la relación nominal.

Cuando la relación *X/R* en los transformadores es igual, la expresión (9.15) puede simplificarse de la siguiente manera:

$$\%I_c = \frac{dif}{\mu_{z1} + k\mu_{z2}} \times 100\% \tag{9.16}$$

Ejemplo 9.4. Corrientes circulantes entre transformadores conectados en paralelo

Determinar el porcentaje de la corriente circulante existente entre dos transformadores de 2000 kVA conectados en paralelo, los cuales tienen una impedancia de 6%, igual relación *X/R*=8, para cuando el tap del conmutador del transformador A está ajustado en 2,5% de la tensión nominal y el transformador B se encuentra trabajando a tensión nominal.

Para el transformador A y B:

$$\mu_{Z_1} = \mu_{Z_2} = 6\%$$

Por tanto:

$$\mu_{r\,1} = \mu_{r\,2} = \frac{\mu_{Z_1}}{\left(\left(\frac{X}{R}\right)^2 + 1\right)^{\frac{1}{2}}} = \frac{6}{\left(8^2 + 1\right)^{\frac{1}{2}}} = 0{,}744\%$$

Y con respecto a la reactancia:

$$\mu_{X_1} = \mu_{X\,2} = \mu_{r_1} \times \frac{X}{R} = 0{,}744 \times 8 = 5{,}95\%$$

Utilizando la expresión (9.16), se tiene:

$$\%I_c = \frac{2{,}5 \times 100}{5{,}95 + \left(\left(\frac{2000}{2000}\right) \times 5{,}95\right)} = 21$$

Del resultado anterior se concluye que, debido a la diferencia entre las relaciones de tensión entre los transformadores, existe una corriente circulante del 21% de la corriente nominal. Además, se observa la independencia de la corriente circulante con respecto a la impedancia de la carga, pero si la dependencia con respecto a la impedancia de dispersión de cada transformador.

Ejercicios propuestos

9.1. Se acoplan en paralelo tres transformadores trifásicos de 6600/440 V, tensiones compuestas, con las siguientes características:

	T_1	T_2	T_3
Capacidad kVA	500	500	350
Caída óhmica de corto circuito	0,76%	1,76%	1,9%
Caída por reactancia de corto circuito	3,43%	3,03%	4,22%

Considerar:

a) Cuando la instalación consume la capacidad total de 1350 kVA. ¿Cuál será la tensión porcentual de cortocircuito del grupo y como se reparte la carga entre los transformadores?

b) Para que ninguno de los transformadores trabaje sobrecargado, ¿qué carga total se podría conectar y cómo se repartiría?

9.2. Se tienen dos transformadores monofásicos:

	T_1	T_2
Capacidad (kVA)	200	300
Tensión (V)	2300/230	2300/225

Con los siguientes datos determinados en los ensayos de cortocircuito:

T_1	T_2
V = 160 V	V = 100 V
I = 87 A	I = 130,5 A
P = 1400 W	P = 1700 W

Los transformadores operan en paralelo en ambos lados alimentando una carga de 400 kVA a 230 V y factor de potencia 0,8 inductivo.

Determinar:

a) La corriente que suministra cada transformador.

b) La potencia suministrada por cada transformador.

c) Si se reduce a 0 la carga, halle las corrientes circulantes en las bobinas de cada transformador.

10

Accesorios del transformador

10.1. Introducción

Los transformadores están equipados con una gran variedad de dispositivos adicionales que le permiten operar bajo diversas condiciones de operación en forma segura y controlada. Los accesorios son elementos que se incorporan al transformador y permiten el monitoreo, la revisión y el mantenimiento.

En este capítulo se enumeran algunos de ellos y se ilustra su principio de operación básico.

10.2. Accesorios normalizados

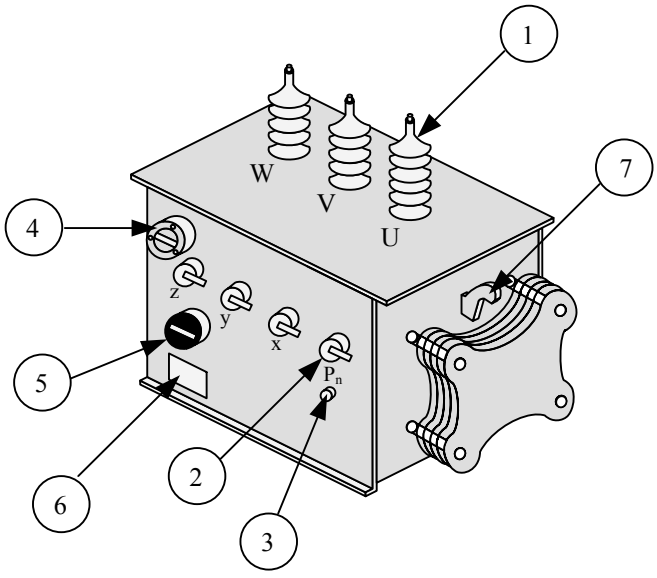
Los accesorios para transformadores monofásicos y trifásicos se encuentran estandarizados Colombia, en la NTC1490 y NTC1656, respectivamente.

En la tabla 10.1, se realiza la comparación entre ellos.

Tabla 10.1 Accesorios para transformadores según NTC

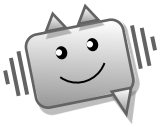
Accesorio	Transformador monofásico	Transformador trifásico
Pasatapas o bujes de alta tensión	X	X
Pasatapas o bujes de baja tensión	X	X
Indicador interno del líquido refrigerante	X	X
Indicador externo del líquido refrigerante		X
Dispositivos para izar o levantar	X	X
Soporte para colgar en poste	X	X
Puesta a tierra del tanque	X	X
Puesta a tierra del neutro de baja tensión	X	X
Dispositivo para alivio de sobrepresión	X	X
Conmutador de derivaciones	X	X
Marcación de terminales, potencia nominal y número de serie	X	X
Placa de características	X	X
Relé de Buchholtz		X
Tanque de expansión		X

En la figura 10.1 se ilustra la ubicación de algunos de estos accesorios para un transformador trifásico de distribución.



1. Pasatapas de alta tensión
2. Pasatapas de baja tensión
3. Puesta a tierra del neutro de baja tensión
4. Indicador de nivel de aceite
5. Conmutador de derivaciones
6. Placa de características
7. Dispositivo para izar o levantar

Figura 10.1 Disposición de accesorios en transformador trifásico



Los transformadores de distribución convencionales no presentan ningún accesorio de protección; de esta forma, los dispositivos como los pararrayos y las protecciones contra sobretensiones y sobrecarga deben ser adquiridos adicionalmente por el usuario.

A continuación se describen algunos de estos accesorios.

10.2.1. Aisladores tipo buje o pasatapas

Los bornes de los devanados se extraen al exterior de la cuba a través de los aisladores tipo pasatapas. Su función consiste en aislar los terminales de las bobinas entre si y estos con respecto al tanque. La cantidad de pasatapas está determinada por el número de fases y el tipo de operación del transformador. La corriente nominal del pasatapas debe ser igual o mayor que la corriente del devanado conectado a él. Los pasatapas son construidos en general de un material aislante como la porcelana sólida, completamente vitrificada y se utilizan empaques de cauchos sintéticos, resistentes al aceite y la intemperie, para el sellamiento entre el tanque y los herrajes.



Figura 10.2 Bujes de baja y alta tensión
(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.2. Indicador del nivel de aceite

Debido a la importancia de mantener un nivel de aceite apropiado al interior del transformador (ante niveles bajos se puede presentar un sobrecalentamiento del equipo y ante niveles altos del aceite presurización del tanque ante la expansión del aceite), es necesario utilizar un indicador. Este indicador debe ser interno (tanto para transformadores monofásicos como trifásicos) y se hace por medio de pintura indeleble en un lugar visible cuando el transformador este destapado, y de tipo visor exterior para transformadores trifásicos. Este

nivel presenta dos líneas una inferior y otra superior, que indican respectivamente los niveles de 20°C y 105°C del líquido refrigerante del transformador.

En transformadores de 225 kVA y mayores se utiliza un indicador de nivel de aceite, cuyo fin es el de evitar la inspección visual interna del transformador. Este tipo de indicador detecta el nivel del aceite por medio de un flotador magnético, el cual envía una señal mecánica a una aguja indicadora.



Figura 10.3 Indicador de nivel de aceite
(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.3. Conector de tierra

Generalmente son tornillos de puesta a tierra del tanque, como se observa en la figura10.4



Figura 10.4 Conector de puesta a tierra

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.4. Válvula de sobrepresión

Cuando en un transformador sumergido en aceite se produce un cortocircuito, se generan gases al interior del transformador, que origina una sobrepresión sobre el tanque, la cual si no se alivia puede causar daños y deformación en la cuba. Para tal fin se utilizan válvulas de escape que ante fenómenos de este tipo liberan los gases al exterior.



Figura 10.5 Válvula de sobrepresión
(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.5. Cambiador o conmutador de derivaciones

Ante la necesidad de ofrecer al usuario un nivel de tensión definido entre los rangos establecidos por la normatividad correspondiente, es conveniente disponer de un accesorio sobre el transformador que permita remover o adicionar una porción de espiras de un devanado, con el fin de lograr un cambio en la relación del número de vueltas y por tanto disminuir o incrementar la tensión en bornes del transformador. Dicho accesorio se conoce como cambiador o conmutador de derivaciones, el cual se instala generalmente en el devanado primario del transformador y conecta cada uno de los taps del mismo.

La mayoría de los conmutadores permiten regular el voltaje de entrada al transformador en 5 posiciones fijas que corresponden voltaje nominal y dos posiciones arriba de esta y dos abajo (-5% del voltaje nominal, -2,5% del voltaje nominal, voltaje nominal, +2,5% del voltaje nominal, +5% del voltaje nominal). Para transformadores de baja potencia (nivel de distribución), el conmutador no debe ser operado bajo carga, ni cuando está energizado el equipo. Para transformadores de gran potencia los conmutadores se pueden operar bajo carga en forma automática.

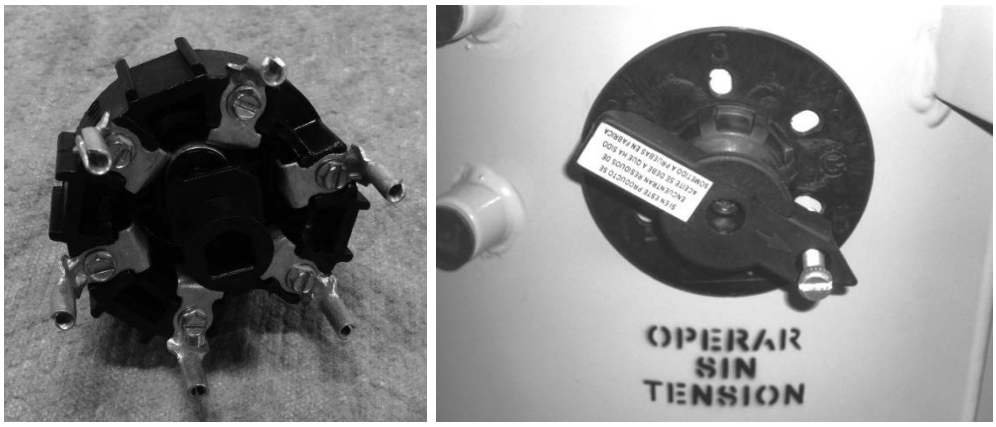


Figura 10.6 Conmutador de derivaciones

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.6. Relé de presión súbita

Son equipos diseñados para detectar los incrementos súbitos de presión causados por arcos y están diseñados para operar antes que las válvulas de sobrepresión. Se utilizan en transformadores de potencia superiores a 2000 kVA.

10.2.7. Dispositivos de purga y toma de muestras de aceite

Estos dispositivos se encuentran ubicados en la parte inferior de la cuba y se protegen con una tapa metálica roscada. Su función es permitir la extracción del aceite para procedimientos de análisis y purga.

10.2.8. Tanque de expansión o conservador de aceite

En los transformadores trifásicos serie 15 kV superiores a 800 kVA y en todos los transformadores serie 34,5 kV, se utiliza un recipiente conservador de aceite, colocado longitudinalmente en la parte superior del transformador (según figura 10.7) y que está conectado con el aire exterior y unido a la cuba mediante un tubo de comunicación. Su función consiste en permitir la expansión del aceite caliente (a altas temperaturas) evitando la presurización del tanque.

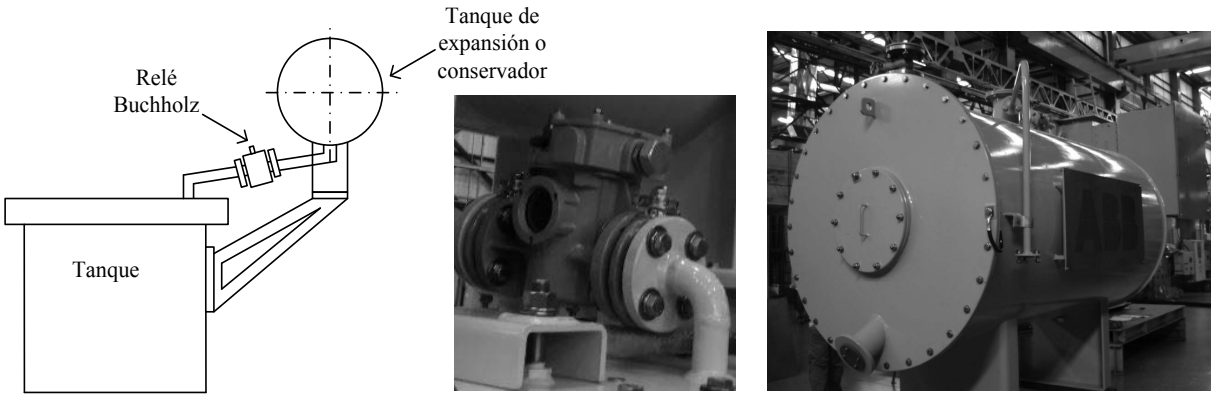


Figura 10.7 Tanque de expansión y relé de Buchholz
(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

10.2.9. Relé de Buchholz

Este relé se ubica en el tubo de conexión entre el tanque del transformador y el conservador según la figura 10.7, con el fin de proteger al equipo contra fallas internas como cortocircuito entre espiras, entre devanados, contra masa, entre otras. Dichas fallas se manifiestan mediante la emisión de gases que se acumulan en la parte superior del relé, disminuyendo su nivel de aceite y permitiendo el descenso de dos flotadores con contactos que cierran circuitos eléctricos. El primero de ellos, se usa en caso de una falla leve accionando una alarma y en caso de que la falla sea severa, se acciona el segundo circuito, el cual dispara el relé que conecta al transformador.

10.2.10. Deshumectador de aire

Aunque el tanque conservador de aceite previene la presurización del tanque cuando el aceite se expande, es solo efectivo marginalmente, en mantener el aceite libre de contaminantes de la atmosfera. Por esta razón es necesario utilizar un deshumectador de aire entre el tanque de expansión y el exterior, con el fin de absorber la humedad y el polvo del aire que pueda entrar en contacto con el aceite. El deshumectador es un cilindro de cristal lleno de gránulos de una sustancia higroscópica, los cuales deben reemplazarse periódicamente una vez cambian los gránulos de color azul a rosa (indicativo que la absorción de humedad llegó a un 30 o 40%).

10.2.11. Termómetro

La temperatura es una variable que como ya se ha explicado, influye en gran manera sobre la vida útil del transformador y depende de las condiciones de carga y refrigeración con que cuente el equipo. Por esta razón en transformadores de mayor potencia, se dispone de

sistemas de monitoreo y control, que se encargan de accionar o no el sistema de enfriamiento del transformador (ventiladores, bombas, entre otros) de acuerdo a la temperatura medida.

La medición de la temperatura no se realiza directamente sobre el devanado, sino sobre el nivel superior del aceite a través de una sonda de temperatura introducida en un portabobina metálico. A dicho valor de temperatura, se adiciona un gradiente de temperatura producido por un arrollamiento calefactor ubicado sobre el portabobina y conectado a un transformador de corriente de una de las fases secundarias. A medida que aumenta la carga, aumenta la corriente a través del arrollamiento y por consiguiente la temperatura en el arrollamiento calefactor. La constante de tiempo y el gradiente de temperatura del conjunto "devanado – aceite" expresan con aproximación los valores de temperatura correspondientes al devanado del transformador. Este método indirecto de medición de temperatura se conoce como imagen térmica.

10.2.12. Placa de características

La placa de características describe información general del equipo y cada transformador debe presentar una de acuerdo a la normatividad vigente. Generalmente la información que allí se consigna está relacionada con: Nombre del fabricante, número serial dado por el fabricante, año de fabricación, número de fases, potencia nominal para cada tipo de refrigeración (en el caso que cuente con varios), frecuencia, tensiones nominales, corriente nominal, símbolo del grupo de conexión, tensión de cortocircuito referido a 85°C, tensión de serie de cada devanado, ubicación y marcación de terminales, corriente de cortocircuito, nivel básico de aislamiento de cada devanado, volumen del líquido aislante, peso total, diagrama de conexiones, entre otros.

En la figura 10.8 se ilustra un ejemplo de placa de características.



Figura 10.8 Ejemplo de placa característica

(*Con autorización de ABB Ltda., Dosquebradas, Colombia*)

Anexo I

Ensayos del transformador

A.1 Introducción

Las pruebas eléctricas que se le realizan a los transformadores en la fábrica, se hacen con el fin de confirmar que el equipo haya sido diseñado y construido adecuadamente y por lo tanto que se encuentra en capacidad de soportar las diferentes condiciones operativas a las que estará sometido durante su funcionamiento.

En este anexo se presenta la clasificación según la norma técnica colombiana de algunas de ellas.

A.2 Clasificación de las pruebas

Las pruebas se dividen en pruebas de rutina, pruebas tipo y especiales.

A.2.1 Pruebas de rutina

Son las pruebas que se le realizan a cada transformador fabricado, con el fin de verificar que cumple con ciertos requerimientos.

A.2.2 Pruebas tipo o de diseño

Son las pruebas que se realizan a un solo transformador de un lote, fabricado con un diseño en particular, con el fin de verificar que el equipo opera satisfactoriamente (según la normatividad) bajo condiciones normales de servicio o bajo condiciones especiales.

A.2.3 Otras pruebas

Son los ensayos especiales, realizados a un transformador según las exigencias del cliente.

A continuación, se presenta en la tabla A.1, la clasificación según ANSI y la NTC

Tabla A.1. Clasificación de las pruebas según IEEE C57.12.00 y NTC

Prueba	**Rutina**	**Diseño**	**Otras**	**NTC**	**Según Norma ANSI**
Resistencia eléctrica de los devanados	X			375	C57.12.90
Resistencia de los aislamientos			X	837	C57.12.90
Resistencia del aislamiento del núcleo	X				
Relación de transformación, verificación de la polaridad y relación de fase	X			471	
Medición de la corriente de excitación y pérdidas en vacío	X			818 – 819 - 1031	C57.12.90
Medición de las perdidas con carga e impedancia de cortocircuito	X			1005	
Factor de potencia de los aislamientos			X		
Calentamiento		X	X	316	C57.12.90
Medida de la impedancia de secuencia cero			X		
Aptitud para soportar el cortorcircuito			X	532	
Pruebas dieléctricas					
Ensayo de tensión aplicado	X			837	C57.12.90
Ensayo de sobretensión inducida	X			837	C57.12.90
Impulso atmosférico		X	X	837	C57.12.90 IEEE C57.98
Medida del ruido audible		X	X		
Ensayos mecánicos					
Sobre presión del tanque		X		3609	
Hermeticidad del tanque	X			3609	

Anexo II

Tendencias modernas en transformadores

A partir de la revisión bibliográfica realizada a la fecha de edición de este documento, se encuentra algunos aspectos de actualidad en el área de los transformadores eléctricos de potencia, tal como se presenta en este anexo.

En el área de materiales, existen mejoras sustanciales en la calidad de la lámina empleada en el núcleo, ya que los nuevos materiales empleados, presentan menores pérdidas y mejores propiedades magnéticas, comparados con las láminas de acero al silicio de grano orientado, que se han utilizado desde hace varias décadas.

Específicamente, los metales amorfos se han utilizado en la construcción de los núcleos en muchos países, aunque no en elevados porcentajes (específicamente en Colombia, a la fecha, no se utilizan), como podría esperarse debido a los altos costos iniciales asociados y al analizar sus bajas pérdidas en vacío, respecto al acero. Pero este panorama podría cambiarse, al considerar que cada vez más la normatividad, en cuanto al manejo óptimo de recursos de los diferentes elementos componentes de la cadena de generación, producción y distribución de energía eléctrica, se torna más exigente, con lo que se debe priorizar a todo proceso o producto que minimice las pérdidas en el sistema.

Respecto a los materiales aislantes, también se observa una tendencia a convertir al transformador, en un elemento "verde" o menos contaminante. Para tal fin, existe una tendencia al empleo de líquidos ésteres, que pueden ser sintéticos o vegetales, que presentan niveles de inflamación más altos y que en caso de derrame del líquido, afecte en menor proporción al medio circundante, debido a que su proceso de degradación es más rápido comparado con los aceites convencionales.

Con la incursión de las redes inteligentes o "smart grids", el término transformador inteligente se está empleando cada vez más. La idea básica de una red inteligente es permitir el flujo de potencia en forma bidireccional, entre fuente convencional de energía y el usuario final, con el fin de mejorar el uso eficiente de la energía proveniente de fuentes renovables y de sistemas

de almacenamiento de energía, mediante un monitoreo permanente de la red. Para ello, es necesario disponer de equipos que redirijan la energía, en respuesta a las fluctuaciones entre el suministro y la demanda, como lo hace el transformador de estado sólido (*Solid-State Transformers - SSTs*). Este elemento, mediante el uso de electrónica de potencia, puede ofrecer adicionalmente, compensación armónica, corrección del factor de potencia, control de carga, regulación de tensión y frecuencia en el secundario, entre otros. El SST comparado con el transformador convencional, presenta una reducción en tamaño y peso, debido a las altas frecuencias de operación.

Debido que los SSTs se consideran como la base o la piedra angular en la implementación de redes inteligentes, se encuentran como desafíos y/o áreas vigentes de investigación las siguientes: a) las relacionadas con la identificación de aquellos servicios que mejor se beneficiarán con la inclusión de transformadores de estado sólido, b) análisis de condiciones térmicas de los componentes electrónicos del transformador ante corrientes de fallo o de inrush, c) dimensionamiento óptimo el transformador en cuanto a nivel de potencia, d) topología, e) características dimensionales, en relación con los servicios ofrecidos y a posibles perturbaciones.

Respecto a la etapa del diseño del transformador, existen diferentes metodologías que permiten optimizar los modelos de acuerdo a algunos criterios como pueden ser: a) la minimización de los costos de manufactura del transformador o del costo total del transformador, b) la reducción de pérdidas en vacío, u otras restricciones impuestas por la normatividad existente. Entre las metodologías empleadas se encuentran algoritmos genéticos, programación entera mixta, arboles de decisión, entre otros. Es seguro que, en el futuro, a medida que se desarrollen otras metodologías de optimización, éstas serán aplicadas en el diseño de los nuevos equipos.

Bibliografía

Bechtold, J. H y Wiener, G. W. (1965). History of soft magnetic materials. The Metallurgical Society Conferences, vol. 27. Cyril Stanley Smith. Gordon & Breach Science Publishers.

Del Vecchio R. M., Poulin, B., Feghali, P.T., Shah, D. M. y Ahuja, R. (2010). *Transformer Design Principles - With Application to Core-Form Power Transformers*, 2nd ed, CRC Press, FL.

Heathcote, M. (1998). *J & P Transformer Book*, 12th Ed, Butterworth-Heinemann Ltd. Great Britain.

Kulkarni, S. V. y Khaparde, S. A. (2004). *Transformer Engineering Design & Practice*, Marcel Dekker, Inc., New York.

Haidar, A. y Al-Dabbagh, M. (2013). The influences of T-joint core design on no-load losses in transformers. *IEEE Potentials, vol* 32 (13), 40-48. doi: 10.1109/MPOT.2012.2211911.

Hasan, S., Taib, S., Hardi, S., Rahim A.R y Shukri A. (2013). Core loss characteristics analysis of power transformer under different frequencies excitation. IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOC02013), Langkawi, Malaysia.

ICONTEC. (1970). *Transformadores. Medida de la resistencia de los dev*anados (Norma Técnica Colombiana, NTC 375). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1974). *Transformadores. Relación de transformación, verificación de la polaridad y relación de fase* (Norma Técnica Colombiana NTC 471). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1975). *Transformadores. Determinación de la tensión de cortocircuito* (Norma Técnica Colombiana NTC 1005). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1988). *Protocolo de pruebas para transformadores* (Norma Técnica Colombiana NTC 1358). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1990). *Electrotecnia. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución* (Norma Técnica Colombiana NTC 2797). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1994). *Electrotecnia. Ensayos mecánicos a transformadores de distribu*ción (Norma Técnica Colombiana NTC 3609). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1995). *Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido, corriente sin carga, pérdidas y tensión de corto circuito* (Norma Técnica Colombiana, NTC 818). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1995). *Transformadores trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito* (Norma Técnica Colombiana NTC 819). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1996). *Transformadores reconstruidos y reparados. Requisitos* (Norma Técnica Colombiana NTC 1954). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1997). *Electrotecnia. Accesorios para transformadores monofásicos de distribución* (Norma Técnica Colombiana, NTC 1490). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1997). *Electrotecnia. Accesorios para transformadores trifásicos de distribución* (Norma Técnica Colombiana, NTC 1656). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1997). *Electrotecnia. Transformadores de distribución sumergidos en líquido refrigerante con 65°C de calentamiento en los devanados* (Guía Técnica Colombiana, Guía de Cargabilidad GTC 50). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1997). *Transformadores. Ensayo del dieléctrico* (Norma Técnica Colombiana NTC 837). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1998). *Electrotecnia. Transformadores de potencia y distribución. Terminología* (Norma Técnica Colombiana, NTC 317). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1998). *Transformadores. Ensayos para la determinación de pérdidas y corriente sin carga* (Norma Técnica Colombiana NTC 1031). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1998). *Transformadores. Método de ensayo para determinar el calentamiento para transformadores sumergidos en líquido refrigerante* (Norma Técnica Colombiana, NTC 316). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1998). *Electrotecnia. Niveles de aislamiento y ensayos para transformadores sumergidos en líquido refrigerante* (Norma Técnica Colombiana NTC 836). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1999). *Transformadores Eléctricos. Placa de Características* (Norma Técnica Colombiana NTC 618). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (1999). *Electrotecnia. Transformadores. Valores nominales de las potencias aparentes* (Norma Técnica Colombiana NTC 1057). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (2000). *Transformadores de potencia tipo seco* (Norma Técnica Colombiana NTC 3654). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (2001). *Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Gen*eralidades (Norma Técnica Colombiana, NTC 380). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

ICONTEC. (2003). *Especificaciones para aceites minerales nuevos. Aislantes para transformadores, interruptores y equipos eléctricos* (Norma Técnica Colombiana NTC 1465). Santafé de Bogotá, D.C. Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC.

IEEE. (2010). *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers* (IEEE Std C57.12.80-2010). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

IEEE. (2010). *IEEE Guide for Transformer Loss Measurement* (IEEE Std C57.123-2010). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

IEEE. (2011). *IEEE Standard for Standard Terminal Markings and Connections for Distribution and Power Transformers* (IEEE Std C57.12.70-2011). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

IEEE. (2011). *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Inmersed Transformers and Step-Voltage Regulators* (IEEE Std C57.91-2011). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

IEEE. (2015). *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.* (IEEE Std C57.12.90-2015). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

IEEE. (2015). *IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers* (IEEE Std C57.12.00-2015). New York, NY. USA: IEEE Standards Asociation.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC (2017). Recuperado de: http://www.icontec.org/Paginas/Home.aspx

International Electrotechnical Commission IEC (2017). Recuperado de: http://www.iec.ch/

International Electrotechnical Commission IEC (2011). *Transformadores de potencia – Parte 1: General* (IEC 60076-1:2011).

International Electrotechnical Commission IEC (2011). *Transformadores de potencia – Parte 2: Aumento de la temperatura para transformadores inmersos en líquido* (IEC 60076-2:2011).

International Electrotechnical Commission IEC (2016). Transformadores de potencia – Parte 10: Determinación de niveles de sonido (IEC 60076-10:2016).

International Electrotechnical Commission IEC (2017). Transformadores de potencia – Parte 7: Guía de cargabilidad para transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral. (IEC 60076-7:2017).

International Electrotechnical Commission IEC (2016). Transformadores de potencia – Parte 10-1: Determinación de niveles de sonido. Guía de Aplicación (IEC 60076-10-1:2016).

International Electrotechnical Commission IEC (2017). IEC 60076 Power Transformers. Recuperado de http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:0:::FSP_ORG_ID:1224

International Organization for Standardization ISO (2017). Recuperado de https://www.iso.org/about-us.html.

MacLaren, M. (1943). The rise of the electrical industry during the nineteenth century. Princeton University Press, 1 edition.

Ministerio de Minas y Energía (2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE (2013). Recuperado de https://www.minminas.gov.co/retie.

National Electrical Manufacturers Association Standards NEMA (2013). *Transformadores, reguladores de tensión y reactores* (NEMA TR-1-2013). Rosslyn, VA, USA: NEMA.

Nippon Steel Corporation NSC (2016). Catalogue technical data an oriented core HI-B, EXE367.

Ras, E. (1988). *Transformadores de potencia, de medida y de pr*otección. 7a ed. Barcelona: Marcombo.

Staff MIT, E.E. (1965). *Circuitos magnéticos y transf*ormadores, Editorial Reverté S.A., España.

Takach, D. S y Boggavarapu, R. L. (1985). Distribution transformer no-load losses. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS–104, No. 1, pp 181 – 193.

Este libro terminó de imprimirse en mayo de 2018,
en los talleres gráficos de Suforma SAS
Pereira, Risaralda, Colombia.

Dada la extensa utilización del transformador en cada una de las etapas del proceso de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, es muy importante que su estudio haga parte en el proceso de formación académica de un estudiante de ingeniería, en áreas afines a la electricidad.

Este libro incluye algunos aspectos relacionados con los transformadores eléctricos; desde los conceptos básicos de la teoría electromagnética, hasta el modelado, diseño y operación del transformador, con algunas notaciones relacionadas con los aspectos normativos que lo rigen. Un producto que ha sido posible, gracias al aporte en términos de conceptualización y experiencia de más de 40 años en el desarrollo continuado del curso de transformadores, del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, realizado por profesores e ingenieros que han laborado en el sector de transformadores a nivel local y nacional.

Este texto pretende convertirse en una guía al servicio de los estudiantes, para facilitar el proceso de aprendizaje y así servir de elemento motivador para profundizar en temas más específicos relacionados con los transformadores, dadas las exigencias de los sistemas modernos de potencia.

ISBN: 978-958-722-302-6
9 789587 223026

Universidad Tecnológica de Pereira