

Introducción a Transformador Eléctrico de Potencia

1. Introducción

Un transformador es una máquina eléctrica estática que transforma potencia eléctrica alterna de un nivel de tensión y corriente, a otro nivel de tensión y corriente, mediante una conversión intermedia a un campo magnético. Consiste en dos o más devanados aislados, de cierta resistencia y auto-inductancia, que se encuentran acoplados por inducción mutua (M), es decir mediante flujos magnéticos mutuos los cuales deben ser variables en el tiempo para que exista acción transformatriz (f.e.m.).

Este vínculo magnético define los valores de las **inductancias (L)**, y dependerá de la naturaleza del circuito magnético, es decir, de su **reluctancia magnética ($\mathbb{R}$)**: la cual es función del material empleado, y además del **flujo disperso (ϕ_1)** existente, el cual presenta en general una reluctancia diferente a la del flujo mutuo. Por otra parte la inductancia de dispersión y magnetizante es función del cuadrado del número de espiras, pero la inductancia mutua depende del producto de los números de espiras.

Desde un punto de vista energético se lo puede definir como un **convertidor electromagnético** de la energía, que transmite energía eléctrica con ciertos valores de tensión y corriente en uno de sus devanados denominado primario (por donde ingresa la energía), a valores diferentes de tensión y corriente, en los demás devanados que denominados secundarios.

El comportamiento transitorio de las variables del transformador dependerá entonces de los valores de los parámetros del mismo: resistencias, autoinducciones e inductancias mutuas, pero además de los parámetros de la carga en el secundario.

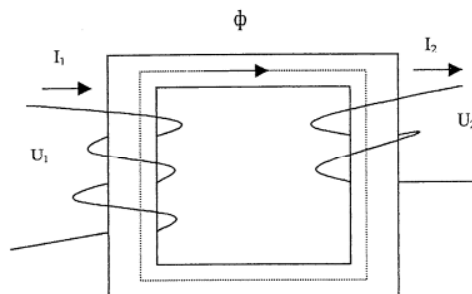


Figura 1: Esquema simplificado de un transformador

La f.e.m. inducida en el secundario tiene la frecuencia del primario y su magnitud es proporcional al flujo que barre el secundario y al número de espiras de este último, por lo tanto la **fuerza electromotriz inducida (f.e.m.)** del secundario puede ser mayor, igual o menor que la del primario.

A continuación se presenta un glosario de variables utilizados a lo largo de este apunte:

- N_1, N_2 Número de espiras de los devanados del primario y secundario
- v_1, v_2 Tensiones primarias y secundarias
- i_1, i_2 Corrientes primarias y secundarias
- ψ_1, ψ_2 Enlaces de flujo primario y secundario
- φ_1, φ_2 Flujos totales del primario y secundario
- $\varphi_{l1}, \varphi_{l2}$ Flujos de dispersión primario y secundario
- $\varphi_{m1}, \varphi_{m2}$ Flujos mutuos primario y secundario
- L_1, L_2 Inductancias de dispersión del primario y secundario
- $a = N_1/N_2$ Relación de espiras
- $K = \frac{e_1}{e_2}$ Relación de transformación de tensiones inducidas
- $K_n = \frac{v_{1n}}{v_{20}}$ Relación de transformación nominal

Primero se analizará el transformador con sus bornes secundarios abiertos, (sin carga), y posteriormente se analizará el efecto de conectar una carga.

El desarrollo del modelo matemático, se hará para el caso más general, válido para cualquier forma de onda de la fuerza impulsora (entrada al transformador), considerando inicialmente un transformador sin saturación magnética y a fin de realizar las simulaciones se consideran los parámetros constantes en una primera etapa de aproximación a los conocimientos de la máquina.

2. Análisis

2.1 Transformador monofásico ideal en Vacío

La condición de funcionamiento en vacío refiere a que se ha aplicado al primario una tensión v_1 y el secundario se ha dejado abierto (sin conectar ninguna carga). La condición de vacío es entonces $i_2 = 0$, es decir, que no hay corriente en el secundario (no existe carga alguna conectada a la salida de dicho devanado).

Considerando el esquema físico del transformador de la figura donde se ven las dos bobinas de N_1 y N_2 espiras, estando la bobina secundaria sin carga, y la primaria con una entrada de tensión v_1 , la cual puede ser de cualquier forma de onda y que impulsa la corriente primaria i_1 :

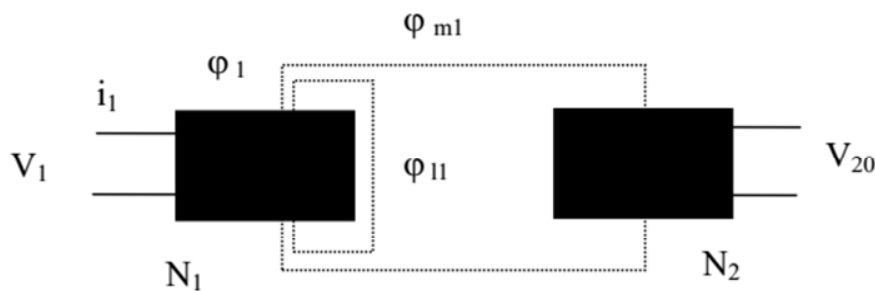


Figura 2: Esquema del transformador monofásico ideal en vacío

La corriente i_1 , produce un flujo ϕ_1 el cual se puede considerar que posee dos componentes: el flujo mutuo ϕ_{m1} que es el que llega a enlazar la bobina secundaria, y el flujo disperso del devanado primario ϕ_{l1} que no llega a enlazar la bobina secundaria, de acuerdo a lo indicado en el circuito magnético equivalente de figura.

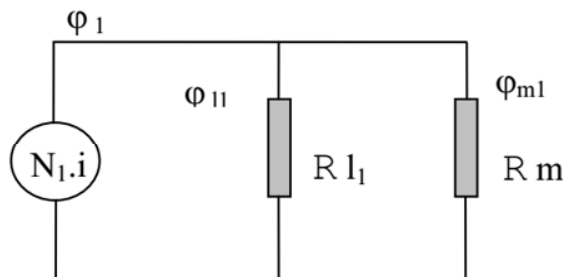


Figura 3: Circuito magnético equivalente

La **ley de Hopkinson** de los circuitos magnéticos establece la relación entre las corrientes y los flujos:

$$\varphi_{l1} = \frac{N_1}{\mathfrak{R}_{l1}} i_1$$

$$\varphi_{m1} = \frac{N_1}{\mathfrak{R}_m} i_1$$

A efectos de obtener un modelo de circuito aplicamos la ley de Faraday la cual establece que la Fem inducida viene dada por:

$$e = \frac{d\Psi}{dt}$$

Este voltaje inducido es en todo instante opuesto a la tensión aplicada, es decir se comporta como una caída de tensión que limita la corriente. La **ley de Kirchhoff** establece que:

$$v_1 = i_1 R_1 + e_1$$

De donde la ecuación de equilibrio de tensiones en el primario resulta finalmente:

$$v_1 = i_1 R_1 + \frac{d\Psi}{dt}$$

La siguiente figura muestra las relaciones de fase en régimen permanente, suponiendo un circuito inductivo puro, cuando la tensión de entrada aplicada v_1 es senoidal pura y está pasando por su valor máximo en el momento de la conexión, con lo que la corriente primaria i_1 viene retrasada 90 grados eléctricos y el flujo en fase con ella.

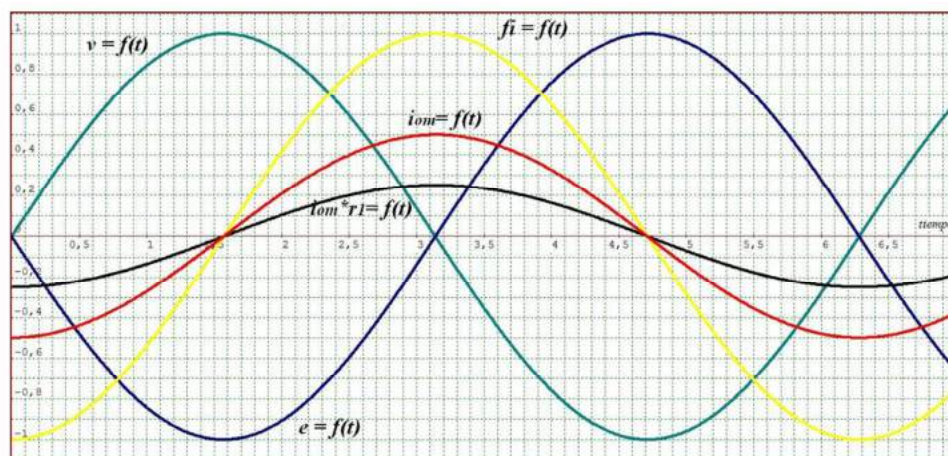


Figura 4: Relaciones de fase – Ley de Faraday

Como se ve, la Fem $e(t)$ es en todo instante igual y opuesta a la tensión aplicada $v(t)$ como resultado de la **ley de Faraday** que la relaciona con la derivada del flujo cambiada de signo.

- Si al conectar la tensión, v_1 pasa por su valor máximo, la corriente es cero.
- Cuando el flujo positivo es creciente, la derivada es positiva, y la Fem. resulta negativa
- Cuando el flujo es máximo, la derivada es nula y Fem. es nula
- Cuando el flujo positivo es decreciente, la derivada es negativa y la Fem. resulta positiva
- Cuando el flujo pasa por cero, la derivada (Fem.) es máxima
- Cuando el flujo cambio de signo haciéndose creciente negativo, la derivada es negativa y la Fem. resulta positiva.
- En el máximo negativo del flujo la derivada es nula y la Fem. resulta nula.
- Cuando el flujo negativo decrece, la derivada es positiva y la Fem. resulta negativa.

La ecuación anterior es la ecuación fundamental a partir de la cual se realizan los estudios y deducciones de otras fórmulas. Esta ecuación tiene como variables la corriente primaria, y los enlaces de flujo primarios. Se busca una ecuación donde la única variable sea la corriente primaria, (la otra posibilidad sería expresarla en función de los enlaces de flujo) para ello se tiene que:

$$\Psi_1 = N_1 (\varphi_{l1} + \varphi_{m1}) = N_1 \left(\frac{N_1}{\mathfrak{R}_{l1}} i_1 + \frac{N_1}{\mathfrak{R}_m} i_1 \right) = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{l1}} i_1 + \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m} i_1$$

Donde

$$L_{l1} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{l1}}$$

$$L_{m1} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m}$$

- L_{l1} : se define como la inductancia de dispersión primaria (modela la parte del flujo que se cierra por el aire en vez de concatenarse por el núcleo)
- L_{m1} : se define como la inductancia magnetizante primaria

Finalmente se expresan los enlaces de flujo como:

$$\Psi_1 = L_{l1} i_1 + L_{m1} i_1$$

$$v_1 = i_1 R_1 + L_{l1} \frac{di_1}{dt} + L_{m1} \frac{di_1}{dt}$$

Que puede ser re-escrita con la fem e_1 como:

$$v_1 = i_1 R_1 + L_{l1} \frac{di_1}{dt} + e_1$$

Con respecto al secundario, el flujo mutuo induce en este una f.e.m. dada por la ley de Faraday:

$$e_2 = -N_2 \frac{d\phi_{m1}}{dt} = -N_2 \frac{d}{dt} \left(\frac{N_1}{\mathfrak{R}_m} i_1 \right)$$

$$e_2 = -\frac{N_1 N_2}{\mathfrak{R}_m} \frac{di_1}{dt} = -M \frac{di_1}{dt}$$

El valor de la Fem. Inducida en el secundario es igual a la tensión secundaria en vacío: $e_2 = v_{20}$

La inductancia mutua se define como:

$$M = \frac{N_1 N_2}{\mathfrak{R}_m}$$

Resumiendo, tomando como variable de estado la corriente primaria, las siguientes ecuaciones describen la dinámica del transformador en vacío:

$$v_1 = i_1 R_1 + L_{l1} \frac{di_1}{dt} + L_{m1} \frac{di_1}{dt}$$

$$e_2 = -M \frac{di_1}{dt} = v_{20}$$

En estas ecuaciones, (si multiplicamos por $i dt$ ambos miembros) aparecen tres componentes energéticas, la de pérdidas en el cobre primario, la energía almacenada en el campo magnético disperso y el mutuo. Este modelo no incluye las pérdidas en el hierro

La inductancia magnetizante primaria solo depende del número de espiras primarias y puede interpretarse como la inductancia mutua referida al primario, a partir de estas ecuaciones se deduce el circuito equivalente del transformador monofásico en vacío sin considerar aún las pérdidas en el núcleo y el diagrama fasorial:

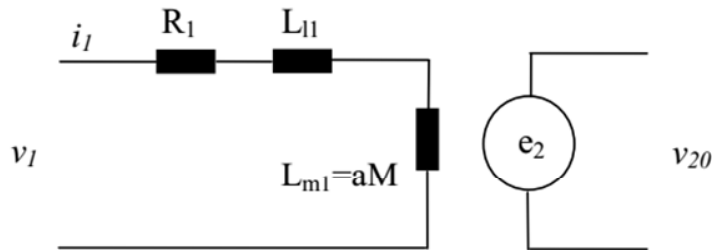


Figura 5: Modelo del transformador real en vacío

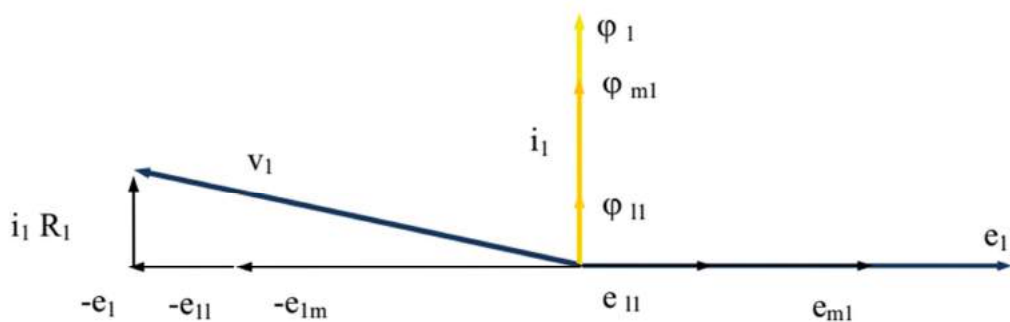


Figura 6: Diagrama fasorial de transformador ideal en vacío

El efecto de la saturación magnética en la corriente magnetizante

Si el acero del núcleo del transformador se satura en una región del ciclo de alterna, como ocurre en el caso de los transformadores de potencia, la forma de la curva de la corriente magnetizante i_m y su amplitud dependen de dicho grado de saturación del acero.

Al referirse al núcleo magnético se considera que es chapa de transformador laminada en frío.

Para ese tipo de chapa, su curva de magnetización se puede suponer que el acero del transformador no está saturado hasta una densidad del flujo de 0,8 T; y hasta entonces se puede suponer que la corriente magnetizante es proporcional a la densidad de flujo.

La densidad de flujo de 0,8 a 1,3 T corresponde al codo de la curva de magnetización, es decir, a un acero medio saturado y la densidad de flujo por encima de 1,3 T corresponde a varios grados de saturación del acero.

El gráfico muestra la curva de magnetización de corriente continua para chapa de acero eléctrico Modelo M-5 (ARMCO Inc.) de grano orientado, de 3 mm de espesor.

Esta curva omite la naturaleza de la histéresis magnética del material, pero muestra claramente la naturaleza no lineal de la relación.

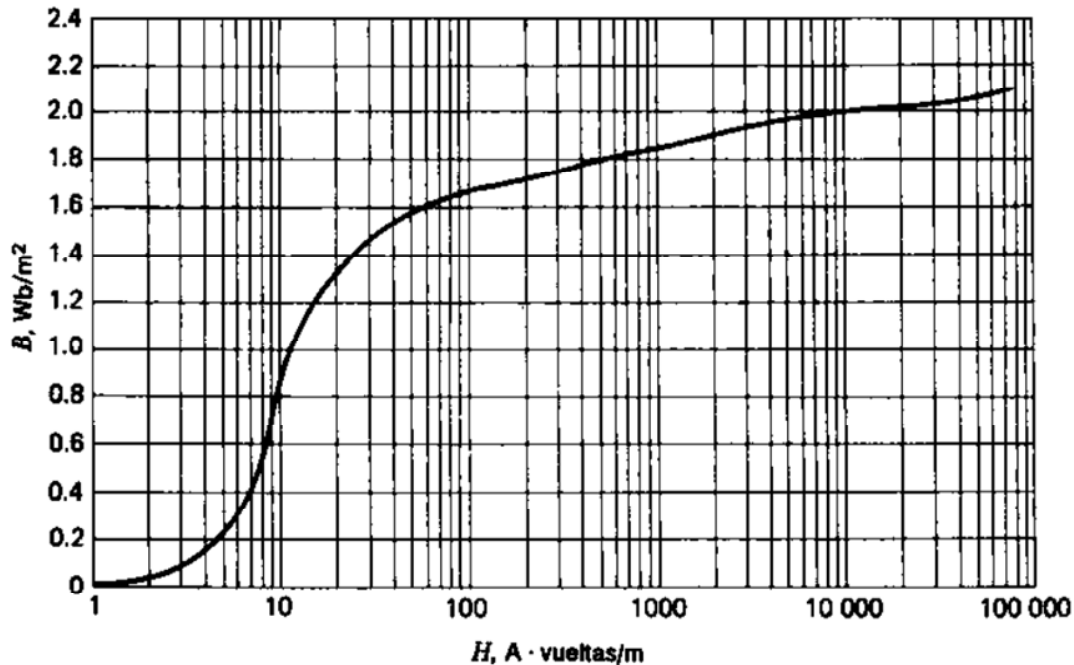


Figura 7: Curva B-H de chapa M-5

La siguiente figura muestra la curva de corriente de magnetización en el tiempo $i_{0m} = f(t)$ dibujada a base de la curva de magnetización de la izquierda, para un núcleo de transformador real.

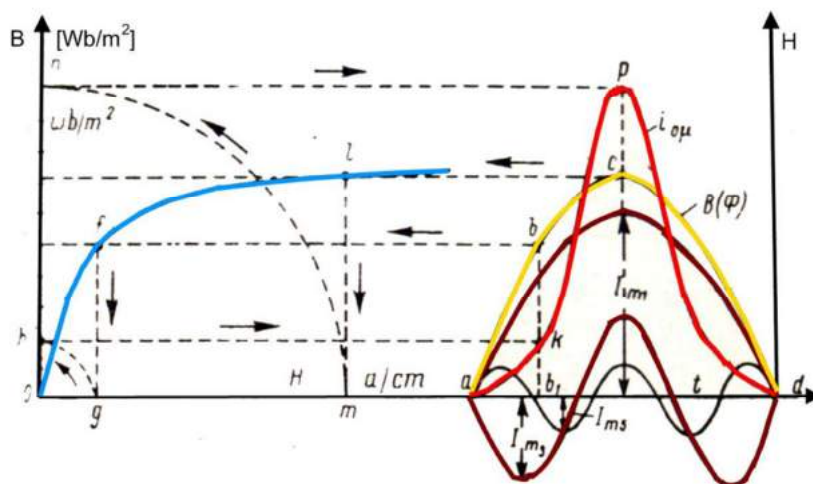


Figura 8: Relación entre curva B-H y corriente de magnetización

La curva **abcd** de la densidad de flujo en función del tiempo (en otra escala es el flujo), la consideramos senoidal, por suponer la tensión aplicada senoidal. Sobre ella se toman dos puntos: el **b** para $B = 1 \text{ T}$ y el punto **c** para la máxima densidad de flujo $B_{Max} = 1,45 \text{ T}$.

A esos puntos corresponden los puntos **g** y **m** de corriente magnetizante los que proyectados sobre el gráfico de la derecha corresponde a los puntos de la curva de la corriente **k** y **p**. Procediendo de manera análoga con otros puntos y se puede obtener la curva **akpd** de la corriente magnetizante i_m del transformador elemental. Las flechas indican los puntos sucesivos utilizados para la representación.

Nota: si el material de núcleo fuese ideal, el ciclo de histéresis entonces tendría la forma indicada en la siguiente figura:

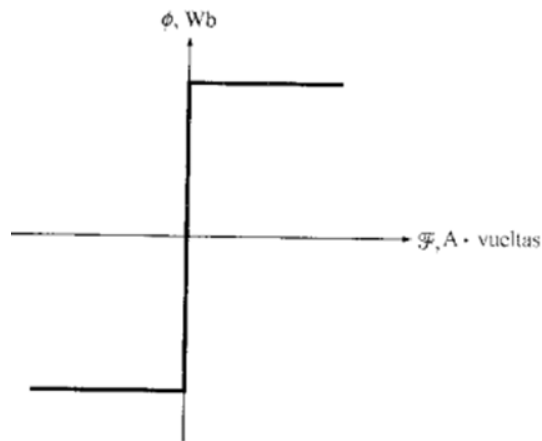


Figura 9: Curva de magnetización de un núcleo ideal

2.2 Ecuación del transformador (Factor “4.44”)

$$\varphi(t) = \phi \sin \omega t$$

$$e = -N \frac{d\varphi}{dt} = -N 2\pi f \phi \cos \omega t$$

$$|e_{Max}| = e|(\cos \omega t = 1) = N 2\pi f \phi$$

Expresando a la fem como valor RMS ($e_{Max}/\sqrt{2}$):

$$E = \frac{N 2\pi f \phi}{\sqrt{2}} = 4.44 N f \phi$$

Como $\phi = A B_{Max}$, siendo A: área transversal del núcleo

$$E = 4.44 N f A B_{Max}$$

Donde

- E valor RMS de la fem obtenida, correspondiente al primario (V)
- N Número de espiras del devanado primario
- f Frecuencia de la tensión (Hz)
- A Área transversal del núcleo (m²)
- B_{max} valor pico de densidad de flujo magnético (T)

Esta ecuación es típicamente denominada “**ecuación del transformador**” y es gran significancia ya que resulta de utilidad para observar relaciones de compromiso entre los diferentes parámetros de un transformador. Por ejemplo, es fácil notar que si se deseara obtener un transformador de bajo peso, para un valor de inducción máxima B_{Max} determinado, sería necesario disminuir el área transversal A del núcleo (y con ello, su volumen y por lo tanto su masa) pero para mantener el valor de E constante, debe aumentarse la frecuencia f del sistema (en caso de ser un sistema aislado) y/o del número de espiras N .

2.3 Transformador en carga

La figura muestra un esquema físico de un transformador con una carga conectada a sus bornes secundarios, con lo que la Fem inducida por el flujo mutuo, impulsa una corriente secundaria i_2 cuya acción magnetomotriz según la ley de Lenz debe ser tal que tienda a oponerse a la causa que la produce, es decir debe circular de tal manera que genere un flujo opuesto al flujo mutuo del primario. La corriente i_2 produce un flujo disperso ϕ_{l2} , y un flujo mutuo ϕ_{21} pero el devanado secundario además está afectado por el flujo mutuo ϕ_{12} debido a la corriente primaria:

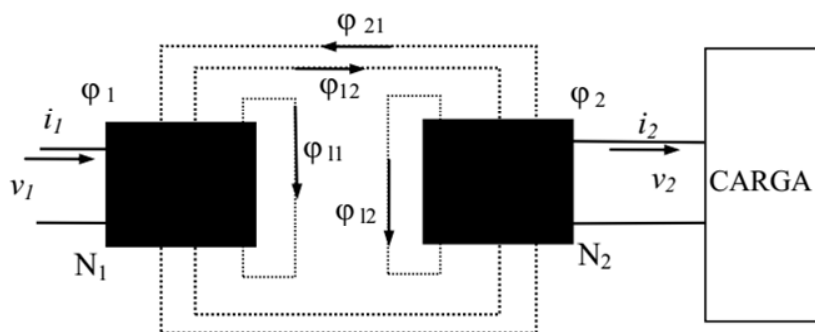


Figura 10: Esquema del transformador en carga

El circuito magnético equivalente:

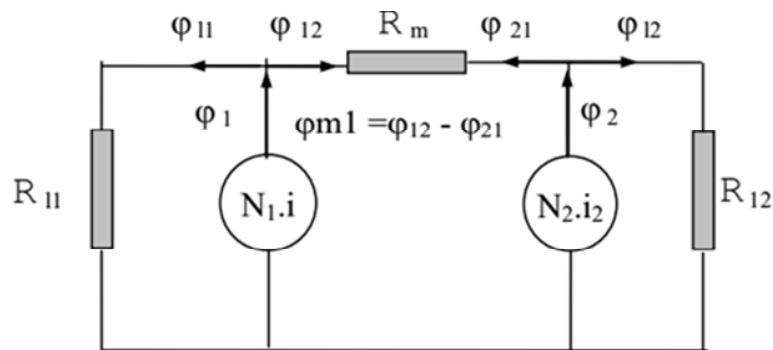


Figura 11: Circuito magnético equivalente – transformador en carga

- $\mathfrak{R}_{l1}$ Resultancia de dispersión primaria
- $\mathfrak{R}_{l2}$ Resultancia de dispersión secundaria
- $\mathfrak{R}_m$ Resultancia mutua
- $\phi_{l1} = \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_{l1}}$ Flujo de dispersión del primario
- $\phi_{l2} = \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_{l2}}$ Flujo de dispersión del secundario
- $\phi_{12} = \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_m}$ Flujo mutuo producido por el primario
- $\phi_{21} = \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m}$ Flujo mutuo producido por el secundario

Los flujos mutuos ϕ_{12} y ϕ_{21} tienen acciones opuestas, y se suman en el tiempo, podemos deducir que los flujos totales en carga en cada devanado son:

$$\phi_1 = \phi_{l1} + (\phi_{12} - \phi_{21})$$

$$\phi_2 = \phi_{l2} + (\phi_{21} - \phi_{12})$$

Este flujo mutuo resultante en cada devanado, se lo llama flujo magnetizante, primario o secundario según el devanado considerado:

$$\phi_{m1} = \phi_{12} - \phi_{21}$$

$$\phi_{m2} = \phi_{21} - \phi_{12}$$

Considerando las ecuaciones anteriores:

$$\varphi_1 = \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_{l1}} + \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_m} - \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m}$$

$$\varphi_2 = \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_{l1}} + \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m} - \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_m}$$

Los enlaces del flujo quedan definidos como:

$$\Psi_1 = N_1 \varphi_1$$

$$\Psi_2 = N_2 \varphi_2$$

Por lo tanto los flujos mutuos pueden reescribirse como:

$$\Psi_1 = \left(\frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{l1}} \right) i_1 + \left(\frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m} \right) i_1 - \left(\frac{N_1 N_2}{\mathfrak{R}_m} \right) i_2$$

$$\Psi_2 = \left(\frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_{l1}} \right) i_1 + \left(\frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_m} \right) i_1 - \left(\frac{N_1 N_2}{\mathfrak{R}_m} \right) i_1$$

De esta forma, se puede observar la presencia de distintas componentes reactivas:

- $L_{l1} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_{l1}}$ Inductancia de dispersión del primario
- $L_{l2} = \frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_{l2}}$ Inductancia de dispersión del secundario
- $L_{m1} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m}$ Inductancia magnetizante del primario
- $L_{m2} = \frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_m}$ Inductancia magnetizante del secundario
- $X_1 = \omega L_{l1}$ Reactancia de dispersión del primario
- $X_2 = \omega L_{l2}$ Reactancia de dispersión del secundario

Circuito equivalente de modelo real de transformador monofásico

A partir de los parámetros equivalentes conseguidos en el análisis anterior, es posible modelar al transformador con precisión aceptable mediante un cuadripolo equivalente:

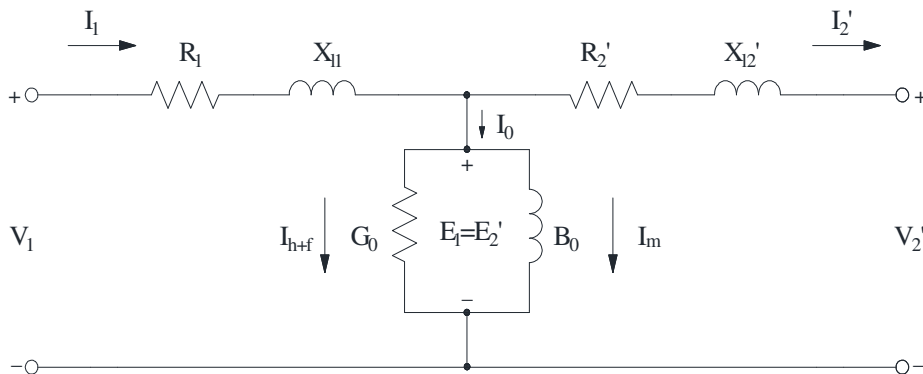


Figura 12: Circuito equivalente del transformador de potencia

Donde

- R_1 resistencia óhmica del bobinado primario
- X_{l1} reactancia de dispersión del bobinado primario
- $R_2' = a^2 R_2$ resistencia del bobinado secundario, referida al primario
- $X_{l2}' = a^2 X_{l2}$ reactancia de dispersión del bobinado secundario, referida al primario
- $B_0 = X_m^{-1}$ susceptancia de magnetización del núcleo
- $G_0 = R_0^{-1}$ conductancia de pérdidas óhmicas equivalentes del núcleo
- $a = \frac{V_1}{V_2}$ relación de transformación del transformador
- I_{h+f} Corriente de pérdidas activas equivalentes en el núcleo (Histéresis+Foucault)
- I_m Corriente de magnetización
- I_0 Corriente de vacío
- I_1 Corriente primaria
- $I_2' = I_2/a$ Corriente secundaria referida al primario
- V_1 Tensión primaria
- V_2 Tensión secundaria referida al primario

El mismo circuito equivalente visto desde el lado secundario es el siguiente:

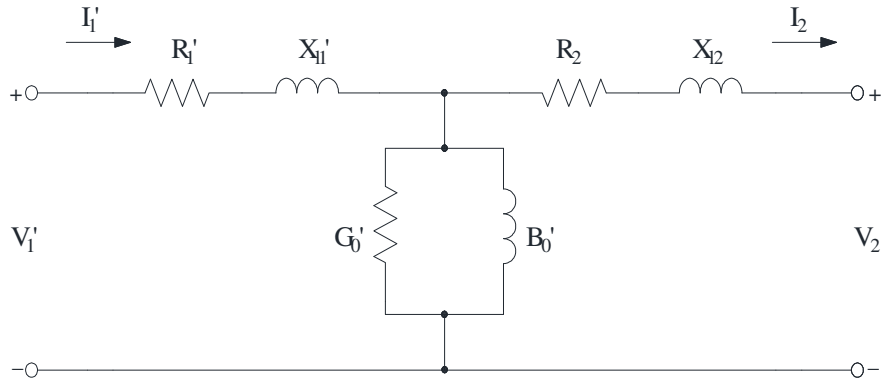


Figura 13: Circuito equivalente del transformador de potencia, visto desde su secundario

Donde los valores de los parámetros del primario se han referido ahora al secundario:

- $R_1' = \frac{R_1}{a^2}$
- $X_{l1}' = \frac{X_{l1}}{a^2}$
- $V_1' = \frac{V_1}{a}$
- $I_1' = I_1 a$
- $G_0' = G_0 a^2$
- $B_0' = B_0 a^2$

Diagrama fasorial del transformador real

Con las relaciones mostradas hasta ahora, es posible confeccionar un diagrama fasorial con todas las magnitudes intervinientes en régimen permanente, en un transformador real en carga:

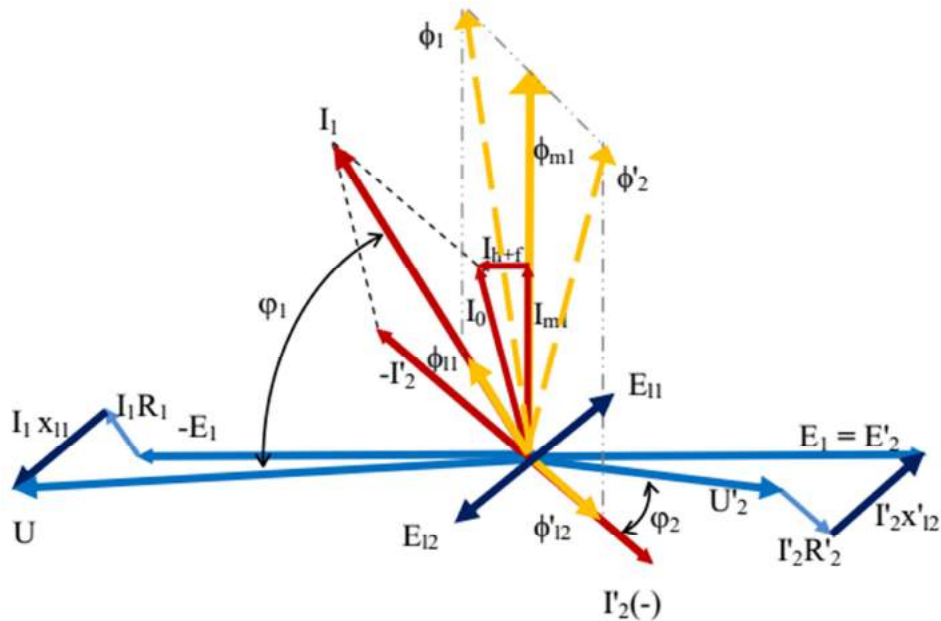


Figura 14: Diagrama fasorial completo de transformador de potencia real en carga (carga RL)

Se considera positiva la corriente entrante del primario, la corriente saliente del secundario es negativa, lo que fija el signo de las energías entrantes y salientes.

Del diagrama es posible obtener las siguientes conclusiones:

- El flujo magnetizante primario ϕ_{m1} induce las Fem E_1 y E'_2 en el primario y secundario, la corriente negativa del secundario $-I'_2$ produce una componente de la corriente primaria para compensarla I'_2 , que se suma a la componente de vacío I_0 para dar la corriente total primaria I_1 .
- El flujo total en el primario es $\phi_1 = \phi_{m1} + \phi_{11}$
- El flujo total secundario referido al primario es $\phi'_2 = \phi_{m1} + \phi'_{12}$
- Los flujos dispersos ϕ_{11} y ϕ'_{12} en fase con las corrientes que los producen, inducen Fem de autoinducción E_{11} y E'_{12} en sus respectivos devanados, en cuadratura en el tiempo.
- Si estas la Fem de dispersión son sumadas con E_1 y E'_2 respectivamente obtenemos las Fem totales inducidas en el primario y secundario en cuadratura y en atraso con los flujos totales de cada devanado ϕ_1 y ϕ'_2 .
- Las Fem de dispersión se consideran como una caída inductiva, en una reactancia ficticia llamada reactancia de dispersión, es decir como una componente de la tensión en bornes. La caída en esta reactancia ficticia del modelo, es igual y opuesta a la Fem de dispersión físicamente real en el devanado.

Circuito equivalente simplificado

Dado que los valores de los parámetros del brazo de excitación (R_0 y X_m) suelen ser muy grandes en comparación a los parámetros serie, suelen ser despreciados sin resultar esto en un error significativo en los análisis. De esta forma, el circuito equivalente puede ser simplificado al modelo de la siguiente figura:

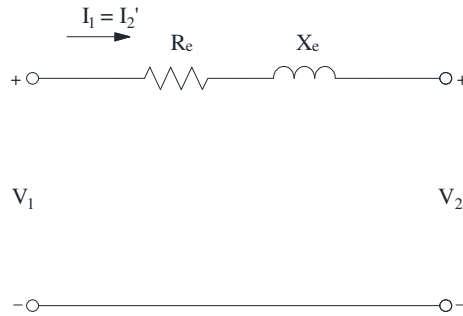


Figura 15: Circuito equivalente simplificado, luego de despreciar el brazo de excitación

Donde

- $R_e = R_1 + R_2'$ resistencia serie equivalente
- $X_e = X_1 + X_2'$ reactancia de dispersión equivalente

De esta forma, el cuadripolo que modela al transformador queda definido por una impedancia serie equivalente:

$$Z_e = R_e + jX_e$$

3. Valores nominales del transformador de potencia

Tensión nominal

La tensión nominal U_n en el lado de entrada es la que se establece en el arrollamiento de entrada durante el servicio nominal y para la que está diseñado el transformador.

La tensión nominal U_n en el lado de salida es la que se establece durante el servicio en vacío (tensión de servicio en vacío U_0) a la tensión y frecuencia nominales en el lado de entrada.

Tensiones normalizadas

Para las tensiones nominales en el lado de entrada se eligen preferentemente los valores normalizados. Para las tensiones nominales en el lado de salida se prevén valores superiores en un 5 % a los normalizados, debido a la diferencia existente entre la tensión nominal y la de plena carga durante el servicio nominal. Al proyectar instalaciones se deben preferir estas tensiones nominales

Relación de transformación nominal

La relación de transformación nominal k_n de un transformador viene dada por una fracción (no simplificada), cuyo numerador es la tensión nominal del arrollamiento de alta tensión, y el denominador la tensión de vacío del arrollamiento de baja tensión (por ejemplo, 13200V / 400 V).

$$k_n = \frac{V_{n1}}{V_{20}}$$

Margen de ajuste nominal

Para compensar las fluctuaciones de la tensión producidas en las redes en dependencia de la carga, los arrollamientos de alta tensión de los transformadores de distribución se proveen de tomas, que se pueden ajustar en bornes conmutables (por ejemplo, en los transformadores secos) o mediante inversores (por ejemplo, en los transformadores provistos de líquido de refrigeración y aislamiento). La conexión central de un arrollamiento de los transformadores de distribución se denomina conexión principal.

El margen de ajuste nominal es el comprendido entre la tensión nominal y la tensión máxima o mínima ajustable de un arrollamiento sin carga, con la excitación correspondiente a la tensión nominal existente en la conexión principal.

Los márgenes de ajuste vienen fijados en las normas y se expresan en un porcentaje de la tensión nominal (por ejemplo, $\pm 4\%$).

Según la norma VDE 0532, en la placa de características se indican las tensiones nominales y las ajustables, en Voltios. Siendo la tensión nominal en el lado de entrada de 20000 V y el margen de ajuste nominal del $\pm 5\%$ en la placa de características vienen indicados los valores de tensión: 21000 V, 20000 V y 19000 V.

3.1 Tensión nominal de cortocircuito porcentual

Llamada también tensión de impedancia, viene dada por el valor de la caída de tensión

$$U_{zn} = I_n Z_e [V],$$

en la impedancia equivalente Z_e , referida a la tensión nominal U_n multiplicada por 100, se designa por u_{zn} y se expresa en valor porcentual o por unidad:

$$u_{zn} \% = \frac{I_n Z_e}{U_n} 100$$

Componentes de la tensión de cortocircuito nominal porcentual

La caída de tensión en la resistencia equivalente $U_{Rn} = I_n R_e$ y Reactancia equivalente $U_{Xn} = I_n X_e$ en [V] referidas a la tensión nominal U_n multiplicadas por 100, dan lugar a las componentes de la tensión de cortocircuito nominal porcentuales:

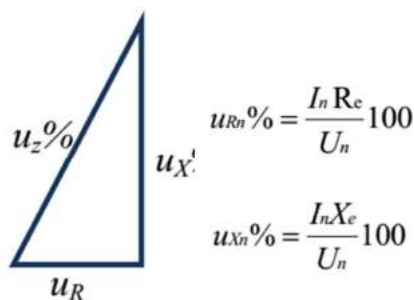
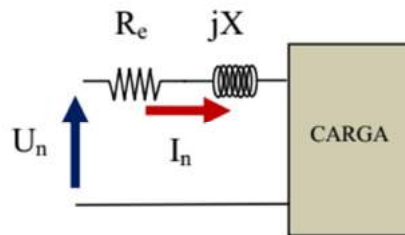


Figura 16: Componentes de la tensión de cortocircuito

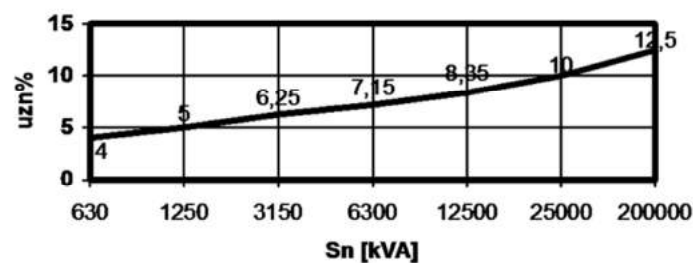
Figura 17: Componentes de la caída de la tensión de impedancia U_z

Cuando la corriente no es la nominal, la tensión de impedancia y sus componentes varían proporcionalmente, considerando linealidad magnética, la fórmula es:

$$u_z \% = \frac{I Z_e}{U_n} 100$$

La tensión nominal de cortocircuito (impedancia de diseño) será especificada por el comprador del transformador, sin embargo si no existiera especificación la norma IRAM 2122 establece que se deben tomar los valores de la tabla:

Potencia nominal S [kVA]	Tensión nominal de cortocircuito $u_{zn} \%$
hasta 630	4
630 a 1250	5
1251 a 3150	6,25
3151 a 6300	7,15
6301 a 12500	8,35
12501 a 25000	10
25001 a 200000	12,5

Figura 18: Valores característicos de $u_{zn} \%$ para transformadores con dos arrollamientos separadosFigura 19: Valores característicos de $u_{zn} \%$ norma IRAM 2112

Para potencias nominales mayores la u_{zn} aumenta y los valores deben especificarse previamente al pedido de la unidad a efectos de su correcto diseño.

3.2 Coeficiente de regulación de tensión

El coeficiente de regulación de tensión porcentual se define como:

$$u\% = \frac{E_2 - U_2}{U_2} 100 = \frac{U_{20} - U_2}{U_2} = \frac{\frac{U_1}{a} - U_2}{U_2}$$

Conceptualmente es el valor de la caída que se produce entre vacío y carga, relativo al valor de la tensión en bornes U_2 (normas Americanas) o referida a E_2 (normas europeas).

La fórmula expresa una diferencia de módulos que son los valores que se miden con un voltímetro en los bornes secundarios.

Para el caso particular en que el transformador este a plena carga, la tensión en bornes secundarios cae hasta el valor nominal U_{2n} , entonces el coeficiente de regulación a plena carga es:

$$u_{2n}\% = \frac{E_2 - U_{2n}}{U_{2n}} 100$$

El numerador de la expresión contiene la diferencia de los módulos, que puede verse en la figura como $(E_2 - U_2)$

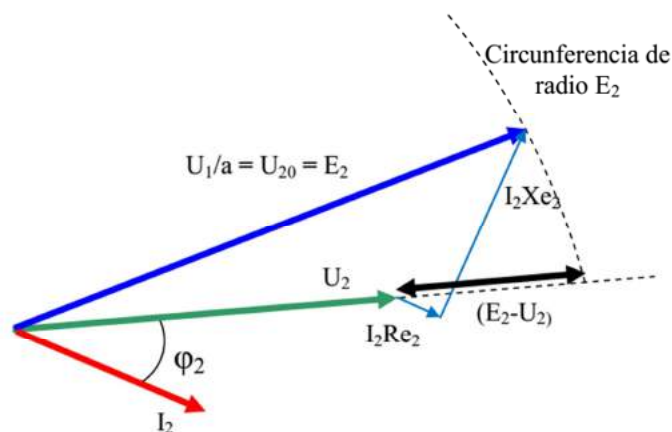


Figura 20: Numerador del coeficiente de regulación de tensión

Determinación del coeficiente de regulación de tensión

En la ecuación anterior solo se debe determinar el valor de E_2 dado que los demás valores son conocidos.

En la figura se determinan los lados del triángulo cuya hipotenusa es E_2 :

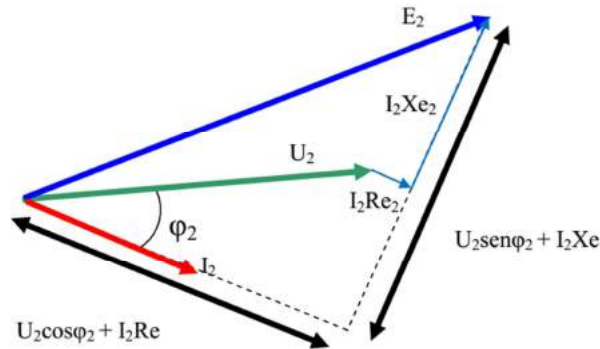


Figura 21: Determinación de E_2 (carga RL)

$$E_2 = (U_2 \cos \varphi_2 + I_2 R_e) + j(U_2 \sin \varphi_2 + I_2 X_e)$$

- Si la carga fuese resistiva, se tiene:

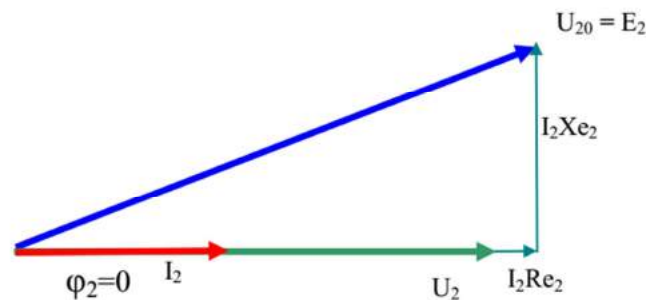


Figura 22: Determinación de E_2 (carga R)

$$E_2 = (U_2 + I_2 R_e) + j(I_2 X_e)$$

- Para carga capacitiva:

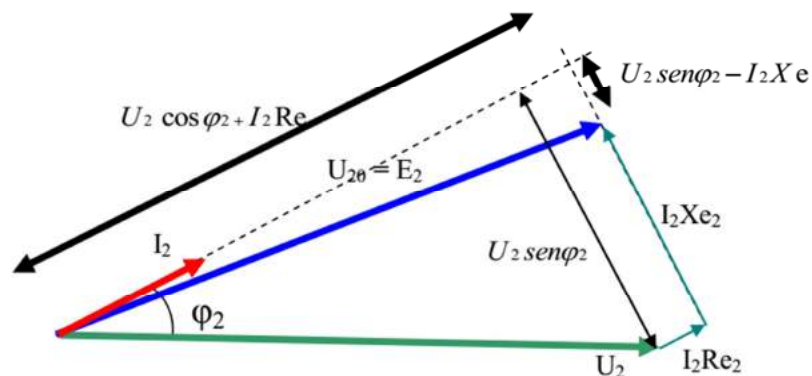


Figura 23: Determinación de E_2 (Carga RC)

$$E_2 = (U_2 \cos \varphi_2 + I_2 R_e) + j(U_2 \sin \varphi_2 - I_2 X_e)$$

Influencia de factor de potencia de la carga en la magnitud de U_2

Debe recordarse que $U_{20} = U_1/a$ es constante si la tensión de entrada no se modifica. Por consiguiente si la magnitud de corriente i_2 es constante las caídas $I_2 R_e$ e $I_2 X_e$ no varían en magnitud. Al variar el φ_2 de la carga el triángulo de caídas solo modifica su posición manteniendo sus lados constantes, y por consiguiente la tensión en bornes U_2 irá aumentando (con la misma magnitud de I_2 como se mencionó) a medida que la carga pasa de inductiva, a resistiva y luego a capacitiva:

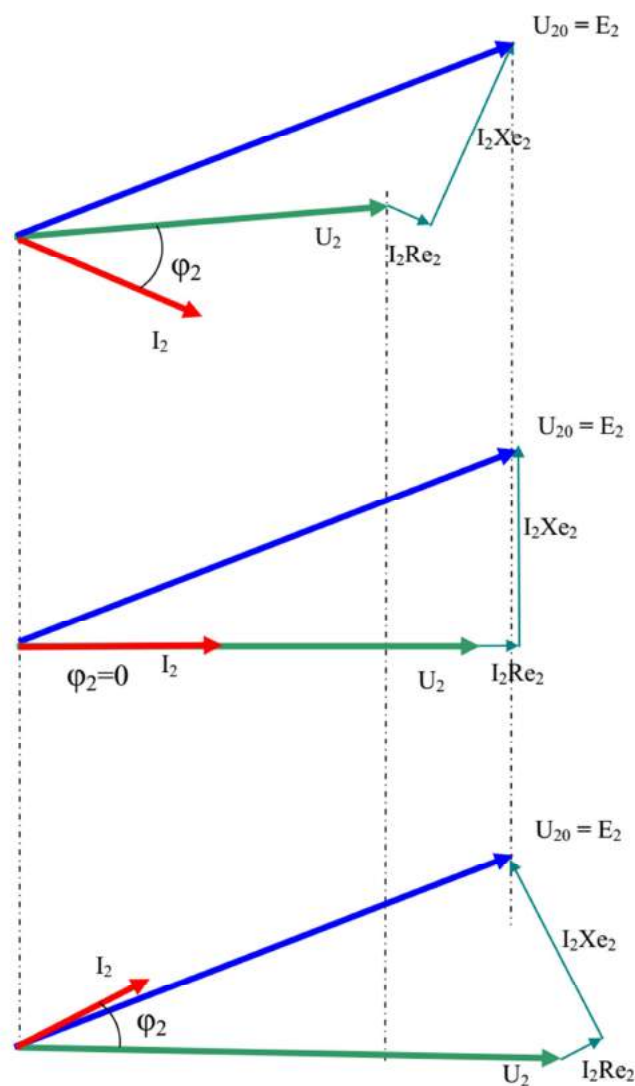


Figura 24: Influencia de factor de potencia de la carga en la magnitud de la tensión secundaria U_2

Regulación de tensión $u\%$ y tensión de impedancia $u_z\%$

Las formulas de la regulación y de la tensión de impedancia son respectivamente:

$$u\% = \frac{E_2 - U_2}{U_2} 100$$

$$u_z\% = \frac{I_2 Z_e}{U_2} 100$$

Como se aprecia la $u\%$ depende de $(E_2 - U_2)$ mientras que la $u_z\%$ de $I_2 Z_e$. En la figura se ve que:

$$Z_e I_2 > (E_2 - U_2)$$

Por lo que: $u_z\% > u\%$

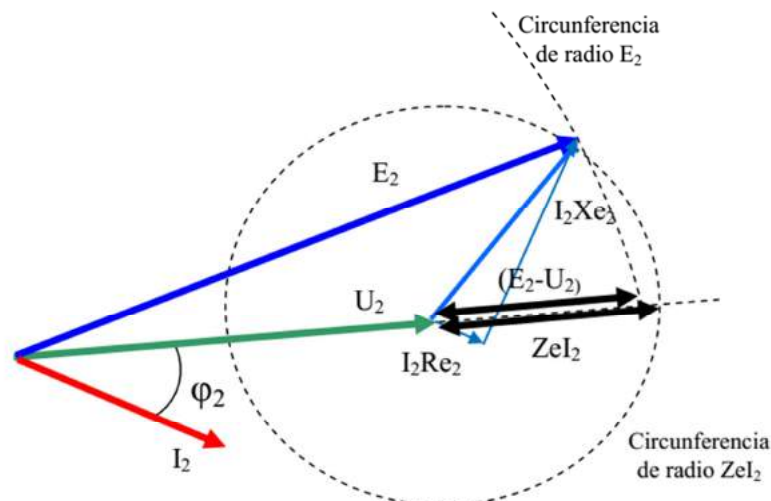


Figura 25: $u\%$ es menor que $u_z\%$

La tensión de impedancia $u_z\%$ fija un limite para la regulación de tensión $u\%$ y da una idea de su valor.

Por ejemplo, un transformador de $u_{zn}\% = 4\%$ tendrá una regulación de tensión $u\% < 4\%$

3.3 Rendimiento

En la siguiente tabla se muestran las principales pérdidas en transformadores de potencia:

Estado del transformador	MAGNITUD CONSIDERADA	PÉRDIDAS POR	LOCALIZACIÓN
EN VACÍO	Flujo mutuo	Histéresis magnética	Chapas
			Bulonería accesorios
		Corrientes de Foucault	Chapas
			Bulonería accesorios
	Flujo total primario	Efecto superficial	Conductores
	Corriente primaria	Efecto Joule	
	Corriente de fugas	Conducción dieléctrica	Aislantes
EN CARGA	Flujo mutuo	Histéresis magnética	Chapas
			Bulonería accesorios
		Corrientes de Foucault	chapas
			conductores
	Corriente secundaria	Efecto Joule secundario	
	Incremento de la corriente primaria	Aumento del efecto Joule primario	
	Flujo total primario Flujo total secundario	Efecto superficial	conductores

Tabla 1: Detalle de las pérdidas de potencia activa en un transformador

En vacío la corriente secundaria de un transformador es nula y principalmente se considera que solo existen las pérdidas en el cobre del devanado primario producida por la pequeña corriente primaria y las pérdidas en el hierro debidas a la histéresis y corrientes de Foucault.

Al conectarse una carga en bornes del secundario, se establece una corriente en el devanado secundario, la cual se refleja en el devanado primario incrementando la corriente primaria a efectos de mantener el flujo exigido por la ley de Faraday en el primario, la cual contendrá ahora además de la corriente de vacío, la componente de carga.

Por ello en carga las pérdidas en el cobre primario aumentan, y además tendremos las pérdidas en el cobre secundario, ambas son función de la corriente al cuadrado y se denominan pérdidas variables pues dependen del estado de carga del transformador, en contraposición con las pérdidas en el hierro que son fijas a tensión y frecuencia constantes.

Debido a las pérdidas, el transformador entrega en el secundario una potencia activa P_2 que resulta menor que la potencia activa de entrada en bornes del primario P_1 en el valor de las pérdidas ΔP .

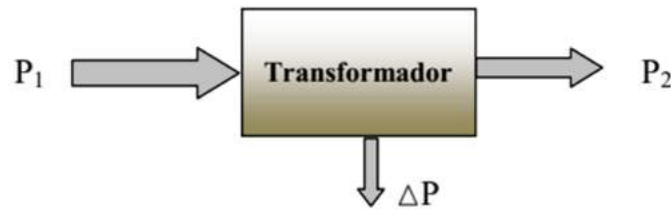


Figura 26: Balance de potencias de un transformador

El rendimiento de una máquina eléctrica se define como el cociente entre potencia activa de entrada P_1 y la potencia activa de salida P_2 :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P}$$

Se debe hacer énfasis en que el rendimiento es un concepto que involucra solamente a la potencia activa. Es evidente que en el caso ideal de pérdidas activas nulas, el rendimiento vale 1. Esto en la práctica es imposible de lograr, pero en transformadores de potencia se pueden obtener rendimientos del orden del 99%.

Para un transformador dado se tiene como datos a partir del ensayo indirecto las pérdidas nominales relativas a la potencia aparente nominal w_{nfe} y w_{ncu} y para un $\cos\varphi$ determinado, la ecuación da la variación del rendimiento en función del factor de carga k_c .

$$w_{nfe} = \frac{\Delta p_{fe}}{S_{2n}} 100$$

$$w_{ncu} = \frac{\Delta p_{ncu}}{S_{2n}} 100$$

Se puede expresar la ecuación de la siguiente manera:

$$\eta_{\%} = 100 - \frac{100 \left(\frac{w_{nfe}}{k_c} + k_c w_{ncu} \right)}{100 \cos\varphi_2 + \left(\frac{w_{nfe}}{k_c} + k_c w_{ncu} \right)}$$

Donde: $k_c = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{S_2}{S_{2n}}$: factor de carga

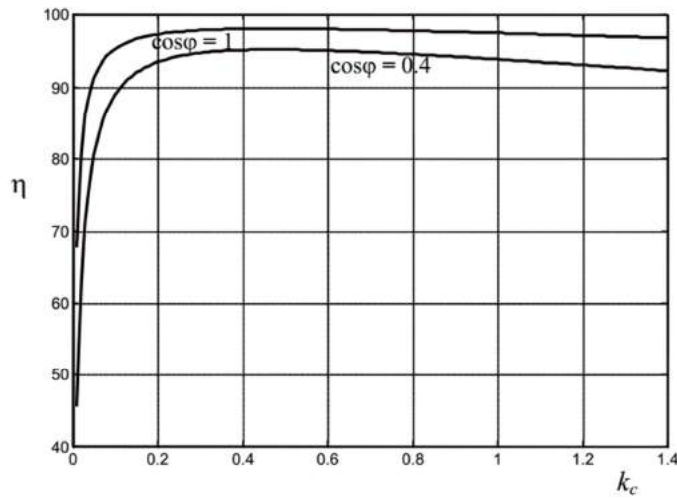


Figura 27: Influencia del $\cos\phi$ en la característica $\eta = f(k_c)$ $w_{nFe} = 0.48$ $w_{nCu} = 2.17$

Condición de máximo rendimiento

Se busca el factor de carga al cual se produce el máximo rendimiento, dados los valores relativos de las pérdidas a plena carga w_{nFe} w_{nCu} . Para ello se maximiza la función anterior y se encuentra el factor de carga para el cual el rendimiento es máximo:

$$k_\eta = \sqrt{\frac{w_{nFe}}{w_{nCu}}}$$

Se deduce de la ecuaciones anteriores que el factor de carga al cual se obtiene el máximo rendimiento depende de la relación de pérdidas nominales, las cuales las fija el diseñador y según las pérdidas en el cobre sean mayores o menores a las del hierro, la carga a la cual obtenemos el máximo rendimiento varía. Se pueden fijar las siguientes situaciones de diseño en términos generales:

Distribución de las pérdidas	Factor de carga de máximo η	Potencia de carga de máximo rendimiento	Estado de carga en el punto de máximo rendimiento
$w_{nCu} = w_{nFe}$	$k_\eta = 1$	$S_2 = S_{2n}$	nominal
$w_{nCu} > w_{nFe}$	$k_\eta < 1$	$S_2 < S_{2n}$	carga parcial
$w_{nCu} < w_{nFe}$	$k_\eta > 1$	$S_2 > S_{2n}$	sobrecarga

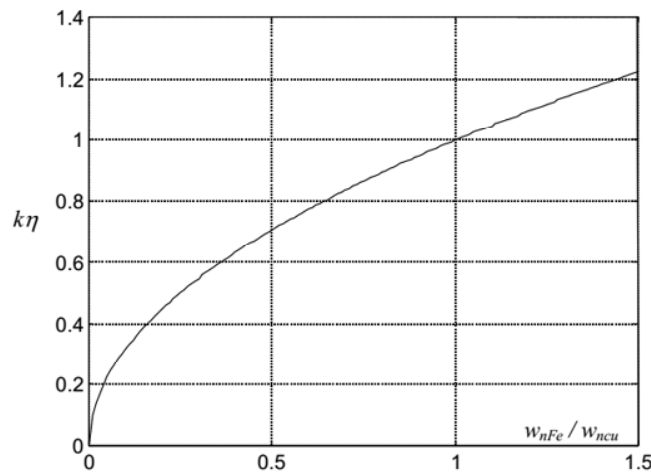


Figura 28: Factor de carga de máximo rendimiento en función de la relación de pérdidas

El factor de carga al cual se produce el máximo rendimiento es independiente del factor de potencia de la carga. La relación de pérdidas es un valor fundamental en las especificaciones de un transformador. En el caso de transformadores de distribución que funcionan la mayor parte del tiempo durante el día a carga parcial, y durante la noche, algunas horas en carga nominal o ligeramente sobrecargados, estos tienen una relación de pérdidas menor que 1 lo que significa que el diseñador recarga las pérdidas en el cobre frente a las del hierro, obteniendo así el máximo rendimiento en carga parcial que es a la carga que funciona la mayor parte del tiempo.

Por otra parte como estos transformadores funcionan las 24 horas del día, es muy importante disminuir las pérdidas en el hierro.

En casos de transformadores que funcionan a carga nominal todo el tiempo, parecería que conviene elegirlos con una relación de pérdidas igual a 1 lo que da el punto de máximo rendimiento a plena carga, sin embargo como veremos no es así, pues esta relación da el mínimo rendimiento máximo, establecidas las pérdidas totales. Como ejemplo analicemos un transformador que el ensayo indirecto dio: $w_{nFe} = 0.48\%$ $w_{nCu} = 2.17\%$ podemos obtener la curva de rendimiento en función del factor de carga k_c para cada factor de potencia considerado. En la figura se aprecia como varía el rendimiento del transformador con una carga de $\cos\varphi = 1$:

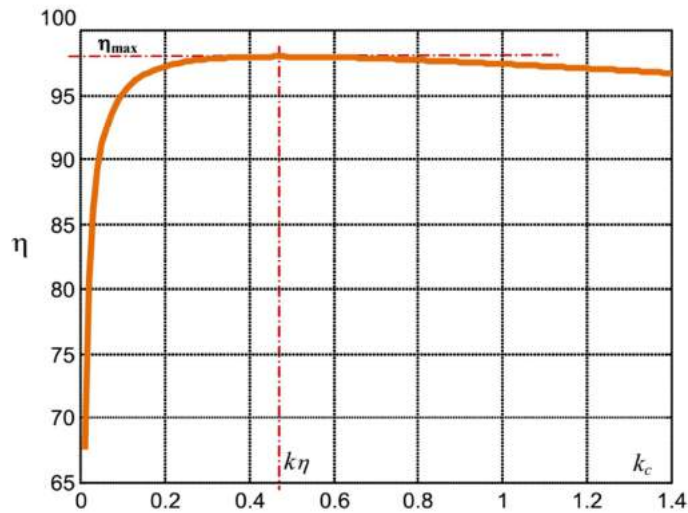


Figura 29: Variación del rendimiento en función de $k_c \cos \varphi = 1$

En este ejemplo el factor de carga que da máximo rendimiento es $k_c = 0.4703$ es decir este se producirá a carga reducida; a plena carga $k_c = 1$ vemos que el rendimiento es menor.

Por otra parte se observa que por arriba de la carga de máximo rendimiento, es decir a plena carga, este no cae tanto como puede caer por debajo de dicho punto.

Expresión del máximo rendimiento

Se puede obtener la expresión del rendimiento máximo a partir de la maximización de la función de rendimiento:

$$\eta_{Max} = 100 - \frac{200 \sqrt{w_{nfe} w_{ncu}}}{100 \cos \varphi_2 + 2 \sqrt{w_{nfe} w_{ncu}}}$$

La ecuación anterior indica que el valor del rendimiento máximo de un transformador, no depende de la relación de pérdidas, sino del producto de las mismas y además del $\cos \varphi_2$. La variación del η_{Max} en función de dicho producto puede verse en la siguiente Figura 30:

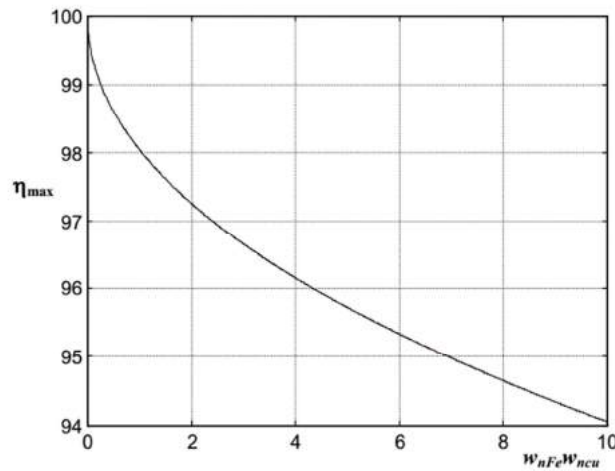


Figura 30: Variación del rendimiento de función de la distribución de las pérdidas

El hecho de que el rendimiento máximo ocurre a plena carga, cuando las pérdidas relativas nominales porcentuales sean iguales en el hierro y en el cobre, induce al concepto erróneo de que el transformador estará mejor diseñado cuanto más se aproxime el diseño a dicha igualdad en las condiciones de plena carga o de carga más frecuente.

Si las pérdidas totales son fijadas en un determinado valor a efectos de aumentar el valor de máximo rendimiento debemos apartarnos de la relación $k_c = 1$

Si se mantiene la suma de las pérdidas constante se observa que:

- Aumentando las pérdidas en el hierro frente a las del cobre, k_η aumenta: el rendimiento máximo aumenta y tiene lugar en sobrecarga, lo que no es aceptable ya que este estado solo se da con poca frecuencia.
- Aumentando las pérdidas en el cobre frente a las del hierro, k_η disminuye: η_{Max} tiene lugar a carga reducida y el rendimiento máximo aumenta mas. En este caso además de ser un caso más frecuente, el rendimiento máximo aumenta en mayor medida que cargando las pérdidas en el hierro. Además la curva de rendimiento se desplaza hacia arriba, y en carga nominal si bien cae, existe una compensación.

Un transformador bien diseñado y de buena calidad, debe tener una relación de pérdidas menor que 1 resultado de aumentar las pérdidas en el cobre, frente a las del hierro. Mientras más baja sea la relación de pérdidas mejor resulta el transformador, la limitación está dada por la disipación térmica posible de los bobinados, y la clase de aislación empleada. Si bien a plena carga o en sobrecarga el rendimiento será menor que este rendimiento máximo obtenido, la caída del rendimiento resulta pequeña en esta zona y está

compensada por el aumento del rendimiento máximo obtenido. Por otra parte el rendimiento a plena carga (nominal) queda fijado una vez que fijamos las pérdidas nominales totales del transformador.

- No es recomendable, al fijar las especificaciones de pedido de un transformador fijar el límite máximo de las pérdidas en el cobre nominales y el límite máximo de las pérdidas en el hierro nominales. Lo correcto es fijar las pérdidas totales nominales (rendimiento a plena carga) y la relación de pérdidas.
- El rendimiento estará siempre por encima del de PC en tanto mayor extensión cuanto menor sea la relación de pérdidas. Si el fabricante puede disminuir la relación de pérdidas aumentando las pérdidas en el cobre y conservando las pérdidas totales, el transformador así diseñado debe considerarse de mejor calidad en su rendimiento.

Como dato orientativo, la relación de pérdidas para transformadores de distribución para transformadores de más de 100 kVA debería estar en el orden de 0.2 es decir una relación de pérdidas de $1/5$. Para potencias menores de 10 kVA podría estar en $1/2 = 0.5$.

4. Transformadores trifásicos

Pueden realizarse las transformaciones trifásicas, mediante un conjunto de transformadores monofásicos en cuyo caso se denominan Bancos, o con un solo transformador trifásico especialmente construido. En el caso de Bancos de transformadores monofásicos, el circuito magnético es independiente para cada transformador, pero en el caso de transformadores trifásicos existe

un circuito magnético común, y el comportamiento respecto a los flujos homopolares o de tercer armónica, es diferente para un mismo tipo de conexionado eléctrico de sus devanados.



Figura 31: Clasificación de transformaciones trifásicas según el tipo de transformador

Al tratar con transformaciones trifásicas, se tiene que considerar dos definiciones:

4.1 Relación de transformación

En transformaciones trifásicas se define como la relación de tensiones de línea de entrada a las tensiones de línea de salida del Banco o transformador trifásico considerado

$$k = \frac{U_{1L}}{U_{2L}} \quad \text{relación de transformación del banco trifásico}$$

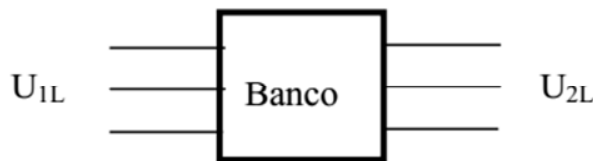


Figura 32: Banco trifásico

4.2 Relación de fase

Se define como el ángulo de atraso α de la Fem E_2 de BT respecto a la Fem E_1 de AT y se expresa mediante el índice horario.

Si suponemos ubicada la Fem de AT a las 12 en la esfera de un reloj ideal, la Fem de BT será siempre un múltiplo de 30° y caerá justamente sobre alguna hora del reloj. Entre cada hora existen 30° por lo que el índice horario se especifica mediante $\alpha / 30^\circ$:

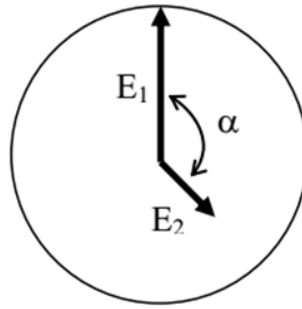


Figura 33: Relación de fase entre tensiones primaria y secundaria

Los índices horarios de los transformadores construidos están normalizados en los valores 0, 6, 5 y 11, lo que representa desfases de atraso 0° , 180° , 150° y 330° de las Fem de BT respecto a la AT.

4.3 Bancos de transformadores

Las transformaciones trifásicas elementales, pueden efectuarse mediante tres transformadores monofásicos iguales independientes, en cuyo caso se denomina Banco de Transformadores.

Los transformadores que componen un banco ideal deben ser idénticos para que cada transformador tome $1/3$ de la potencia de carga y que las tensiones secundarias estén equilibradas si lo están las tensiones primarias. Las condiciones que deben cumplir son las siguientes:

- las relaciones nominales de transformación k_n deben ser iguales
- Deben tener igual potencia aparente nominal S_n
- Las tensiones porcentuales de cortocircuito deben ser iguales para un reparto de carga adecuado

Las transformaciones trifásicas básicas pueden clasificarse como:

- Simétricas: Yy, Yd, Dy, Dd, Yz
- Asimétricas: Vv (triángulo abierto), Tt. Etc

A continuación se verán en detalle algunas de las conexiones más importantes:

Conexión estrella – estrella (Yy)

La Figura muestra tres transformadores monofásicos con sus primarios y secundarios conectados en estrella. En la práctica la conexión del neutro en AT se hace a tierra, y en los consumos de BT se lleva un conductor a la carga para obtener la tensión monofásica adecuada de 220 V 50 Hz en nuestro país).

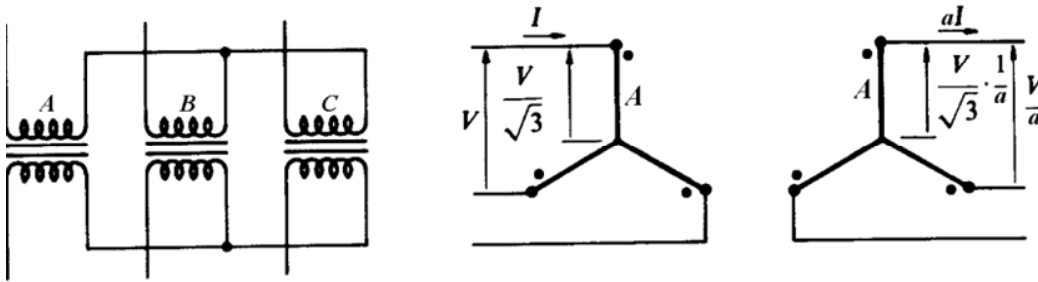


Figura 34: Conexión estrella-estrella (Yy)

La conexión del neutro entre el primario de los transformadores y la fuente, asegura un balance de las tensiones de fase ante desequilibrios de la carga, y proporciona una trayectoria para las componentes naturales de la tercera armónica en las corrientes de excitación.

La relación de transformación resulta a partir de la figura:

$$k = \frac{U}{\left(\frac{U}{a}\right)} = a$$

Conexión estrella - triángulo (Yd)

Las relaciones de tensiones y corrientes podemos verlas en la Figura:

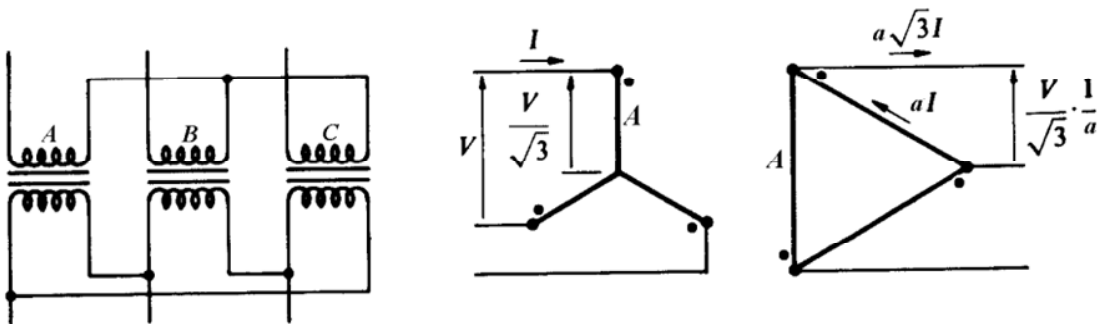


Figura 35: Conexión estrella-triángulo (Yd)

Esta conexión se utiliza en general para reducir la magnitud de alta tensión AT (p/ej 132 kV) a media tensión MT (13,2 kV). De esta forma el neutro de AT se puede poner a tierra. La relación de transformación, a partir de la figura resulta:

$$k = \frac{U}{\left(\frac{U}{\sqrt{3}a}\right)} = \sqrt{3} a$$

Conexión triángulo estrella (Dy)

Esta conexión se utiliza en general para reducir la tensión de MT (media tensión) a baja tensión, es decir en los sistemas de distribución en nuestro país se utilizan los transformadores alimentados en MT con 13200 V y reducen en BT a 400 V en vacío, con neutro que permite la alimentación de cargas monofásicas en 220V. La Figura 4 muestra las relaciones de tensiones y corrientes:

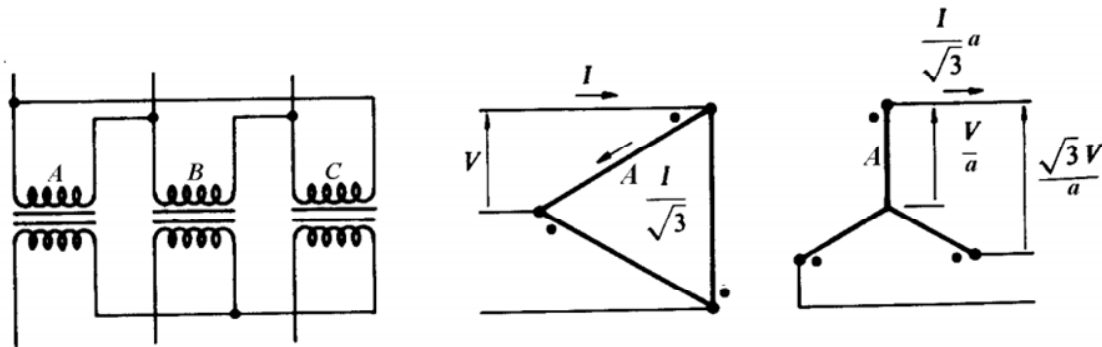


Figura 36: Conexión triángulo-estrella (Dy)

La relación de transformación resulta:

$$k = \frac{U}{\left(\frac{\sqrt{3}U}{a}\right)} = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Si los primarios están en triángulo y los secundarios en estrella, se puede aplicar cualquier carga desequilibrada sin desequilibrar las tensiones secundarias, excepto por las caídas en las impedancias equivalentes. La conexión Dyn es la más utilizada en la distribución final de la energía para proveer cargas monofásicas y trifásicas. En este caso la magnetización resulta natural pues las componentes armónicas impares de la corriente de magnetización pueden circular en el triángulo primario.

Conexión triángulo triángulo (Dd)

La conexión Dd tiene la ventaja que es la única que puede seguir suministrando energía trifásica con carga reducida, cuando se avería un transformador componente del banco y hay que sacarlo de servicio para su reparación, quedando entonces funcionando con conexión Vv. La Figura muestra las relaciones de corrientes:

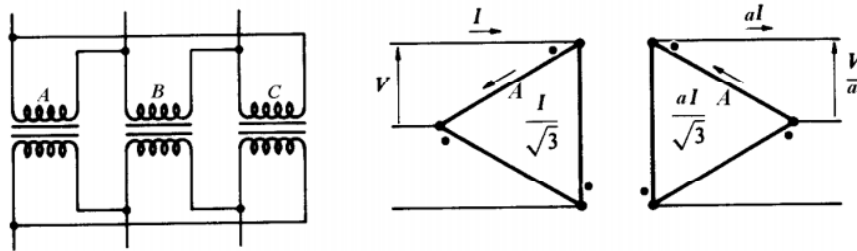


Figura 37: Conexión triángulo-triángulo (Dd)

$$k = \frac{U}{\left(\frac{U}{a}\right)} = a$$

Como se vio, cuando las conexiones del primario y secundario son iguales: (Dd o Yy) la relación del banco es igual a la relación de transformación de cada transformador a componente del mismo. Cuando las conexiones son diferentes: Yd o Dy la relación de transformación del banco se obtiene de multiplicar o dividir por $\sqrt{3}$ según corresponda, la relación de transformación a de un transformador componente.

4.4 Transformador trifásico

A continuación se muestra una vista frontal de un transformador trifásico de distribución típico:

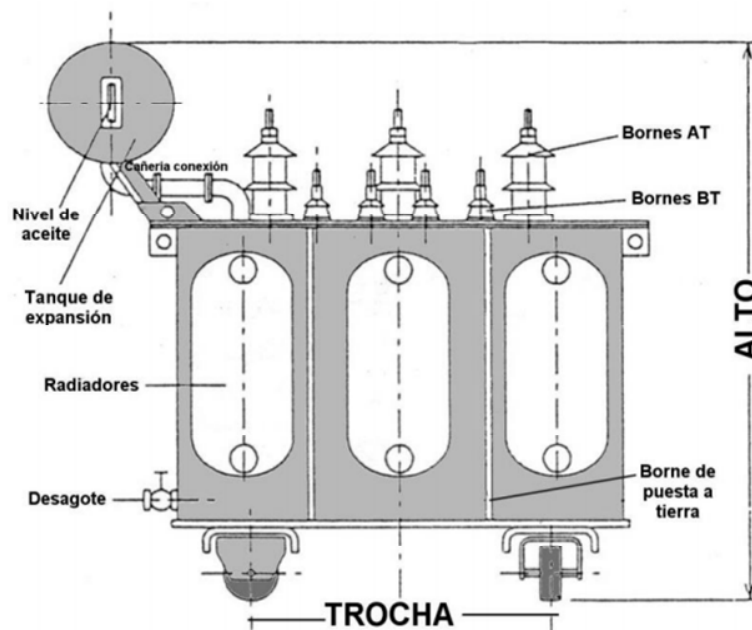


Figura 38: Transformador trifásico (distribución)

En la siguiente vista en planta, correspondiente al transformador de la figura anterior se aprecia la designación normalizada de los bornes: $U - V - W$ para el lado de AT y $u - v - w - 0$ para el lado de BT. El regulador de tensión manual (conmutador), del lado de AT modifica el número de espiras del primario, y con ello la relación de espiras, cuando es necesario mantener el nivel de tensión en la carga.

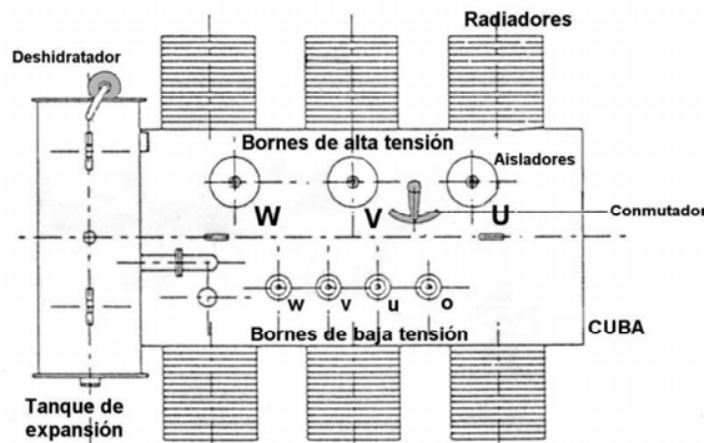


Figura 39: Vista en planta de transformador trifásico (Distribución)

Para compensar las fluctuaciones de la tensión producidas en las redes debidas a las variaciones de la carga, los arrollamientos de alta tensión de los transformadores de distribución se proveen de **tomas**, que se pueden ajustar en **bornes conmutables** (por ejemplo, en los transformadores secos) o mediante inversores (por ejemplo, en los transformadores provistos de líquido de refrigeración y aislamiento). La conexión central de un arrollamiento de los transformadores de distribución se denomina conexión principal.

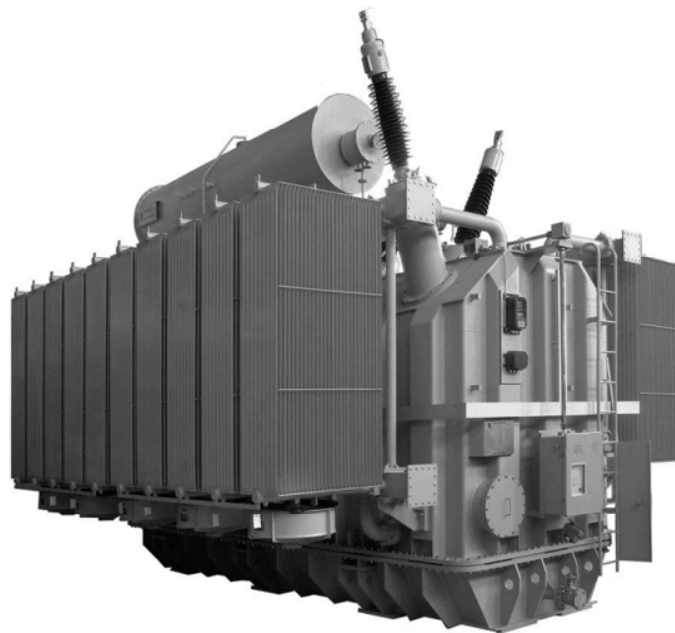


Figura 40: Transformador de potencia (alta tensión)

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
Desfase Áng. de B.T. en retardo)	Denominación (C.F.)	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A ₁
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A ₂
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A ₃
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C ₁
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C ₂
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C ₃
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B ₁
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B ₂
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B ₃
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D ₁
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D ₂
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D ₃

Figura 41: Conexiones normalizadas de transformadores trifásicos

4.5 Índices horarios4.5.1 Determinación de las conexiones

Para determinar las conexiones correspondientes a una dada cifra de hora hay dos caminos: el fácil es fijarse en una tabla y el otro, más largo pero mucho más genérico y que sirve para cualquier caso, es hacerlo razonadamente y paso a paso.

El problema se puede encarar de distintas formas, aunque en todos los casos se parte de los mismos principios; como son muchas las posibilidades conviene acotarlas y proceder en forma más bien automática.

A continuación se da un procedimiento que seguramente podrán seguir sin dificultades.

1) **Se dibujan los arrollamientos de cada fase del primario y del secundario**

Se colocan alineados los arrollamientos que están en la misma columna del transformador, por lo tanto al estar atravesados por el mismo flujo, las tensiones inducidas en los mismos, estarán en fase o a 180° , dependiendo de cómo se los considere. Para uniformar los dibujos se coloca arriba el lado de mayor tensión y se supone que los bornes homólogos están todos en los extremos superiores de los arrollamientos.

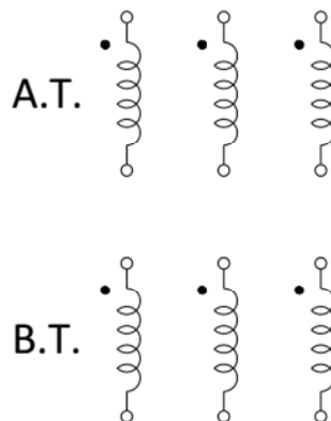


Figura 421: Ubicación de los arrollamientos.

2) **Se hacen las conexiones en el lado de mayor tensión**

Como el lado de alta tensión estará en estrella o en triángulo, se hacen las conexiones del mismo según corresponda.

A continuación se toma como ejemplo un transformador **triangulo-estrella con cifra de hora 11**, es decir Dy_{11} :

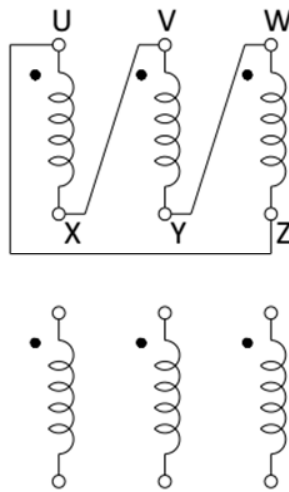


Figura 432: Conexión de los arrollamientos del lado de AT de un transformador Dy_{11} .

3) Se dibujan los triángulos de tensiones de línea

El triángulo de AT se toma como referencia y el de BT se lo gira, en sentido horario, el ángulo que corresponda de acuerdo a la cifra de hora, en este caso 330° .

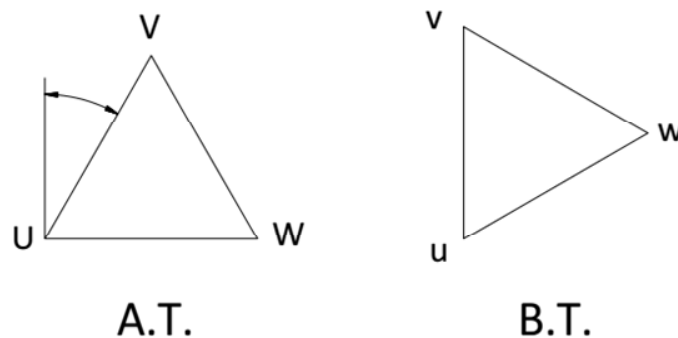


Figura 443: Triángulo de tensiones de línea para transformador Dy_{11} .

Para uniformizar los dibujos al triángulo de alta tensión se lo tomará siempre en esa posición. Para ubicar el triángulo de BT conviene girarlo sobre uno de sus vértices. Por ejemplo en este caso hay que hacer un giro de 330° positivos, es decir en sentido horario; o lo que es lo mismo un giro de 30° negativos es decir en sentido antihorario. Si al triángulo de alta tensión se lo supone girado alrededor del vértice U, 30° en sentido antihorario, el lado UV quedará vertical, lo que permite dibujar fácilmente el triángulo de baja tensión.

Es muy útil observar que por más que se gire un triángulo, y *sin sacarlo del plano del dibujo*, los vértices del mismo no cambiarán la secuencia: U – V – W (o: u – v – w) en sentido horario.

4) Se trazan las tensiones de fase

Cuando la conexión es en triángulo, los lados del mismo ya son las tensiones de fase, pero en los otros casos habrá que indicarlo, en este caso resulta:

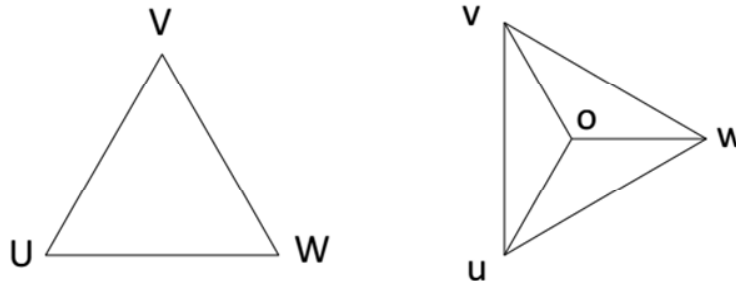


Figura 454: Trazado de las tensiones de fase para transformador Dy₁₁.

Si las cosas están bien hechas, las tensiones de fase de alta y baja habrán quedado paralelas, lo que significa que son producidas por el mismo flujo o sea que corresponden a arrollamientos sobre la misma columna del núcleo del transformador.

En el caso contrario habrá algún error de dibujo o las conexiones elegidas no pueden dar esa cifra de hora. Por ejemplo si se quisieran hacer las conexiones correspondientes a un transformador Dy0, las tensiones de fase no quedarían paralelas. A la conexión Dy le corresponde una cifra de hora impar.

5) Se establecen las correspondencias entre las tensiones de fase

Para establecer esa correspondencia hay que tener en cuenta que las tensiones de fase sean paralelas y tengan el mismo sentido, por ejemplo la tensión entre UV se corresponde con la tensión entre uo y no al revés (ou). Para este caso resulta:

Tensiones entre:	
<i>UV</i>	<i>uo</i>
<i>VW</i>	<i>vo</i>
<i>WU</i>	<i>wo</i>

6) Se hacen las conexiones en el lado de baja tensión

Teniendo en cuenta la correspondencia de tensiones de fase, establecida en la tabla anterior, se ubica cada una de las tensiones de fase en el lado de AT y en la misma columna y con el mismo sentido se encuentra la correspondiente tensión de fase en el lado de BT.

Por ejemplo la tensión UV está en la primera fase del lado de alta tensión y de arriba hacia abajo, entonces la correspondiente uo estará en la primera fase del lado de baja tensión y de arriba hacia abajo:

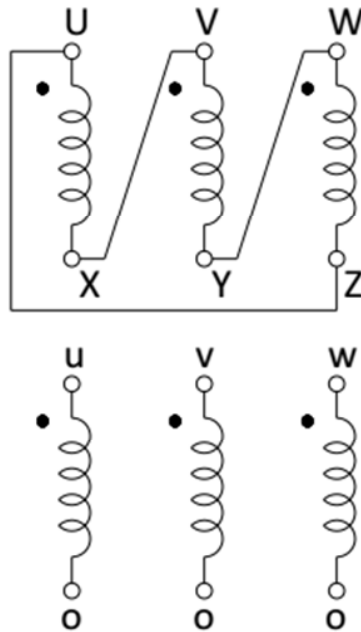


Figura 465: Ubicación de las tensiones para transformador Dy_{11} .

Uniando los extremos que poseen la misma denominación, quedan definidas las conexiones del lado de baja tensión, como expresa la siguiente figura:

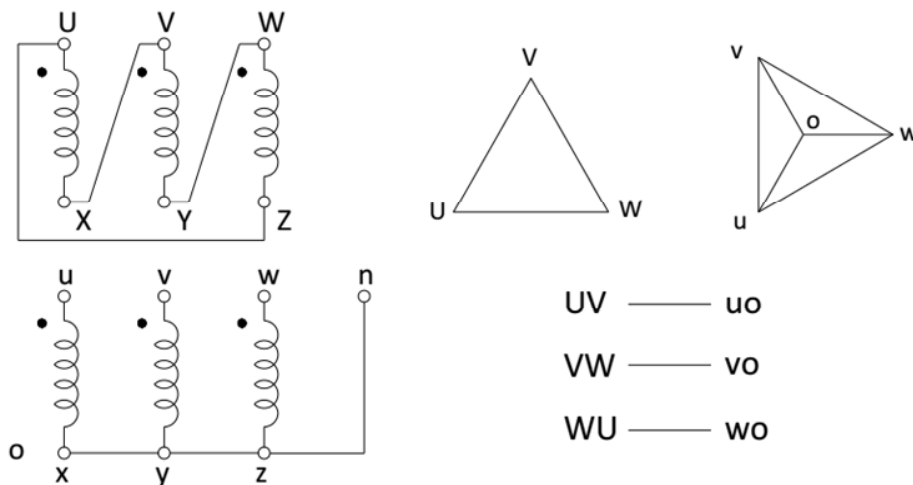


Figura 476: Ubicación definitiva de las tensiones para un transformador Dy_{11} .

Cuando las conexiones están bien hechas, los bornes con la misma letra del lado de alta y de baja tensión, quedan alineados; por lo menos así ocurre en los casos normalizados (y en algunos otros también), pero esta es solamente una condición necesaria, no suficiente

5. Funcionamiento en paralelo de transformadores de potencia

Se entiende el servicio en paralelo de transformadores, la forma de funcionamiento que se da cuando existen dos o más transformadores con sus devanados primarios conectados eléctricamente en paralelo entre sí, y además por otro lado, también están eléctricamente conectados en paralelo sus devanados secundarios entre sí.

Otra posibilidad de conexión, como por ejemplo los primarios conectados a sistemas de energía diferentes (centrales o generadores sincrónicos) cada uno de ellos y los secundarios conectados eléctricamente en paralelo, es en realidad en lo que hace a las condiciones para la conexión de sus secundarios, una sincronización de sistemas (paralelo de centrales o alternadores), cuyo análisis es diferente al analizado en este estudio donde está garantizado de antemano las fases y frecuencias de los voltajes primarios de entrada.

Por otra parte el caso de transformadores que toman energía con diferentes tensiones primarias de una misma fuente, pero con sus secundarios eléctricamente en paralelo es un caso especial de paralelo de transformadores donde evidentemente la relación de transformación nominal de ellos deberá ser diferente a efectos de tener iguales tensiones secundarias.

Cuando dos o más transformadores funcionan en paralelo toman energía de las barras del primario para entregar a la carga conectada a las barras colectoras comunes secundarias.

En sistemas interconectados el flujo de la energía puede invertirse, invirtiéndose entonces la designación de primario y secundario en los transformadores considerados.

En este trabajo se considera el acoplamiento en paralelo de los primarios a un mismo nivel de tensión, y el acoplamiento en paralelo de los secundarios también a un mismo nivel de tensión en general diferente del primario.

Para realizar la conexión en paralelo, es necesario satisfacer **condiciones de funcionamiento** muy definidas cuyo objetivo es cumplir con **tres condiciones ideales**:

- Al unir los bornes secundarios y sin que exista carga conectada a ellos, los transformadores solo deben tomar su corriente de vacío. Esto implica que no deben existir corrientes secundarias si no existe carga
- A efectos de obtener el máximo aprovechamiento de los transformadores en carga, las corrientes que aporte a la carga cada uno de ellos, debería ser la nominal.
- Para una corriente de carga dada, las corrientes que aportan cada uno de los transformadores deben estar en fase con la corriente de carga a efectos de que sus magnitudes sean mínimas para dicha demanda.

Para lograr los objetivos mencionados, las **condiciones a cumplir** para poder realizar la conexión en paralelo de los devanados secundarios son las siguientes:

- Los bornes a unir deben tener la misma polaridad
- Las relaciones nominales de transformación K_n deben ser iguales
- Las tensiones nominales porcentuales de cortocircuito $u_{zn}\%$ deben ser iguales
- Compatibilidad de los grupos de conexión
- Igualdad de las secuencias de las tensiones secundarias

Existen dos condiciones que no son imprescindibles pero son convenientes:

- Las componentes de la tensión porcentual nominal de cortocircuito deben ser iguales
- Las potencias aparentes nominales S_n no deben diferir en mas de 3 a 1.

Análisis de las diferentes condiciones:

- **Los bornes a unir deben tener la misma polaridad**

Esta condición es elemental y nos dice que las tensiones instantáneas entre bornes secundarios a

unir deben ser iguales y estar en oposición a efectos que no circule corriente entre los transformadores

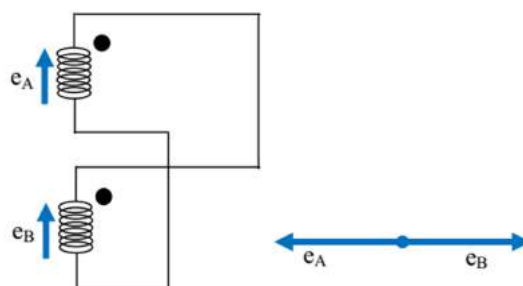


Tabla 2: Conexión de los devanados en paralelo

- **Las relaciones nominales de transformación K_n deben ser iguales.**

Esta condición es necesaria para evitar que existan corrientes de circulación entre transformadores, con la misma tensión primaria de los transformadores, tengamos iguales tensiones secundarias de vacío. Cuando las tensiones primarias difieran las relaciones de transformación deben ser tales que las tensiones secundarias en vacío sean iguales. (Las normas establecen que si existen tomas de regulación

de tensión, los márgenes nominales de ajuste deben ser iguales con una tolerancia de $\pm 0.5\%$ o $1/10$ de la tensión nominal de cortocircuito u_{zn})

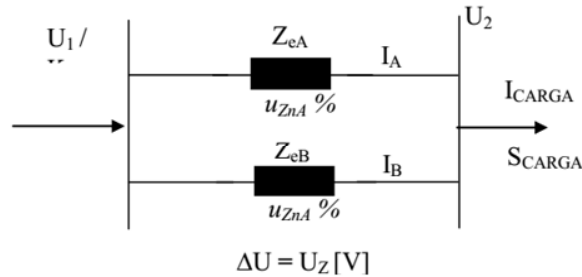


Tabla 3: Paralelo de transformadores con impedancias e cortocircuito Z_{eA} y Z_{eB}

Considerando el esquema de la figura la caída $\Delta U = U_Z [V]$ de todos los transformadores en paralelo es la misma:

$$\Delta U = I_A Z_{eA} = I_B Z_{eB} \rightarrow \frac{I_A}{I_B} = \frac{Z_{eB}}{Z_{eA}}$$

A partir de la igualdad de las impedancias de cortocircuito, de sus componentes y de las relaciones de transformación, se tendrá que $Z_{eA} = Z_{eB}$ con lo cual $I_A = I_B$ y por lo tanto no existirá una corriente de circulación permanente entre ambos transformadores que afecte el rendimiento del sistema.

▪ **Las componentes de la tensión porcentual nominal de cortocircuito deben ser iguales**

Esta condición se debe cumplir a efectos de tener las corrientes que aporta cada transformador en fase. Si los triángulos de cortocircuito no coinciden las corrientes de los transformadores no estarán en fase y su suma será vectorial, siendo la capacidad usada en la carga menor que la de la suma de los transformadores. De las ecuaciones anteriores deben ser las relaciones R_e / X_e iguales.

▪ **Compatibilidad de los grupos de conexión**

- Son compatibles todos los transformadores que pertenecen al mismo grupo de conexión, es decir que tienen el mismo índice horario.
- Tienen compatibilidad relativa los montajes con desfases de 180° :
- Grupo 0 y 6: Se hacen compatibles cambiando el conexionado interno
- Grupo 5 y 11: Se hacen compatibles cambiando el conexionado interno y además la secuencia
- Son Incompatibles los montajes del grupo 0 o 6 con el grupo 5 o 11

- **Las potencias aparentes nominales S_n no deben diferir en más de 3 a 1**

Esta última condición es orientativa y poco rigurosa, surge de consideraciones prácticas: Está relacionada con la igualdad de las componentes de las tensiones nominales porcentuales de cortocircuito, ya que en transformadores de diferente potencia los triángulos de cortocircuito pueden diferir considerablemente. Además de existir una corriente de circulación entre transformadores, el valor porcentual de esta se hace significativo en el transformador de menor potencia.

- **Igualación de las tensiones nominales porcentuales de cortocircuito**

Cuando las tensiones nominales de cortocircuito difieren, como vimos el reparto de carga no es el adecuado, y es inadmisibles según las normas si difieren en mas del 10%.

Para poner en paralelo transformadores de diferentes tensiones nominales porcentuales de cortocircuito, se deben igualar, mediante el empleo de inductancias conectadas en serie con el transformador de menor tensión de CC a efectos de igualar las $u_{zn}\%$.

Esta solución solo iguala las $u_{zn}\%$ pero en general las componentes de las tensiones nominales de CC resultan diferentes lo que lleva a que las corrientes de cada unidad no estén en fase entre si y con la carga, lo que idealmente no es lo adecuado pero es la solución mas aceptable a considerar.

Para calcular el valor de la inductancia exterior a conectar en serie al transformador de menor $u_{zn}\%$, consideremos dos transformadores A y B en paralelo cuyos triángulos de CC son mostrados en la figura:

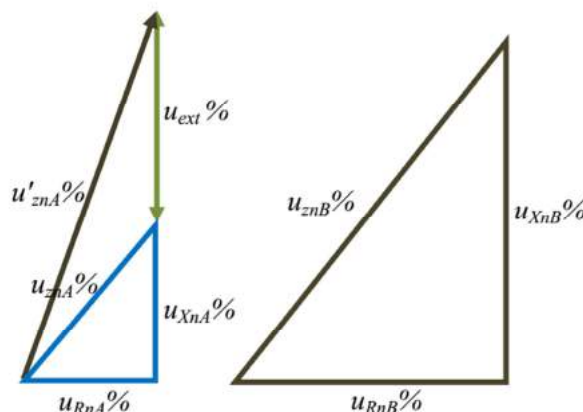


Figura 48: Igualación de las tensiones nominales porcentuales de cortocircuito mediante la inserción de una reactancia

6. Autotransformador

Un autotransformador consiste en un devanado arrollado sobre un núcleo y con una toma intermedia que puede ser modificable. Es un tipo especial de transformador, que tiene un devanado común al lado primario y secundario. A efectos del análisis consideremos un autotransformador reductor con polaridades aditivas y cuyo esquema se muestra en la figura y donde se denomina:

- N_1 Número de espiras del devanado serie
- N_2 Número de espiras del devanado derivación
- $N_1 + N_2$ Número de espiras total del primario del autotransformador
- k_{auto} Relación de transformación del autotransformador
- x_1 Reactancia de dispersión del devanado serie
- x_3 Reactancia de dispersión del devanado excitación
- I_1 Corriente del devanado serie (entrada)
- I_2 Corriente de carga
- I_3 Corriente en el devanado derivación (común)

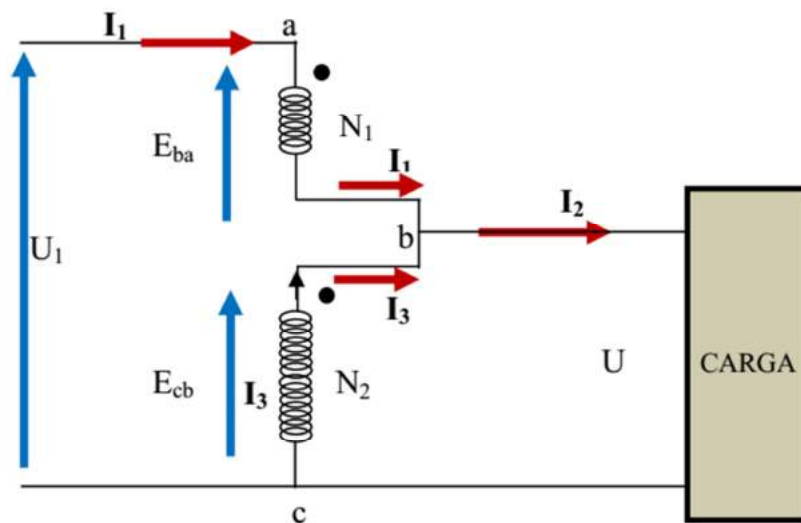


Figura 498: Esquema simplificado de un autotransformador reductor

Se define además:

$$a = \frac{N_1}{N_2}$$

relación de espiras como transformador (devanado serie al derivación)

$$k_{auto} = \frac{N_1 + N_2}{N_2} = a + 1$$

relación de espiras como autotransformador

La ecuación de equilibrio de las fuerzas magnetomotrices en carga es:

$$N_1 I_0 = N_1 I_1 + N_2 I_3$$

Considerando despreciable la corriente de vacío para simplificar el análisis, se obtiene:

$$N_1 I_1 + N_2 I_3 = 0$$

De donde se deduce la relación entre la corriente del devanado serie a la corriente en el devanado derivación (primario-secundario como transformador):

$$I_1 = -\frac{I_3}{a}$$

En el primario I_1 es en parte debida al efecto de la corriente secundaria I_3 producida por acción transformatriz entre el primario y secundario del transformador. Su signo se toma positivo por ser entrante, siendo la energía absorbida $U_1 I_1$ positiva. Sin embargo I_1 en la carga es negativa al igual que I_3 por ser salientes, están en fase y tienen la misma dirección sumándose para dar I_2 negativa en la carga, siendo la energía entregada en la carga $U_2 I_2 = U_2 (I_1 + I_3)$ negativa.

Como se ve I_1 e I_3 están en oposición de fase y difieren en magnitud. La relación entre la corriente del devanado serie y en la carga podemos obtenerla haciendo el balance de potencias aparentes entrante y saliente, considerando pérdidas nulas $U_1 I_1 = -U_2 I_2$

Resulta

$$\frac{U_1}{U_2} = k_{auto} = -\frac{I_2}{I_1}$$

$$I_1 = -\frac{I_2}{k_{auto}}$$

De donde se deduce que también están en oposición de fase la corriente del devanado serie y la de carga. Por otra parte la relación entre la corriente del devanado derivación y la de carga la podemos obtener de la dos anteriores eliminando I_1 :

$$\frac{I_3}{a} = \frac{I_2}{k_{auto}}$$

Como $a = k_{auto} - 1$

$$I_3 = \frac{k_{auto} - 1}{k_{auto}} I_2$$

La ecuación anterior muestra que la corriente en la carga y el devanado derivación están en fase. A partir de este razonamiento, es posible obtener el diagrama fasorial simplificado, donde se desprecia la corriente de vacío y caídas en las impedancias de dispersión:

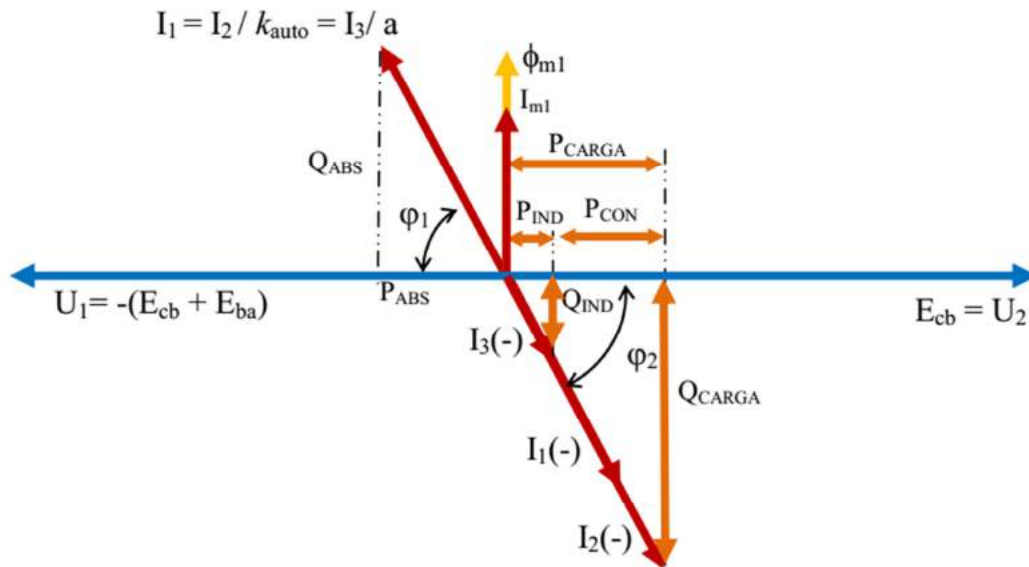


Figura 49: Diagrama fasorial simplificado del autotransformador

6.1 Transferencia de Potencias

La potencia en la carga es

$$U_2 I_2 = U_2 (I_1 + I_3) = U_2 I_1 + U_2 I_3$$

Existen dos componentes de la potencia aparente, el primer sumando es la potencia conductiva y es la potencia que pasa directamente a la carga a través del devanado serie; el segundo sumando es la potencia inductiva que es aportada por el devanado derivación recibiendo energía por acción transformatriz con el devanado serie.

La magnitud de cada una de estas componentes es una función de la relación de transformación del autotransformador, o visto de otra manera, dependerá de la relación de N_1 y N_2 es decir de la relación de espiras como transformador.

La relación entre la potencia aparente conductiva y la potencia aparente total en la carga es:

$$\frac{S_{cond}}{S} = \frac{U_2 I_1}{U_2 I_2} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{k_{auto}}$$

La relación entre la potencia aparente inductiva y la potencia aparente total en la carga es:

$$\frac{S_{ind}}{S} = \frac{U_2 I_3}{U_2 I_2} = \frac{I_2 - I_1}{I_2} = 1 - \frac{1}{k_{auto}}$$

Graficando estas relaciones en función de k_{auto} se obtiene:

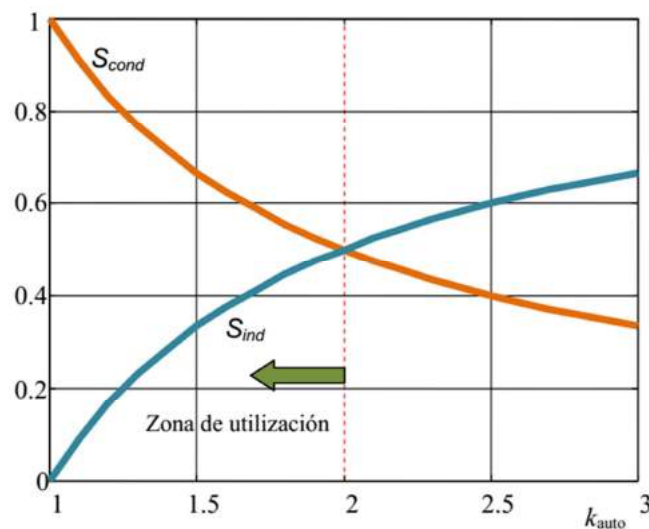


Figura 50: Potencia conductiva e inductiva en función de k_{auto}

En la figura se aprecia claramente como para valores de la relación de transformación del autotransformador k_{Auto} tendiendo a 1, la potencia conductiva se hace muy grande, mientras que la potencia inductiva que es la que realmente transforma, es baja. Esto implica que puede alimentar cargas mucho mayores que la fijada por la potencia nominal de sus devanados.

Debido a que el devanado derivación es común para la alta y baja tensión, mientras que en un transformador común requeriríamos de un devanado adicional para la baja tensión, la cantidad de cobre que se ahorra es la correspondiente al del devanado derivación. El autotransformador resulta más económico que el transformador de dos arrollamientos independientes de la misma potencia admisible.

Cuando k_{auto} tiende a 1, el número de espiras del devanado serie N_1 tiende a cero, por lo que el ahorro de cobre es mayor. Si $k_{auto} = 1$ entonces $N_1 = 0$ y en este límite tenemos una bobina en paralelo con la carga dejando de tener sentido la extrapolación.

Para un valor de $k_{auto}=2$ las potencias conductiva e inductiva se igualan. Por arriba de 2 la potencia inductiva es mayor que la inductiva por lo que se pierde la ventaja del autotransformador frente al transformador. La relación de potencia admisible de un autotransformador es:

$$S_{Auto} = U_1 I_1 = U_2 I_2$$

La potencia que se le podría sacar como transformador viene dada por la siguiente ecuación:

$$S_{tr} = U_2 I_3 = U_2 (I_2 - I_1)$$

Haciendo el cociente:

$$\frac{S_{Auto}}{S_{tr}} = \frac{U_2 I_2}{U_2 (I_2 - I_1)} = \frac{1}{1 - k_{auto}}$$

Graficando la relación anterior:

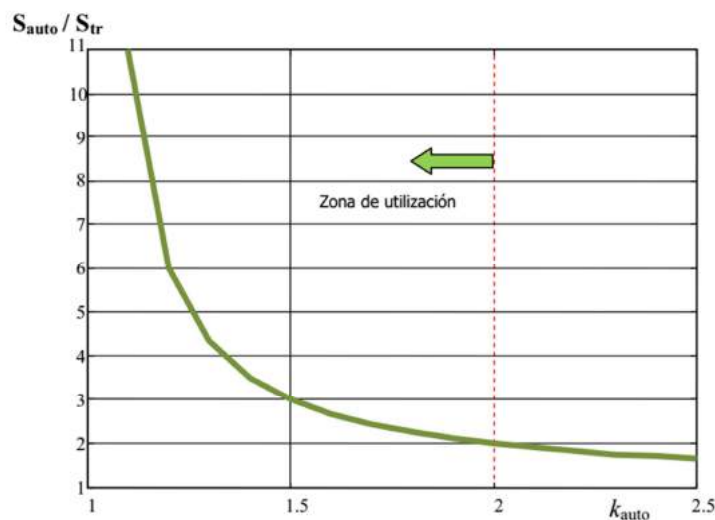


Figura 51: S_{auto} / S_{tr} en función de k_{auto}

Como se aprecia en la figura, la potencia aparente como autotransformador para $k_{auto} = 2$ es el doble y para valores tendiendo a 1 se hace mayor que 10 veces la potencia aparente que puede obtenerse de un transformador equivalente. Es evidente por todo lo expresado que el campo de aplicación del autotransformador está en general para valores de $k_{auto} < 2$.

6.2 Aplicaciones y características del autotransformador frente al transformador

Resumiendo, las ventajas del autotransformador son:

- Menor tamaño y peso frente a un transformador de la misma capacidad
- Baja regulación de tensión debido a su baja impedancia equivalente
- Buen rendimiento
- Menor costo (menos material)
- Menor tamaño (menos material)
- Mayor rendimiento (menor flujo disperso y menor corriente)
- Menor caída de tensión en carga ($Z_{eqUiv. Chica}$)
- Menor corriente de vacío (Z_0 grande)

Como desventajas tiene una elevada corriente de cortocircuito debido a su reducida impedancia equivalente (si p.ej. $k_{auto} = 1.5$ la figura muestra que los parámetros z_3 y x_{l3} se reducen al valor $(k_{auto} - 1)^2 = 0.25$ es decir al 25%), lo que lleva a elevados esfuerzos electrodinámicos.

Desventajas:

- Como Z_{equiv} pequeño tendrá mayor corriente de cortocircuito
- El secundario se halla conectado eléctricamente al primario.

Una desventaja es el peligro del corte de una espira, lo que produciría que el secundario quede sometido a la tensión del primario.

Las aplicaciones más comunes son

- Transformador de salida continuamente variable en laboratorios de ensayos (VARIAC)
- Reguladores motorizados de voltaje, para arranque de motores de corriente alterna
- Interconexión en sistemas de potencia (por ejemplo una red de 220 kV con una red de 110 kV.), es decir con una relación de tensiones de aproximadamente 2 o menor.

7. Algunos aspectos constructivos de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia pueden ser implementados en dos forma principales:

- Núcleo y devanados sumergidos en aceite , dentro de una cuba contenedora (baño de aceite)
- Núcleo y devanados encapsulados en resina epoxi (Seco)

Según el modo como circule el medio refrigerante se utilizan los siguientes símbolos:

Natural	N
Forzado	F
Dirigido para el caso particular de aceite	D

Tabla 4: Códigos normalizadas según modo de circulación del refrigerante

Según el medio de refrigeración se identifica con una letra de acuerdo a la siguiente tabla:

Aceite mineral o líquido aislante sintético inflamable	O
Líquido aislante sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
Aislante sólido	S

Tabla 5: Códigos normalizados según el medio de refrigeración

La sobreelevación de temperatura es la diferencia entre la temperatura en distintas partes de la máquina y la temperatura ambiente (30°C), y no debe superar:

Parte de la máquina	Máxima sobreelevación de temperatura (°C)
Arrollamientos: (valor medio medido por variación de resistencia).	65 cuando la circulación del aceite es natural o forzada pero no dirigida. 70 cuando es forzada y dirigida-
Temperatura máxima del aceite (próximo a la tapa): Medida con termómetro	60 cuando el transformador tiene tanque conservador o es hermético. 55 cuando no tiene tanque conservador ni es hermético
Núcleo, partes metálicas y materiales magnéticos	La temperatura no debe alcanzar, en ninguna parte, valores que dañen el núcleo, el aceite y los arrollamientos.

Tabla 6: Máxima sobreelevación de temperatura según componente del transformador en baño de aceite (IEC 726-2, IRAM CEA F 20-99)

Para transformadores secos:

Parte de la máquina	Modo de refrigeración	Clase de aislación	Máxima temperatura (°C)
Arrollamientos: (valor medio medido por variación de resistencia)	Aire, natural o forzado	A E B F H	105 120 130 155 180
Núcleo y otras partes situadas: a) Próximo a los arrollamientos b) No próximo a los arrollamientos	Todos los tipos	-----	a) Como para los arrollamientos b) No puede alcanzar un valor que dañe el núcleo y materiales adyacentes

Tabla 7: Máxima sobrelevación de temperatura según componente, para transformadores secos (IEC 726, IRAM 2180)

7.1 Clases de aislación

Las temperaturas límites que pueden tolerar los arrollamientos, según Normas IRAM, se indican en la Tabla siguiente, válida exclusivamente para transformadores:

Aislación	Temperaturas límites en °C				
	Clase A	Clase E	Clase B	Clase F	Clase H
Bobinados en aire (Medidos por Resistencia)	60	75	80	100	125
Bobinados en aceite (Medidos por Resistencia)	65	-----	-----	-----	-----

Tabla 8: Clases de aislación y temperaturas límites para transformadores

7.2 Sistema de refrigeración

La denominación y características de los sistemas de refrigeración más empleados en transformadores sumergidos en aceite, se resumen en la siguiente tabla, de acuerdo a la Norma IRAM CEA F 20-99:

Denominación	Función
ONAN (Oil Natural circulation Air Natural circulation)	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire en los radiadores
ONAF (Oil Natural circulation Air Forced circulation)	Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada de aire a través de los radiadores
OFAF (Oil Forced circulation Air Forced circulation)	Refrigeración mediante circulación forzada del aceite (bombas hacia los radiadores) y circulación forzada de aire a través de los radiadores
ODAF (Oil forced circulation Directed Air Forced circulation)	Circulación forzada y dirigida del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores y elementos de direccionamiento en el interior del transformador hacia los canales de aceite) y circulación forzada de aire a través de los radiadores.

Tabla 9: Sistemas de refrigeración posibles para un transformador (IRAM CEA F 20-99)

7.3 Porcentaje del Método de Refrigeración

Debe notarse que si el transformador tiene diferentes modos de refrigeración, a cada uno le corresponde una potencia y la potencia nominal corresponde a la de mayor disipación.

- Ej.: ONAN (70%) - ONAF (100%)

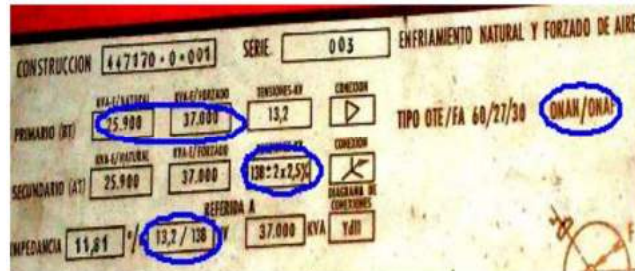


Figura 51: Porcentaje del método de refrigeración

7.4 Capacidad de sobrecarga

Un transformador construido para servicio permanente puede suministrar por tiempo indefinido su potencia nominal. No obstante, si se lo somete a servicio temporario, es posible obtener de él potencias superiores a la nominal, sin perjuicio para el transformador. Si esta máquina es obligada a suministrar una potencia superior, la sobre elevación de temperatura será mayor, motivo por el cual el tiempo de permanencia de dicha sobrecarga será menor, y tanto menor cuanto mayor sea la sobrecarga. Lo anterior se observa en la figura siguiente, donde las diversas curvas de sobre elevación, correspondientes a potencias de trabajo superiores a la nominal, pertenecen todas a la misma máquina eléctrica.

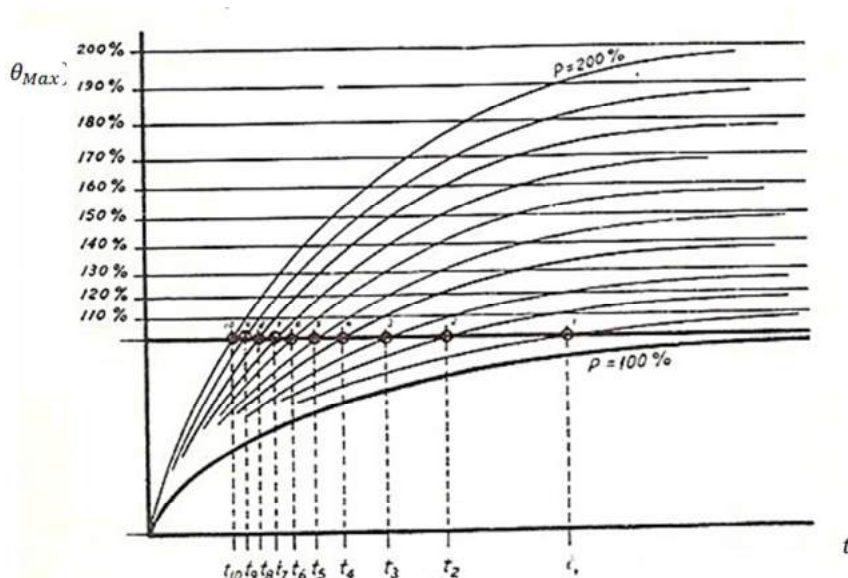


Figura 52: Tiempos máximos de utilización en función del porcentaje de sobrecarga del transformador

8. Importancia de los transformadores en los sistemas de potencia

Los primeros sistemas de potencia para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a gran escala fueron implementados a finales del siglo XIX, en forma de sistemas de corriente continua. Este sistema de potencia generó y transmitió potencia a bajas tensiones y altas corrientes. Estas altas corrientes ocasionaban enormes caídas de tensión y pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo bastante el área de servicio de las estaciones de generación. El hecho de no poder transmitir potencias a centros de carga lejanos implicaba que las centrales de generación sean de baja capacidad, y por lo tanto, relativamente ineficientes.

La invención del transformador y el desarrollo simultáneo de fuentes de potencia alterna eliminaron las restricciones referentes al rango y el nivel de los sistemas de potencia. Como un transformador convierte los niveles de tensión alterna sin afectar (idealmente) la potencia transmitida, debe disminuir la corriente para mantener constante a la potencia. De esta forma, la potencia eléctrica generada en forma alterna en una ubicación determinada (generalmente en sitios lejanos a los centros de carga) se eleva su tensión con fin de transmitir dicha potencia a largas distancias con muy bajas pérdidas en la transmisión, y luego se reduce nuevamente para dejarlo en un nivel razonable para su utilización final. Dado que las pérdidas de transmisión en una línea de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente, elevando con transformadores la tensión de transmisión en un factor de 10 (y por lo tanto, reduciendo a la corriente en el mismo factor) las pérdidas de transmisión se reducirían en un factor de 100, optimizando en forma significativa al rendimiento del sistema de potencia en su conjunto.

En los sistemas de potencia actuales, la potencia eléctrica es generada en centrales generadoras (típicamente utilizando máquinas eléctricas denominadas “generadores sincrónicos”) en niveles de tensión desde 13.2 a 33 kV. Los transformadores denominados “elevadores” en la central generadora elevan la tensión hasta niveles entre 132 kV y 500 kV. La energía es transmitida por las largas líneas de transmisión hasta el centro de carga, donde transformadores reductores bajan el nivel de tensión nuevamente hasta un nivel de distribución (13.2 a 33 kV) y finalmente existe una etapa de distribución local, donde transformadores locales distribuidos en distintos puntos de una ciudad bajan el nivel de tensión a 380/220 V.

9. Transformadores de MEDICIÓN

Se denominan transformadores de medición a los que se utilizan para la alimentación de circuitos de instrumentos de medición. Su aplicación se basa en la relación entre la intensidad (o tensión) en el arrollamiento secundario y la intensidad (o tensión) en el arrollamiento primario. Es decir, los transformadores de medida son transformadores que convierten corrientes y tensiones, de manera proporcional y en fase, en corrientes y tensiones medibles y normalizadas.

Interesa que todos los valores en condiciones normales a través del TI se tengan en la medición. En condiciones de falla (cortocircuito) no debe reflejar corriente, es decir, debe saturarse porque se quemarían los instrumentos

Los **Transformadores de Medición** sirven para:

- ✓ Permiten medir altas tensiones y altas intensidades con instrumentos de bajo alcance (valores normalizados).
- ✓ Separan eléctricamente del circuito controlado (a medir) los instrumentos de medición, lo que permite efectuar mediciones en los circuitos de alta tensión con los instrumentos de baja tensión.
- ✓ Hacen posible la ubicación de los instrumentos a distancia (medición por telecontrol), lo que posibilita eliminar la influencia de campos magnéticos externos en el funcionamiento de instrumentos, aumentando la seguridad del personal y permitiendo la colocación de instrumentos en lugares convenientes (tableros).
- ✓ Ellos pueden alimentar instrumentos de medición (amperímetros, bobinas amperométrica de vatímetros, cofímetros, etc.), contadores y/o relés de protección. Además, las instalaciones de medición y/o protección conectadas están aisladas de los elementos de la planta bajo tensión.

9.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente están contruidos para convertir la corriente primaria asignada (I_{asig}) que circula por el arrollamiento primario, en una magnitud medible en el secundario (I_{sec}). Los aparatos secundarios se conectan en serie.

Por peligro de sobretensión en los bornes secundarios, **el arrollamiento secundario nunca debe dejarse abierto**. Los transformadores de corriente pueden ser equipados con más de un arrollamiento secundario (múltiple alcance). Los núcleos correspondientes están separados de manera magnética y pueden ser provistos de diferentes datos características para medida y/o protección.

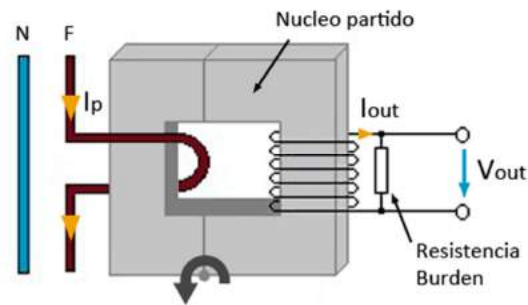


Figura 53: Principio de funcionamiento del Transformador de intensidad: efecto Hall.

Funcionamiento

Los transformadores de corriente transforman proporcionalmente y en fase, la corriente de alto valor en corriente medible. Estos transformadores tienen uno o varios núcleos ferromagnéticos en ferrosilicio o ferroniquel. El arrollamiento secundario (W_2) está arrollado simétricamente sobre el núcleo. Con ello se causa un intenso acoplamiento magnético del arrollamiento primario sobre el arrollamiento secundario.

Los instrumentos que son amperímetro o bobina amperométrica de vatímetros, medidores de energía o cofímetros, se caracterizan por su **muy baja impedancia**, por lo que se produce el efecto del *cortocircuito de arrollamientos secundario del transformador*. Los flujos magnéticos de ambos arrollamientos son casi iguales y tienen sentidos opuestos, de modo que durante el funcionamiento, existe solamente un flujo magnético resultante ($\phi_r = \phi_1 - \phi_2$) muy pequeño. Este flujo resultante origina en el núcleo del transformador una inducción magnética B de bajo valor, suficiente para generar en el secundario una fuerza electromotriz E_2 que mantiene la intensidad que se mide. En el caso de abrir el circuito secundario (al desconectar el amperímetro), la intensidad de corriente primaria (I_1) actuaría en su totalidad como corriente magnetizante, lo que originaría una inducción magnética (B) en el núcleo de alto valor, en consecuencia subirán las pérdidas en el hierro y el transformador se calentará por exceso. Por consecuencia de ello siempre se debe tener la precaución de NO DESCONECTAR el instrumento antes de cortocircuitar el secundario y también tener conectado a tierra el secundario y el núcleo del transformador.

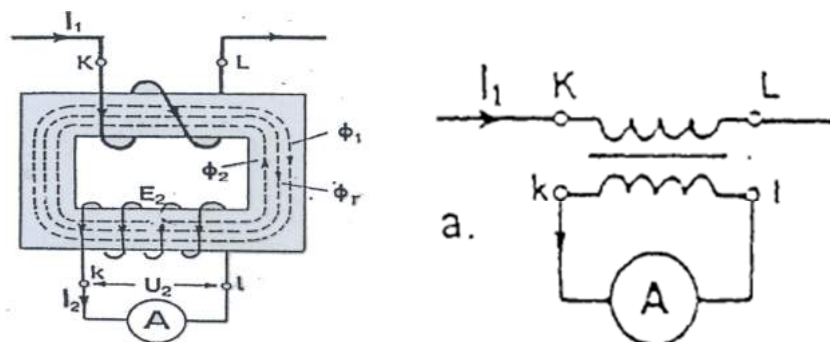


Figura 54: Principio de funcionamiento del Transformador de intensidad: simbología típica.

Repasando, *el T.I. tiene entonces las características de un transformador monofásico en condiciones de ensayo en cortocircuito*, a causa de su baja impedancia, y esto es lo que caracteriza a este tipo de instrumentos de medición.

La **intensidad nominal secundaria** está **normalizada en 1 o 5 [A]**.

El número de espiras del arrollamiento secundario (N_2), depende de la relación entre la corriente primaria (I_1) y la corriente secundaria (I_2), mediante el factor K_i conocido como **Relación de Transformación de Intensidad**:

$$K_i = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Es obligatorio conectar a tierra los núcleos de hierro y el arrollamiento secundario. Dependiente de la corriente asignada primaria y la corriente térmica de corta duración asignada (I_{th}) el arrollamiento primario (W_1) está formado por varias espiras o una sola (conductor primario). La corriente primaria asignada circula por el arrollamiento primario y corresponde al potencial determinado por el juego de barras.

El **Factor de Sobrecarga o Coeficiente de Sobreintensidad (n)** es un número que indica el múltiplo de la corriente nominal primaria, que, debido a la saturación del núcleo, origina un error de intensidad del 10%, con la carga secundaria de conexión nominal. En el ejemplo del siguiente gráfico, se puede apreciar que con una corriente primaria (I_1) 20 veces mayor que la nominal, la corriente secundaria (I_2) es 10% menor de su valor nominal. En este caso el factor de sobrecarga es $n=20$.

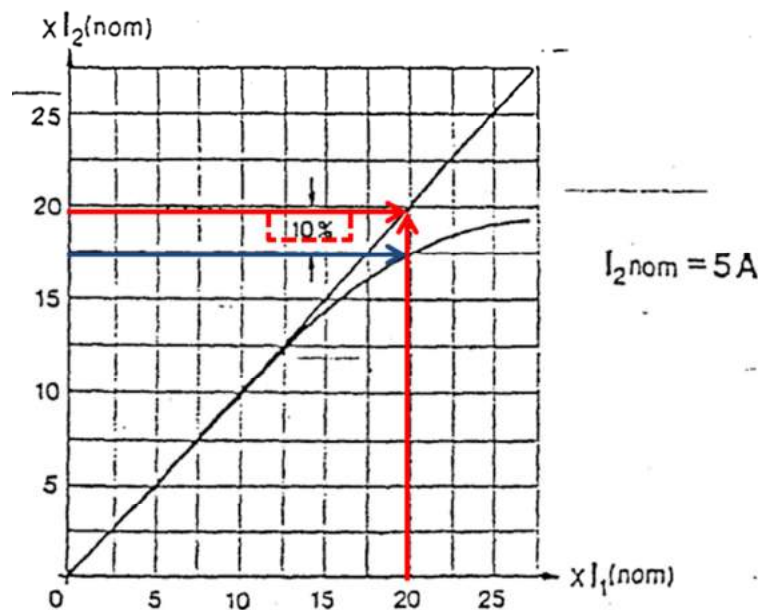


Figura 55: Factor de Sobrecarga de Transformador de intensidad.

Tipos Constructivos

Los transformadores de medida están diseñados en diversos tipos constructivos para cumplir el gran número de requisitos de montaje y condiciones de servicio a las que están sometidos.

- ✓ Transformador de corriente tipo soporte para interiores, ejecución tipo BLOQUE.
- ✓ Transformador de corriente tipo soporte para interiores, ejecución con una sola espira, por ejemplo de BARRA PASANTE.
- ✓ Transformador de corriente tipo PASATAPAS para interiores, ejecución con una sola espira.
- ✓ Transformador de corriente tipo SOPORTE, para exteriores.



Figura 56: Transformadores de intensidad: izq) Tipo Soporte; med) Tipo Barra pasante; der) Tipo Pasatapas.

Entre los arrollamientos primario y secundario se encuentra la **tensión asignada** completa de la instalación. El aislamiento entre el arrollamiento primario y el arrollamiento secundario debe ser dimensionado para la tensión completa asignada de los arrollamientos.

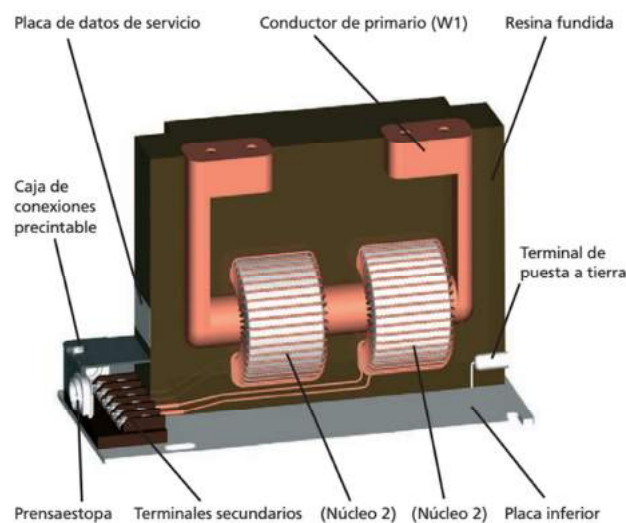


Figura 57: Aspectos constructivos de un transformador de intensidad, tipo Bloque.

Los dos arrollamientos W_1 y W_2 están completamente encapsulados en el cuerpo de resina. En el proceso de gelificación de presión se moldean junto con los núcleos de hierro en una sola operación. El cuerpo de resina está montado en una plancha metálica. Los bornes son integrados en el cuerpo de resina y cubiertos de plástico precintable. Cada borne puede estar conectado a tierra separadamente dentro de la caja de bornes.

Los *terminales del arrollamiento primario* están conectados en dos bornes planos (p_1/p_2) de cobre o de latón y salen en el lado superior del transformador.

La conexión a tierra de los aparatos se efectúa mediante una pica de toma de tierra M8 que está fijada en la placa de asiento. Opcionalmente, la conexión a tierra se puede realizar sobre la toma de tierra directa del dispositivo de conmutación.

Potencia de precisión o Prestación (S_N)

Valor de la potencia aparente (en VA con un factor de potencia especificado) con el cual el transformador de corriente **debe mantener su clase de precisión** bajo la corriente secundaria asignada y la carga de precisión. De este modo, sería la cantidad máxima de instrumentos que puede colocar en el secundario de mi transformador de medida para que mantenga su clase.

9.2 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión tienen un sólo núcleo de hierro con el arrollamiento secundario aplicado sobre él. A diferencia de los T.I., éstos se conectan en paralelo con la carga. Si fuese necesario, los transformadores unipolares aislados pueden ser equipados con un arrollamiento adicional para el registro de cortocircuitos a tierra.

A diferencia de los transformadores de corriente, **los transformadores de tensión nunca deben ponerse en cortocircuito en el lado secundario**. El borne del arrollamiento primario (N_1) en el lado de tierra está puesto a tierra efectivamente en la caja de bornes, y no debe ser retirado durante el servicio.

La relación entre la tensión primaria (U_1) y la tensión secundaria (U_2), se conoce como **Relación de Transformación de Tensión (K_v)**:

$$K_v = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Los instrumentos conectados en el secundario son voltímetros, frecuencímetros, bobinas de tensión de vatímetros o medidores de energía, etc. Y se caracterizan por su alta impedancia, en consecuencia el transformador de tensión trabaja en las condiciones de un transformador de potencia en vacío.

La tensión nominal secundaria está normalizada en 110 o 220 [V].

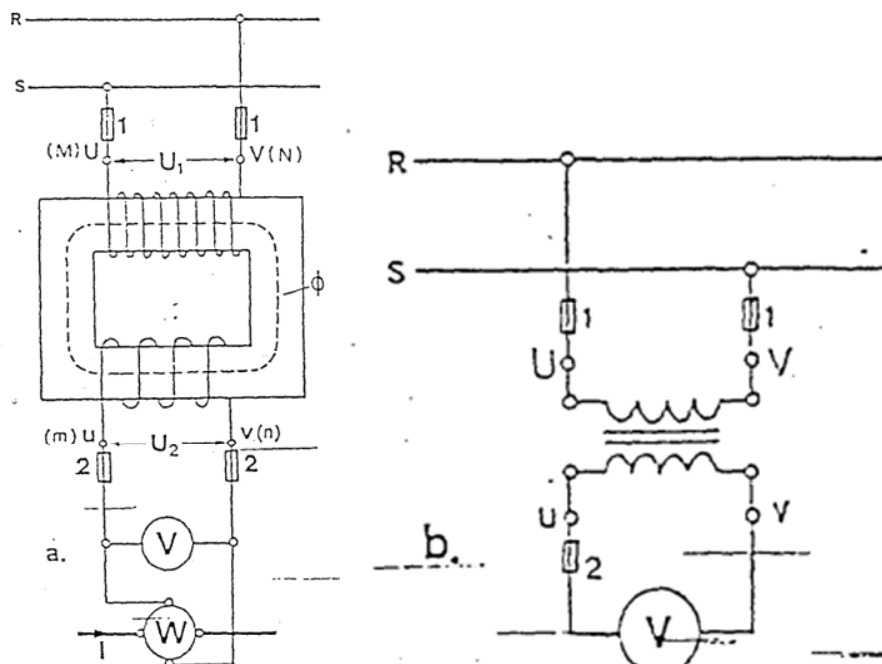


Figura 58: Principio de funcionamiento del Transformador de tensión: simbología típica.

Tipos Constructivos

Los transformadores de medida están diseñados en diversos tipos constructivos para cumplir el gran número de requisitos de montaje y condiciones de servicio a las que están sometidos. Son válidos las configuraciones vistas para los T.I.



Figura 59: Transformadores de tensión típicos.

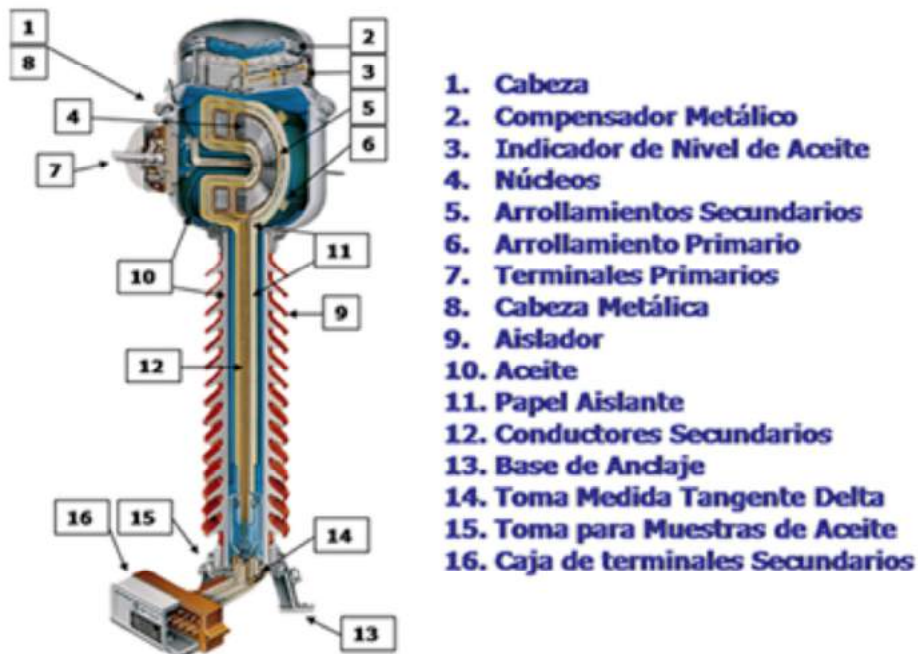


Figura 60: Aspectos constructivos de un transformador de tensión.

10. Transformadores de PROTECCIÓN

En condiciones de falla (corto) necesitamos que las protecciones de líneas de transmisión, de generadores, de transformadores, etc. “vean” la falla y actúen sacando de servicio al elemento protegido. El secundario del transformador deberá reflejar fielmente la corriente de cortocircuito que está pasando por el primario. Este secundario alimenta las bobinas de los distintos relés que producen la señal de apertura del elemento protegido.

De las 2 utilidades que tiene el TI se deduce que para cada una de ellas habrá que cumplir condiciones diferentes:

- 1) la **prestación del TI**, que se ha definido, como el conjunto de aparatos que puede conectarse en serie en el secundario, es menor que en el caso de medición, ya que los instrumentos de medida consumen menos que los relés.
- 2) La **clase**, que está dada por el error de módulo del transformador, es mayor en medición, ya que los instrumentos deben dar valores lo más exactos posibles. Mientras que en protección, los relés que son aparatos más burdos, no necesitan exactitud, sino valores aproximados de corriente.
- 3) El **coeficiente "n" de saturación** que indica hasta dónde la curva de saturación es lineal, es mucho mayor en el de protección para que, aunque tenga 10 ó 20 veces la corriente nominal en el primario, como ocurre en el caso de cortocircuito se reflejen en el secundario en forma proporcional. Es decir, *que el T I. de protección no debe saturarse en el corto.*

EJEMPLO

Entonces la chapa de un transformador de corriente para los dos servicios, dirá:

	Medición	Protección
Potencia de Prestación	30VA	60 VA
Clase	0.5	1
Coef, Saturación	n = 5	n = 10
Relac. Transformación	100 – 200 / 5 A	100 – 200 / 5 A
Tensión de Servicio	15 KV	15 KV

11. Referencias

- [1] M. G. Macri, «Transformador de Potencia,» de *Apunte de cátedra - Máquinas Eléctricas 1 - Departamento de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Mar del Plata*, Mar del Plata, 2014.
- [2] S. J. Chapman, «Máquinas Eléctricas (Tercera Edición),» McGraw-Hill.
- [3] C. O. Dimenna y J. C. Stecca, «Cálculo y construcción de transformadores,» EUDEM, Mar del Plata, 2015.
- [4] Norberto A. Lemozy, «Transformadores Trifásicos».