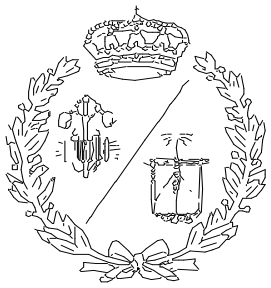
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES: CAMBIOS EN LAS NORMATIVAS Y SUS CONSECUENCIAS

(Efficiency Analysis of Power Transformers: New Standards Requirements and its Consequences)

Para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Autor: Fernando Madinabeitia García-Capelo

Julio - 2017

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL 1

GLOSARIO 2

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO 9

CAPÍTULO 1. EL TRANSFORMADOR 16

CAPÍTULO 2. AVANCES TECNOLOGICOS EN EL DISEÑO DE TRANSFORMADORES 76

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LAS NORMATIVAS EN RELACIÓN A LA EFICIENCIA A NIVEL GLOBAL PARA LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 89

CAPÍTULO 4. INCLUSIÓN DE UNA FLOTA DE TRANSFORMADORES REALES EN EL ESCENARIO MUNDIAL DE NORMATIVAS 167

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DEL MARCO EUROPEO DE LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES 177

CAPÍTULO 6. POTENCIAL DE AHORRO DE $CO2$ DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES EUROPEOS 219

CONCLUSIONES 236

RELACION DE TABLAS Y FIGURAS 240

BIBLIOGRAFÍA 250

GLOSARIO

ÍNDICE

ÍNDICE.....3

SIGLAS Y ABREVIATURAS.....4

SÍMBOLOS.....5

DEFINICIONES.....7

UNIDADES.....8

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ECI	European Copper Institute.
EIA	Energy Information Administration.
IEC	International Electrotechnical commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
DOE	Departament of Energy (USA).
NEMA	National Electrical Manufacturer's Association.
ASTM	American Society for Testing Materials.
AISI	American Iron & Steel Institute.
EN	European Standard.
AS	Australian Standard.
ABNT	Asociación Brasileña de Normativa Técnica.
CSA	Canadian Standards Association.
IS	Indian Standard / Israeli Standard.
KS	Korean Standard.
NOM	Normas Oficiales Mexicanas.
MEPS	Minimun Energy Performance Standard.
HEPS	High Energy Performance Standard.
TEPS	Target Energy Performance Standard.
ONAN	Oil Narutal, Air Natural.
ONAF	Oil Natural, Air Forced.
OFAF	Oil Forced, Air Forced.
ONWF	Oil Natural, Water Forced.
OFWF	Oil Forced, Water Forced.
ODAF	Oil Directed, Air Forced.
PEI	Índice de eficiencia máxima.
CRGO	Cold Rolled, Grain Oriented.
$f.e.m.$	Fuerza electromotriz.
$f.m.m.$	Fuerza magnetomotriz.
C-0,1,2,3,4,5	Tipo de aislamiento de las chapas establecidos por AISI. e identificados por la letra C seguida de un número.

A, B, H y C	Clases de aislamiento eléctrico del transformador.
T1	Primera etapa del Reglamento Europeo N.º 548/2014 (2015).
T2	Segunda etapa del Reglamento Europeo N.º 548/2014 (2021).
D1	Transformadores de pérdidas altas.
D2	Transformadores de pérdidas medias.
D3	Transformadores de pérdidas bajas.

SÍMBOLOS

$\boldsymbol{CO_2}$	Dióxido de carbono.
$\boldsymbol{f}$	Frecuencia (Hz).
$\boldsymbol{N}$	Número de espiras que conforman un devanado.
$\boldsymbol{\omega}$	Frecuencia angular (radianes / segundo).
$\boldsymbol{m}$	Relación de transformación.
$\boldsymbol{V/E}$	Valor eficaz de la tensión eléctrica (Voltios).
$\boldsymbol{v, e}$	Fuerza electromotriz dependiente del tiempo $e = e(t)$ y variación sinusoidal.
$\boldsymbol{I}$	Intensidad eléctrica (Amperios).
$\boldsymbol{I_m}$	Corriente magnetizante, circula por X_m y es la requerida para crear el flujo que magnetiza el núcleo.
$\boldsymbol{I_{Fe}}$	Corriente de pérdidas en el núcleo, pasa por R_my es la causante de las perdidas en el hierro.
$\boldsymbol{I_0}$	Suma fasorial de $I_m \, y \, I_{Fe}$, intensidad de excitación del núcleo.
$\boldsymbol{I_{cc}}$	Intensidad que circula por el devanado secundario en el ensayo de cortocircuito.
$\boldsymbol{\varphi}$	Desfase Tensión – Intensidad en los bornes de la carga.
$\emptyset$	Flujo magnético sinusoidal.
$\boldsymbol{\emptyset_{max}}$	Flujo magnético máximo.
$\boldsymbol{\frac{d\emptyset}{dt}}$	Variación del flujo magnético con respecto al tiempo.

$\emptyset_m$	Flujo mutuo en el núcleo del transformador.
$\emptyset_f$	Flujo de dispersión en el núcleo del transformador.
B_m	Inducción magnética (Teslas).
R_m	Resistencia que representa las pérdidas en el hierro en el circuito equivalente del transformador real.
R_1, R_2	Resistencias de pérdidas eléctricas en forma de calor en los devanados primario y secundario.
X_m	Reactancia magnetizante que es una medida de la permeabilidad del núcleo, para valores altos, la permeabilidad también es alta.
X_{f1}, X_{f2}	Reactancia de dispersión del primario y secundario respectivamente.
Z	Carga conectada a través del secundario (posee modulo (Ohmios) y desfase), puede ser resistiva pura, inductiva o capacitiva.
$P_0 = P_{Fe}$	Potencia absorbida en el ensayo de vacío, correspondiente a las pérdidas en el hierro.
P_{cc}	Potencia absorbida en el ensayo de cortocircuito, a carga nominal corresponde con las perdidas nominales por efecto Joule en los devanados.
P_H	Perdidas por histéresis magnética.
P_F	Perdidas por corrientes parasitas (corrientes de Foulcault).
η	Rendimiento (eficiencia) del transformador.
C	Índice de carga del transformador.
C_{opt}	Índice de carga optimo del transformador.
$g\ CO_2 / kWh$	Gramos de dióxido de carbono emitidos a la atmosfera por kilo-vatio-hora generado.

DEFINICIONES

Carlite	Capa especial aislante aplicada en el proceso de planchado y recocido usado en las chapas que conforman el núcleo del transformador.
Coeficiente de conductividad térmica	En el caso de los aisladores en los núcleos de los transformadores se define como la capacidad de conducir el calor producido en el núcleo a través de el mismo. La unidad es $W/m\,K$.
Load Loss	Pérdidas que presenta el transformador en el ensayo de cortocircuito cuando se simula la intensidad de plena carga en el secundario, equivaliendo a las perdidas eléctricas o perdidas en el cobre. Se miden en kW.
No-Load Loss	Perdidas que presenta el transformador en el ensayo en vacío, aplicando la tensión nominal dejando abierto el secundario, de esta manera se obtienen las perdidas magnéticas o en el hierro. Se miden en kW.
IEC	Se trata de una organización que trata la normalización de los campos eléctrico y electrónico, junto con todas las tecnologías relacionadas. [59]
IEEE	Se trata de la mayor organización de técnicos profesionales con el objetivo de la educación y la investigación en técnicas avanzadas relacionadas con la ingeniería eléctrica, electrónica, telecomunicaciones e ingeniería computacional. [58]
Programa Top Runner	Programa introducido en 1999 en Japón que genera una serie de normativas para incrementar la eficiencia energética para motores, generadores y otra serie de categorías en las que se incluye a los transformadores de potencia.
ONAN	Tipo de refrigeración para un transformador cuyo núcleo está sumergido en aceite con convección natural

	y en el exterior refrigerado por aire y convección natural.
ONAF	Tipo de refrigeración para un transformador cuyo núcleo está sumergido en aceite con convección natural y en el exterior refrigerado por aire y convección forzada (ventiladores).
OFAF	Tipo de refrigeración para un transformador cuyo núcleo está sumergido en aceite con convección forzada y en el exterior refrigerado por aire y convección forzada.
ONWF	Tipo de refrigeración para un transformador cuyo núcleo está sumergido en aceite con convección natural y en el exterior refrigerado por agua y convección forzada.
OFWF	Tipo de refrigeración para un transformador cuyo núcleo está sumergido en aceite con convección forzada y en el exterior refrigerado por agua y convección forzada.
ODAF	Versión actualizada del tipo de refrigeración OFAF en la que el aceite se lleva directamente a los bobinados y al núcleo a través de canales especiales.

UNIDADES

VA	Voltamperio, expresa la potencia aparente compleja.
W	Vatios, expresa la potencia activa.
Wh	Vatio-hora, unidad de potencia generada, consumida o perdida en un periodo de tiempo.
V	Voltios, expresa tensión eléctrica
Hz	Hercios, medida de la frecuencia

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Un gran número de países y territorios, poseen normativas regulatorias para el control de la eficiencia y mejora paulatina de la misma en transformadores, haciendo cada vez más restrictivas las perdidas máximas permitidas en transformadores dependiendo del rango de potencia, tipo de refrigeración, tensión en bornes del transformador e índice de carga al que está conectada.

Este trabajo es un análisis de las normativas que regulan la eficiencia de los transformadores, primero a nivel internacional para transformadores de media potencia (hasta 3150 kVA), en el cual desarrollaremos las principales regulaciones en los diferentes países, el alcance que tienen, cuándo empezó cada uno a controlar la eficiencia energética de estas máquinas, las herramientas, programas y referencias que toman los países para estudiar y redactar las normativas y las diferencias que existen entre ellas, y en segundo lugar a nivel europeo para transformadores de mayor potencia (hasta los 760 MVA).

El método constructivo de un transformador es prácticamente igual en todo el mundo, hay ciertos parámetros que pueden variar debido a que dependiendo del territorio donde te encuentres, se tienen que conectar a una red que presenta parámetros diferentes (frecuencia, tensión, etc.), pero todos poseen los mismos elementos y están estructurados de la misma manera.

Aun así, como veremos a continuación, la manera de construir los elementos, la geometría, los materiales y la aplicación de nuevas tecnologías influyen enormemente en el rendimiento y vida de un transformador.

Nuestro objetivo es analizar el marco global de las normativas, conocer en qué métodos y herramientas se apoyan y comparar aquellas que se refieran al mismo tipo de transformador.

La mejora de la eficiencia en transformadores de distribución es muy importante, es una tecnología muy avanzada ya que los transformadores

son una de las maquinas eléctricas más eficientes, pero un artículo escrito por el Doctor Pavlos S. Georgilakis defiende que las pérdidas de este tipo de transformadores tienen un significativo impacto en las pérdidas totales en la distribución y transmisión de la energía eléctrica por el sistema. Apoyándose en un estudio desarrollado en Estados Unidos, cerca del 40 % de las pérdidas que no son debidas a la generación de energía eléctrica.

Después de analizar el marco global, pasaremos a estudiar más en profundidad el marco europeo, gracias a una flota de transformadores reales de alta potencia, la cual clasificaremos y la compararemos con el Reglamento actual que rige la eficiencia en transformadores: Reglamento (UE): N.º 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes, en la cual se menciona la importancia de establecer requisitos de diseño ecológico, favoreciendo la penetración en el mercado de nuevas tecnologías y diseños que aumenten la eficiencia de estas máquinas.

De este modo los estudios realizados por el ECI (European Copper Institute) indican que, reduciendo las pérdidas de la flota europea de transformadores, de manera que según el reglamento pasen a ser transformadores eficientes (que cumplan la normativa), daría como resultado un ahorro anual de 16,2 TWh, equivalentes a 3,7 millones de toneladas de CO_2 para el año 2025. (Esta equivalencia se usa como método de comparación, e indica la cantidad de toneladas de CO_2 que se deberían emitir para la producción de esa potencia. La relación es que para producir 1 kWh es necesario de media emitir 0,420 $kg\ de\ CO_2$ (dato de 2014)). [46]

Concluiremos con una estimación del potencial de ahorro en CO_2 que posee nuestra flota (la cual representa el 0,2 % del total de transformadores en Europa).

Se estime que en Europa se producen 2700 TWh al año, toda esta cantidad de energía pasa por los transformadores (varias veces) antes de su uso final, por ello estas máquinas son tan importantes y deben ser tan eficientes, cualquier mínimo cambio en la eficiencia, a lo largo del año es

muy significativo. De esta generación, casi 93 TWh al año son debidas a pérdidas en transformadores de potencia, lo que equivale a un 3,4 % de lo generado.

CONTEXTO

Hoy en día, la reducción de las emisiones de CO_2, de gases de efecto invernadero y, en general, los efectos del cambio climático son uno de los problemas que generan más concienciación mundial en los países más desarrollados.

Las medidas más efectivas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero son la eficiencia energética y la generación de energía mediante recursos renovables. Para la utilización de estas medidas son necesarias la regulación de las mismas por organismos legislativos, de tal manera que su aplicación sea de carácter obligatorio.

La mejora de la eficiencia en transformadores de distribución es muy importante, es un aspecto muy avanzado tecnológicamente ya que los transformadores son una de las maquinas eléctricas más eficientes, pero dado que toda la energía eléctrica generada, pasa varias veces por ellos desde su generación hasta su consumo, cualquier cambio en la eficiencia es significativo y supone un gran cambio medioambiental, energético y económico.

Un estudio sobre el potencial para el ahorro energético global en transformadores de distribución habla en uno de los puntos de la importancia de las pérdidas en la red eléctrica, donde, como dato, las perdidas eléctricas mundiales en la red eléctrica fueron de 1788 TWh en 2011, lo que supone un 8,5 % del total de la producción y es equivalente a la generación total de energía en Japón, la Republica Coreana, Australia y Hong Kong juntos o el 70 % de la producción mundial de energía nuclear. [61]

Gracias al organismo estadounidense encargado de la Administración de la Información Energética (EIA, Energy Information Administration), se pueden mostrar públicamente los datos estimados de las pérdidas en la red eléctrica en los diferentes territorios y países del mundo, incluyendo en la columna de la izquierda el peso en porcentaje que representan estas pérdidas con respecto a la producción energética total.

	Perdidas Eléctricas (TWh)								Perdidas (Red) / Produccion
Territorio	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2011 (%)
Africa	18	30	30	37	54	63	81	80	12,2
America Central y Sudamerica	38	51	74	104	132	152	170	170	14,9
China	24	40	43	74	94	171	257	270	6,0
India	21	34	57	79	155	180	192	222	22,8
Japón	25	29	41	46	47	50	49	48	4,7
República Coreana	2	3	4	9	12	14	18	17	3,6
Australia y Nueva Zelanda	12	14	14	16	18	18	19	16	5,8
Oceania	18	28	39	60	75	95	98	103	9,0
Europa	160	187	194	231	260	266	269	260	7,3
Estados Post-Sovieticos	107	134	142	140	165	172	160	159	10,9
Oriente Proximo	7	14	20	33	51	85	109	107	12,4
Estados Unidos	256	236	252	290	319	349	334	335	6,7
Global	690	799	910	1119	1383	1617	1755	1788	8,5

Tabla 0.1. Perdidas eléctricas estimadas en la red eléctrica (TWh) y porcentaje de pérdidas con respecto a la producción total de energía eléctrica. [60]

Podemos observar que, en Europa, el 11 % de la energía generada se pierde a lo largo de la red eléctrica, y en el mundo un 8,5 %, lo que supone unas perdidas valoradas en 186 mil millones de dólares para el consumidor final. Se estima que, en 2035, estas pérdidas pueden ascender a 341 mil millones de dólares si se mantienen las perdidas constantes y los precios de la electricidad crecen un 15 %.

Si nos centramos en la importancia de los transformadores en el mercado eléctrico, suponen casi un 37 % de las perdidas eléctricas globales por distribución, un 6 % en transformadores de transmisión y casi un 31 % en transformadores de distribución. [60] Aunque las principales pérdidas que ocurren en la red eléctrica son debidas al transporte (conductores) de la energía, los transformadores tienen la ventaja de que son relativamente fáciles de reemplazar. A la vez, son fáciles de clasificar, tanto por rango de potencias, tensiones de sus bornes, tipo de refrigeración y finalidad (tracción, distribución, generación), con lo que hace fácil que se puedan adecuar y estandarizar normativas para cada clasificación.

Los nuevos materiales y técnicas de construcción pueden reducir hasta un 80 % las pérdidas que poseen los actuales transformadores, por lo tanto, tienen un gran potencial de mejora.

Uno de las principales dificultades que se muestra es que la demanda energética está creciendo mundialmente provocando que las pérdidas en la distribución crezcan proporcionalmente. La Agencia Internacional de

Energía (International Energy Agengy, EIA) estima que la demanda energética global, que en 2011 era de 22000 TWh, pasara a 38500 TWh en 2030, lo que supone un 74 % de crecimiento en menos de 20 años. [60]

Gracias a una serie de organismos que se dedican al estudio energético internacional, la gran mayoría de los territorios y países que poseen grandes flotas de transformadores de distribución para el transporte eléctrico están restringiendo en gran medida las pérdidas que ocurren en estas máquinas, con objetivos claros y en general obligatorios, convirtiendo estas medidas en normativas de carácter mandatorio como se verá en el tercer capítulo de este estudio.

Los dos mayores organismos que se encargan de la estandarización y de la medida de pérdidas son la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical commission, IEC) junto con el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE).

CAPÍTULO 1. EL TRANSFORMADOR

ÍNDICE

ÍNDICE 17

INTRODUCCIÓN 20

ASPECTOS CONSTRUCTIVOS 25

3.1 Núcleo 25

3.1.1 Chapas magnéticas 25

3.1.2 Organismos de normalización en chapas magnéticas 26

3.1.3 Diseño de las chapas magnéticas 26

3.1.4 Características de las chapas magnéticas 27

3.1.5 Nuevos materiales de aleación para chapas magnéticas 29

3.1.6 Núcleos según su estructura 30

3.1.7 Unión entre columnas y culatas 32

3.1.8 Secciones transversales del núcleo 32

3.2 Bobinado o devanado 33

3.2.1 Tipos de devanado 34

3.3 Sistema de refrigeración 35

3.3.1 Refrigeración para transformadores de pequeña potencia 36

3.3.2 Refrigeración para transformadores de gran potencia 36

3.3.3 Cuba del transformador 36

3.3.4 Tratamiento del aceite empleado 36

3.3.5 Depósito de expansión 37

3.3.6 Funcionamiento del sistema de refrigeración dependiendo del rango de potencia del transformador. 37

3.3.7 Nomenclatura para determinar el tipo de refrigeración 38

3.4 Aisladores 40

3.4.1 Aislamiento eléctrico interlaminar 40

3.4.2 Aislamiento eléctrico para los devanados 42
3.4.3 Aisladores pasantes 43
3.4.4 Relé Buchhloz..... 44
TRANSFORMADOR IDEAL..... 45
4.1 Consideraciones para un transformador ideal 45
4.2 Funcionamiento del transformador ideal 46
4.2.1 Transformador ideal trabajando en vacío 47
4.2.2 Transformador ideal trabajando con carga 48
4.2.3 Marcas de polaridad 49
4.2.4 Fuerzas electromotrices y relación de corrientes 49
TRANSFORMADOR REAL 51
5.1 Aproximación mediante el circuito equivalente 51
5.2 Representación del circuito equivalente 52
5.2.1 Núcleo imperfecto del transformador real 52
5.2.2 Acoplamiento imperfecto del transformador real 53
5.3 Circuito equivalente del transformador (transformador real) 58
5.3.1 Relaciones entre magnitudes del secundario al primario 59
5.3.2 Circuito equivalente del transformador real reducido al primario 60
5.3.3 Simplificaciones del circuito equivalente 60
ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR 62
6.1 Ensayo en vacío 62
6.2 Ensayo de cortocircuito 65
EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR 68
7.1 Concepto de eficiencia de una maquina 68
7.2 Perdidas en el transformador 68

7.2.1 Perdidas en el hierro 68
7.2.2 Perdidas en el cobre 69
7.2.3 Perdidas fijas y variables 70
7.3 Clasificación de las potencias en un transformador 70
7.4 Influencia del índice de carga 71
7.5 Ecuación para la eficiencia de un transformador 72
7.5.1 Índice de carga optimo 72
7.5.2 Índice de eficiencia máxima 73
7.6 Conclusiones 74

INTRODUCCIÓN

Los transformadores son máquinas estáticas, compuestas por dos devanados, inductor e inducido. El primero se conecta a una fuente de corriente alterna de frecuencia f_1 y se le denomina devanado primario, por otro lado, el devanado inducido tiene una frecuencia igual que la del inductor y suministra energía eléctrica a un circuito exterior por medio de conductores fijos. El enrollamiento inducido recibe el nombre de devanado secundario. Para mejorar la inducción magnética y permeabilidad del medio, mejorando así el acoplamiento entre ambos devanados y reduciendo las perdidas por dispersión del campo magnético, estos devanados van enrollados alrededor de un núcleo cerrado común, constituido por un apilamiento de chapas magnéticas de acero al silicio. [1]

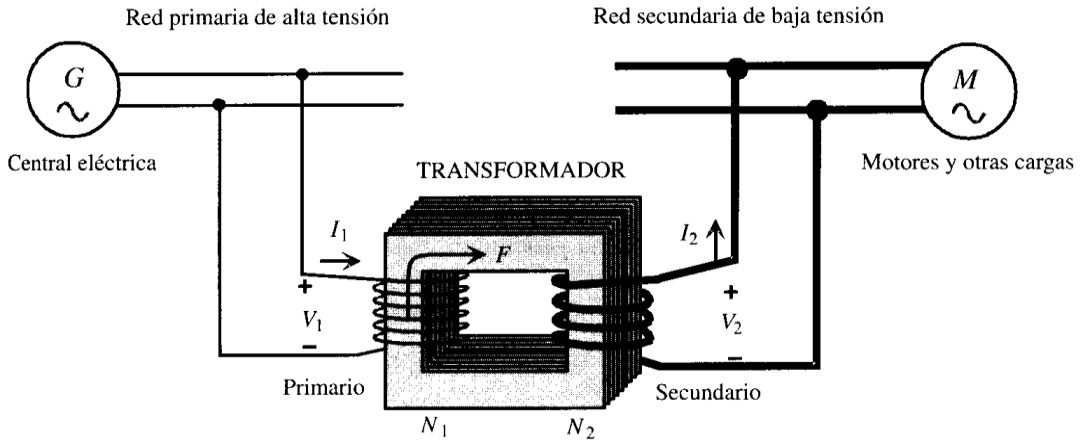


Figura 1.1. Esquema del núcleo y devanados de un transformador [1]

Dependiendo de si la tensión que transforman es mayor en el primario que en el secundario o viceversa, el transformador recibe diferentes nombres. Si la tensión del primario V_1 es mayor que la tensión del secundario V_3, entonces decimos que se trata de un transformador reductor, pero si, por el contrario, ocurre que $V_2 > V_1$ entonces se trata de un transformador elevador. Si en vez del transformador real, suponemos un transformador ideal (Figura 1.2), sin ningún tipo de perdidas, con un núcleo infinitamente permeable, en el que cualquier flujo producido por el primario es completamente enlazado por el secundario, y viceversa, por lo tanto, un

transformador ideal no tiene flujo de dispersión [1] (flujo que observamos en la Figura 1.3)

$$E_1 = V_1 = 4{,}44\, N_1\, f_1\, \emptyset_{max}\ ;\ E_2 = V_2 = 4{,}44\, N_2\, f_2\, \emptyset_{max} \qquad (1.1)\ (1.2)$$

Donde:

- $E_1 = V_1$la tensión en el devanado primario
- $E_2 = V_2$ la tensión en el devanado secundario
- N_1 y N_2 son el número de espiras en el primario y en el secundario respectivamente
- f_1 y f_2 son las frecuencias de los devanados y son iguales en ambos.
- $\emptyset_{max}$ es el flujo máximo que atraviesa ambos enrollamientos.

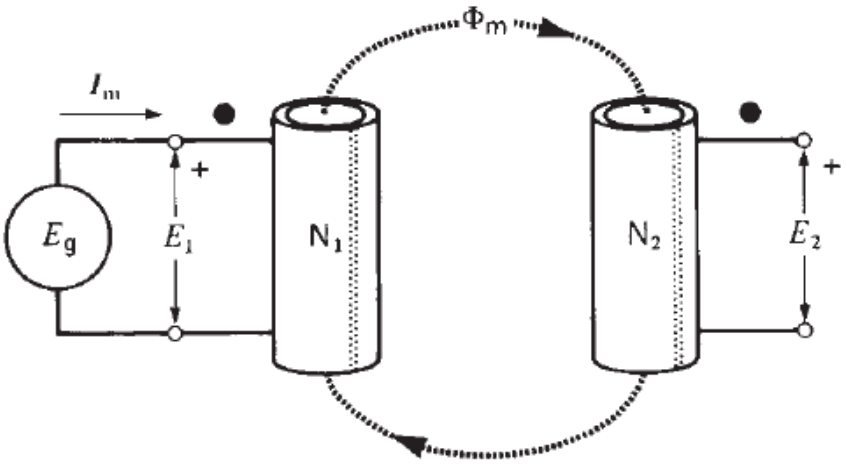


Figura 1.2. Transformador ideal sin carga. [2]

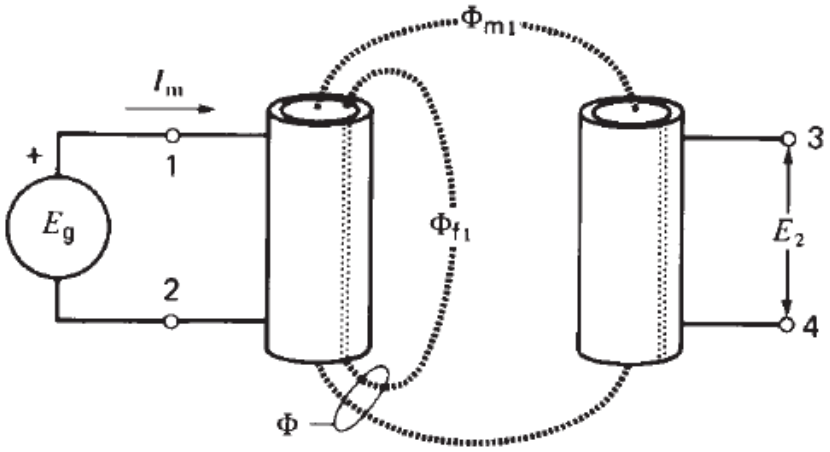


Figura 1.3. Flujo de dispersión de un transformador. [2]

Dividiendo las dos ecuaciones anteriores tenemos:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \qquad (2)$$

A la cual se le denomina relación de transformación. A su vez, llamando I_1 e I_2 a las corrientes que circulan por el devanado primario y secundario respectivamente, tenemos (ya que se trata de un transformador en el que la potencia de entrada es igual a la potencia de salida):

$$V_1\, I_1 = V_2\, I_2 \qquad (3)$$

Que, pasando V_2 a la izquierda e I_1 a la derecha tenemos:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \qquad (4)$$

Lo que nos indica que, para una determinada potencia a transformar, si elevamos la tensión del primario al secundario, la relación entra las intensidades será inversamente proporcional a la relación de las tensiones en los devanados. Es decir, si $V_2 > V_1$, entonces $I_2 < I_1$, lo que nos indica una de las grandes aplicaciones que tienen los transformadores que, al elevar

la tensión para distribuir energía eléctrica en las grandes redes eléctricas, manejando altas tensiones conseguimos reducir las intensidades que circulan por los conductores de cobre de la línea, por lo que se necesita una menor sección del conductor y por lo tanto un importante ahorro económico. [1]

Por todos estos argumentos, podemos ver que los transformadores nos permiten manejar las tensiones y corrientes de una red eléctrica de tal manera que podamos elevar y reducir los parámetros de la misma con el objetivo de que sean los más adecuados y económicos.

Gracias a ellos es posible el gran desarrollo de la utilización de la energía eléctrica, haciendo posible transmitirla a grandes distancias y distribuirla de manera segura, practica y económica en industrias y hogares, además nos permite aislar circuitos entre sí. Hay que tener en cuenta que la transmisión de la energía eléctrica desde donde se produce (centrales eléctricas) hasta donde se encuentran los diferentes puntos de consumo es mucho más económica cuanto más se eleva la tensión de las líneas, pues con ello se hace menor la corriente y así reducimos la sección de los conductores como hemos contemplado anteriormente.

Permiten elevar la tensión en los puntos de generación para que la energía eléctrica generada a tensiones entre 15-30 kV, insuficientes para introducirla en la red eléctrica, pueda alcanzar valores que si lo permitan. Por otro lado, salvo en casos aislados, la corriente a alta tensión no puede enviarse directamente a las maquinas eléctricas para su utilización, sino que la potencia debe transformarse en un transformador reductor ya que en general requieren tensiones más bajas. De esta forma los transformadores se disponen conforme a la necesidad para optimizar el transporte de la energía: de igual manera aumentan la tensión y disminuyen la corriente para transportar la energía eléctrica a grandes distancias, como disminuyen la tensión y aumentan la corriente para que puedan ser utilizadas por nuestros aparatos eléctricos.

El transformador de potencia es una de las maquinas eléctricas más eficientes de todo el mundo, al no disponer de elementos móviles no tiene

la necesidad de entrehierros en el núcleo, lo que reduce en gran medida los flujos de dispersión, pudiendo llegar a valores del rendimiento del 99,7 % en grandes transformadores como observadores en el estudio que subyace.

ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

El transformador está formado principalmente por:

1. Núcleo
2. Bobinado o devanado
3. Sistema refrigerador
4. Aisladores

3.1 Núcleo

Es la parte que forma el circuito magnético, que está construido por la apelación de chapas de acero al silicio, modernamente laminadas en frio (grano orientado), sometidas a un tratamiento químico especial denominado comercialmente carlite. [4]

3.1.1 Chapas magnéticas

Las chapas magnéticas se clasifican en dos grandes grupos con varias subdivisiones: las chapas de grano orientado y las chapas de grano no orientado.

3.1.1.1 Chapas magnéticas de grano orientado

En las chapas magnéticas de grano orientado el proceso de laminación y recocido establece que la estructura cristalina del acero posea una dirección magnética preferente. En la dirección de laminación la chapa goza de muy alta permeabilidad, en comparación con otras direcciones espaciales. Estas chapas se utilizan en dispositivos que tienen muy bien definida la dirección operativa de magnetización de su núcleo magnético, como es el caso de grandes transformadores de potencia. La oportunidad de aplicar la dirección preferente determina la ventaja de construir núcleos de menor tamaño y por lo tanto más pequeñas. [4]

3.1.1.2 Chapas magnéticas de grano no orientado

Las chapas magnéticas de grano no orientado presentan prácticamente las mismas propiedades en todas las direcciones de magnetización. La diferencia de corriente de excitación requerida entre las direcciones de magnetización es hasta de 20 veces menor que en los aceros de grano orientado, pero este tipo de chapas no se usan para los núcleos de transformadores, sino para la mayoría de estatores y rotores de máquinas eléctricas rotativas en todos los niveles de potencia. [4]

3.1.2 Organismos de normalización en chapas magnéticas

Los principales organismos de normalización en chapas magnéticas son ASTM (American Society for Testing Materials) y AISI (American Iron & Steel Institute) en los Estados Unidos de Norteamérica, e IEC (International Electrotechnical Commission) en gran parte del resto del mundo. En Europa se ocupa de esta labor EN (European Standards) que sigue las directrices internacionales del IEC. [4]

3.1.3 Diseño de las chapas magnéticas

Las chapas magnéticas son diseñadas para garantizar valores máximos de pérdidas totales específicas para una magnetización extrema B_m de 1,5 o 1,7 T (Teslas) a una frecuencia especificada de 50 o 60 Hz. Casa diseño se identifica normativamente con un grado.

Las chapas magnéticas podrían fabricarse únicamente con hierro si no hubiera corrientes parasitas y su pérdida de potencia asociada. El principal elemento de aleación utilizado en la fabricación de chapas es el silicio. El silicio incrementa la resistividad volumétrica del acero, limita el valor de las corrientes parasitas y reduce el valor de las pérdidas de potencia. También aporta beneficios adicionales actuando sobre la estructura del grano para

reducir algo las pérdidas de potencia de histéresis magnética. No obstante, el silicio afecta negativamente reduciendo la permeabilidad magnética.

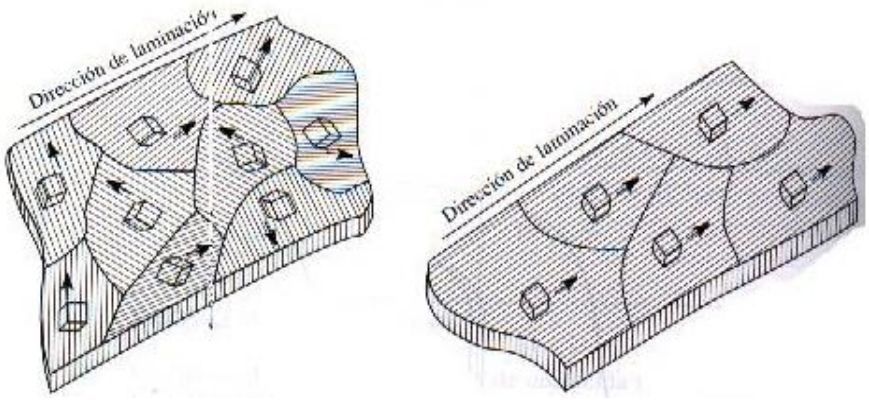


Figura 1.4. Microestructura de chapas de grano no orientado y de grano orientado respectivamente. [11]

Otros elementos aleados (del 0,1 % al 0,5 %) son el magnesio y el aluminio, que actúan sobre la estructura del grano para mejorar propiedades metalúrgicas e indirectamente ayudan a limitar las pérdidas de potencia de histéresis. En las chapas de grano orientado se agregan azufre y nitrógeno para desarrollar la orientación preferente de la red cristalina, pero deben ser retirados en el recocido final del producto. El resto son impurezas en muy bajo porcentaje, como el carbón que está siempre presente en los aceros. El carbón es perjudicial porque incrementa la fuerza coercitiva (intensidad del campo magnético que se debe aplicar a ese material para reducir su magnetización a cero luego de que la muestra ha sido magnetizada hasta saturación) y reduce la permeabilidad. Si no es posible la eliminación completa, el carbón debe ser restringido a valores inferiores de 0,01 %. Actualmente se investiga en la consecución de chapas de bajas perdidas con aceros de bajo contenido en silicio y muy bajos contenidos en carbón y azufre. [4]

3.1.4 Características de las chapas magnéticas

Las principales características de una chapa magnética son:

- Pérdidas totales de potencia. Es el parámetro básico de selección y se mide en W/kg. Las normas establecen valores máximos para cada grano. Normalmente el valor conseguido por el fabricante es algo inferior al límite normalizado.
- Permeabilidad magnética. Relaciona la densidad de flujo magnético con la fuerza magnetizadora. Es un parámetro fundamental del diseño electromagnético del dispositivo para optimizar la utilización de los materiales activos (cobre y acero electrotécnico).
- Conductividad térmica. Es el parámetro fundamental del diseño térmico del núcleo magnético y condiciona bastante el volumen del dispositivo. Su unidad de medida es $W/m\,K$. En la práctica su medición es difícil. Puede estimarse midiendo la resistividad y usando la relación numérica, aproximadamente constante, que mantiene con la conductividad eléctrica. La conductividad térmica es tres veces mayor que la conductividad eléctrica.

Como los núcleos se construyen por apilado de chapas eléctricamente aisladas, la conductividad térmica depende fuertemente de la dirección de disipación calórica. El aislamiento eléctrico dificulta notablemente la evacuación de calor. En la dirección paralela al plano de laminación la conductividad térmica toma valores típicos de

- 27 $W/m\,K$ (chapas de grano orientado)
- 45 $W/m\,K$ (chapas de 1,3 % de silicio)
- 66 $W/m\,K$ (chapas sin silicio)

En la dirección perpendicular la conductividad es mucho menor. La chapa eléctrica ideal para un transformador se caracteriza por tener reducidas perdidas de potencia, elevada permeabilidad magnética y gran conductividad térmica. [4]

3.1.5 Nuevos materiales de aleación para chapas magnéticas

A lo largo de la historia se ha manifestado un incremento notable del ratio potencia/peso en las maquinas eléctricas, no obstante, las configuraciones básicas en los transformadores no han cambiado y en los próximos años tampoco se prevén cambios radicales del diseño de las maquinas convencionales. Por otra parte, la tendencia de reducción de coste de explotación (consumo energético) y la presión social por razones medioambientales han introducido nuevos materiales para reducir las pérdidas de potencia y así cumplir con las normativas que regulan la mínima eficiencia de las maquinas eléctricas las cuales cada vez son más restrictivas. A continuación, se resumen algunas líneas de nuevos materiales.

- Aleaciones hierro-cobalto que incrementan intensamente el nivel de saturación magnética hasta valores de 2,45 $Teslas$, pero con un coste económico elevado.
- Metales amorfos que reducen las pérdidas de potencia a la tercera parte de las que resultan en chapas de grano orientado, de no muy difícil aplicación en máquinas estáticas como los transformadores. De hecho, en diferentes estudios realizados se ha llegado a la conclusión de que los núcleos de acero amorfo frente a los de acero de grano orientado poseen una reducción de pérdidas en vacío del orden de 75 85%; reducción de corriente de excitación en torno al 75 85%; confiabilidad del transformador similar a los casos convencionales (vida útil estimada de 30 años); entre otros. [4]

En la siguiente imagen vemos una comparación de las perdidas en vacío y en carga de un transformador dependiendo del tipo de material utilizado para la construcción del núcleo y cómo evoluciona la eficiencia con el porcentaje de carga al que se le conecta.

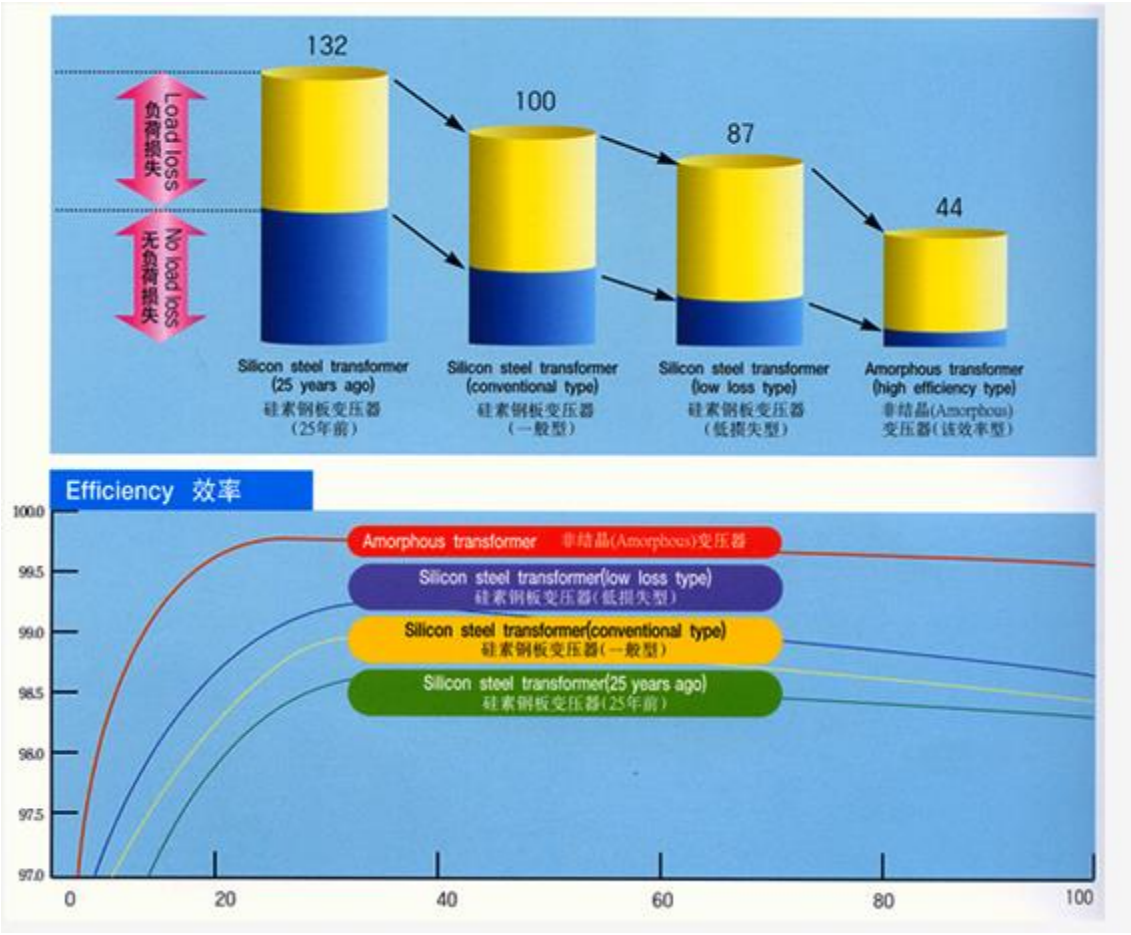


Figura 1.5. Comparación de las perdidas y de la eficiencia para transformadores con núcleos diferentes [12]

3.1.6 Núcleos según su estructura

Tras ver el tipo de chapas que componen el núcleo, en un transformador el circuito magnético se constituye por las columnas, que son las partes donde se montan los devanados, y las culatas, que son las partes que realizan la unión entre las columnas. Las ventanas del núcleo son aquellas partes que separan las columnas y por las que pasan los bobinados.

Dependiendo de la forma del núcleo y de la disposición de los bobinados, los transformadores se pueden clasificar en acorazados, en los que los devanados están rodeados por el núcleo magnético como se observa en el apartado a) de la Figura 1.6 y de columnas en los que son los devanados los que están rodeando casi por completo al núcleo magnético, como observamos en la figura b). [1]

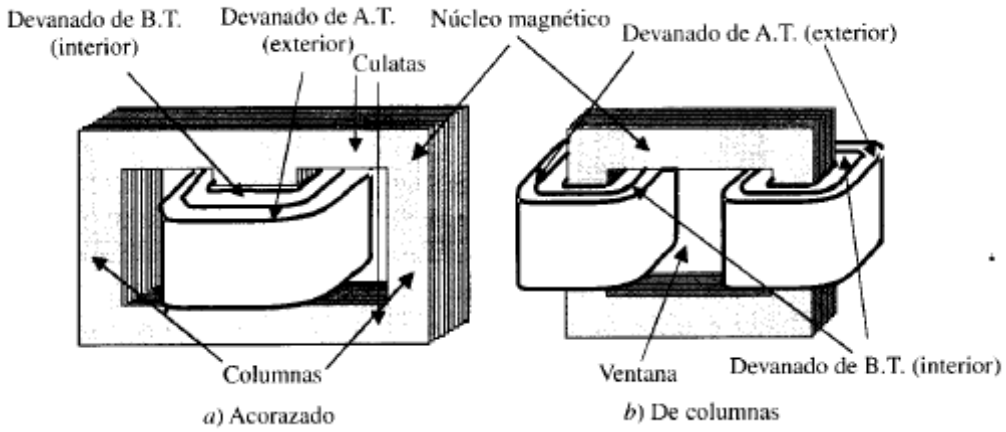


Figura 1.6. Núcleo acorazado y de columnas. [1]

El de tipo acorazado tiene la ventaja de que los enrollamientos quedan más sujetos, pero el tipo de columnas la construcción es más sencilla y se adapta mejor a las altas tensiones, porque la superficie que ha de aislarse es más reducida. Por esta razón, los núcleos de tipo columna son los más usados en transformadores reales, excepto en monofásicos de baja potencia y tensión.

Pero en este estudio, la mayoría de los transformadores a analizar son de tipo trifásico, cuando estamos en este caso las tras columnas son idénticas como se observa en la figura.

Figura 1.7. Núcleo de un transformador trifásico. [4]

3.1.7 Unión entre columnas y culatas

Otro aspecto clave para la reducción de pérdidas se encuentra en las uniones de las columnas con las culatas, denominadas juntas y que deben tener un espesor lo más pequeño posible con el objetivo de reducir al máximo la reluctancia del circuito magnético. Al final los entrehierros aumentan la reluctancia del circuito y aumentan las perdidas por dispersión del flujo magnético y disminuye la permeabilidad del núcleo. [5]

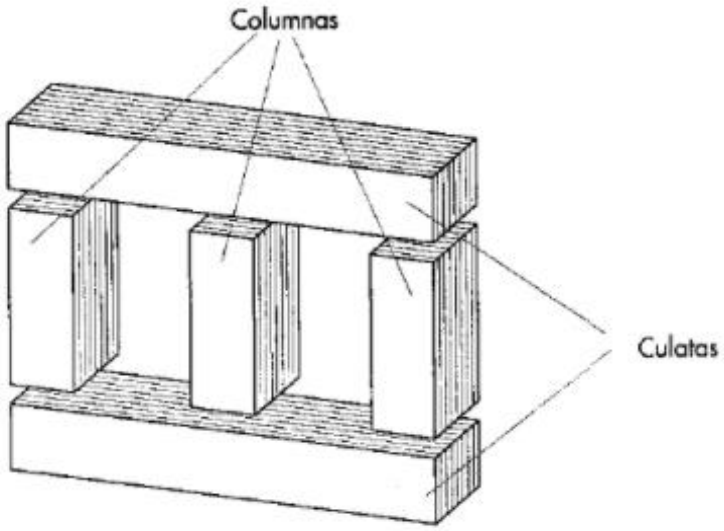


Figura 1.8. Columnas y culatas de un transformador. [5]

3.1.8 Secciones transversales del núcleo

Otro aspecto constructivo de los núcleos lo muestran el tipo de secciones transversales de las columnas, que dependiendo del rango de potencias se construyen de diferente forma. Para transformadores pequeños la sección es cuadrada, por el contrario, a medida que aumenta la potencia, para obtener un mejor aprovechamiento del área interior de los devanados (de sección circular), la sección transversal de cada rama tiene forma de un polígono escalonado, con un numero de escalones que aumenta conforme se eleva la potencia del transformador. A este tipo de sección se le denomina cruciforme. [1]

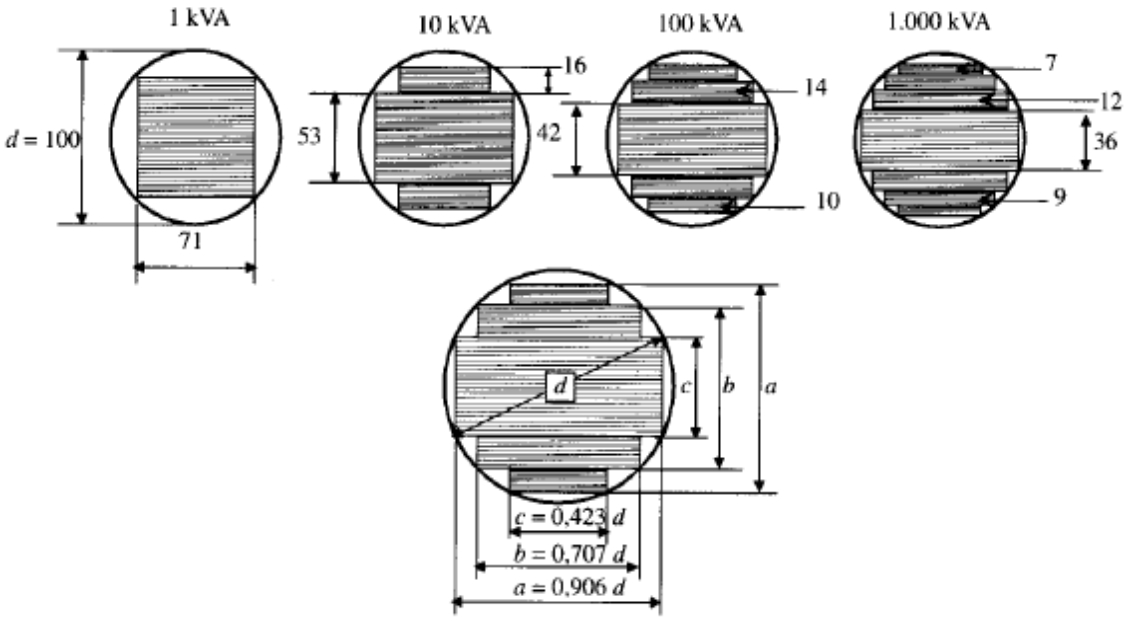


Figura 1.9. Secciones transversales del núcleo en función de la potencia del transformador (secciones cruciformes). [1]

En los transformadores de gran potencia, para mejorar la evacuación de calor se intercalan canales de ventilación entre los paquetes de chapas. El conjunto de las chapas debe ser apretado de tal forma que se consiga rigidez mecánica y podamos evitar vibraciones.

3.2 Bobinado o devanado

Un transformador interconecta dos sistemas eléctricos transfiriendo la energía de un lado al otro del dispositivo, es un dispositivo muy seguro debido a que no existe conexión eléctrica entre el devanado primario y el secundario. Un bobinado es un conjunto de espiras que rodean la columna del núcleo. Los extremos de cada bobinado quedan enlazados a cada uno de los sistemas interconectados. El devanado primario es el receptor de potencia eléctrica de la fuente. El devanado secundario es el emisor de potencia eléctrica a la carga. Los devanados se realizan con material conductor de baja resistividad recubierto de un material aislante. El material conductor utilizado es cobre o aluminio en bandas rectangulares. Para igual sección el cobre provee mejores comportamientos eléctricos y mecánicos que el aluminio, sin embargo, tiene más coste económico.

Los bobinados y su aislamiento eléctrico son la parte más vulnerable del transformador. Deben estar construidos para soportar los estreses dieléctricos, térmicos y mecánicos resultantes de cortocircuitos, faltas y sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas o maniobras de explotación. El aislamiento eléctrico suele ser de barniz en pequeños transformadores. [1]

Figura 1.10. Bobinado de un núcleo trifásico. [4]

3.2.1 Tipos de devanado

Según sea la disposición relativa entre los bobinados de alta tensión (bobinado primario) y de baja tensión (bobinado secundario), los devanados pueden ser concéntricos o alternados.

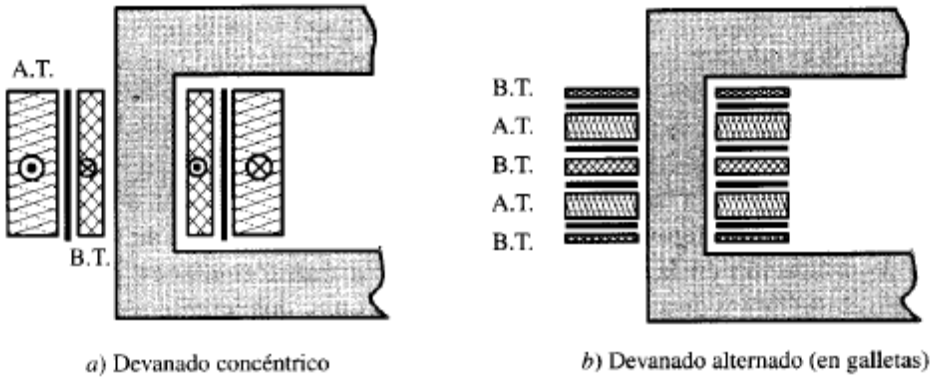


Figura 1.11. Devanado concéntrico y alternado. [1]

3.2.1.1 Devanado concéntrico

En los devanados concéntricos (como los de la Figura 1.9) los bobinados tienen forma de cilindros coaxiales, generalmente se coloca más cerca de la columna del núcleo el bobinado de baja tensión ya que es más fácil de aislar que el devanado de alta tensión y entre ambos se intercala un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado.

Es muy utilizado en los diseños y construcciones actuales de transformadores con núcleo a columnas pequeños, medianos y hasta las grandes máquinas de muy alta tensión. Facilita el aislamiento entre primario y secundario. [1]

3.2.1.2 Devanado alternado

En los devanados alternados los arrollamientos se subdividen en secciones, de tal forma que las partes de los devanados de alta tensión y baja tensión se suceden alternativamente a lo largo de la columna. Para disminuir el flujo de dispersión es frecuente que en cada extremo se coloque media bobina, que por razones de aislamiento pertenecen al devanado de baja tensión.

Es en cambio raramente utilizado en núcleos a columnas y si en cambio en transformadores acorazados. Este tipo constructivo presenta dificultades de aislación ya que el devanado de alta tensión se encuentra relativamente cerca del núcleo e intercalado con el arrollamiento de baja tensión. [1]

3.3 Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración es el mecanismo y conjunto de elementos constructivos destinados a evacuar el calor resultante de las pérdidas de potencia de un transformador. La función del sistema de refrigeración consiste en transferir esta energía calorífica primero a un refrigerante primero y después, al exterior de forma directa o a través de un refrigerante secundario. El refrigerante primario puede ser continuamente reemplazado o enfriado por el refrigerante secundario en un intercambiador de calor. La refrigeración de un transformador es fundamental para mantener las

propiedades dieléctricas del aislamiento y, en definitiva, el envejecimiento correcto del dispositivo.

3.3.1 Refrigeración para transformadores de pequeña potencia

Para potencias pequeñas, la superficie externa de la maquina es suficiente para lograr la evacuación de calor necesaria, lo que da lugar a los llamados transformadores con refrigeración seca.

3.3.2 Refrigeración para transformadores de gran potencia

Para potencias elevadas se emplea como medio refrigerante el aceite, resultando transformadores sumergidos (o refrigeración en aceite). El aceite tiene una doble misión de refrigerante y aislante, ya que posee una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior a la del aire.

3.3.3 Cuba del transformador

En los transformadores, la parte activa se introduce en una cuba de aceite mineral, cuyo aspecto externo puede tener forma plana, ondulada, con tubos o con radiadores adosados y aletas, provocando una eliminación del calor por radiación y convección natural.

3.3.4 Tratamiento del aceite empleado

El aceite mineral empleado procede de un subproducto de la destilación fraccionada del petróleo y con el tiempo puede experimentar un proceso de envejecimiento, oxidándose y polimerizándose formando lodos, provocado por la temperatura, humedad y contacto con el oxígeno del aire y disminuyendo las propiedades aislantes y refrigerantes. Para reducir este efecto se le añaden al aceite productos químicos inhibidores, y también se dota a la cuba de un depósito de expansión o conservador colocada en la parte alta del transformador.

3.3.5 Depósito de expansión

La misión del depósito de expansión es doble, por una parte, se logra que la cuba principal esté totalmente llena de aceite, provocando que solo exista una pequeña superficie de contacto con el aire en el depósito, y por otra parte este depósito es el que absorbe las dilataciones del aceite al calentarse. Cuando el transformador se enfría, el aire penetra por él, y como el aire arrastra humedad, que es absorbida por el aceite, para evitarlo se coloca a la entrada un deseador de cloruro cálcico o un gel de sílice.

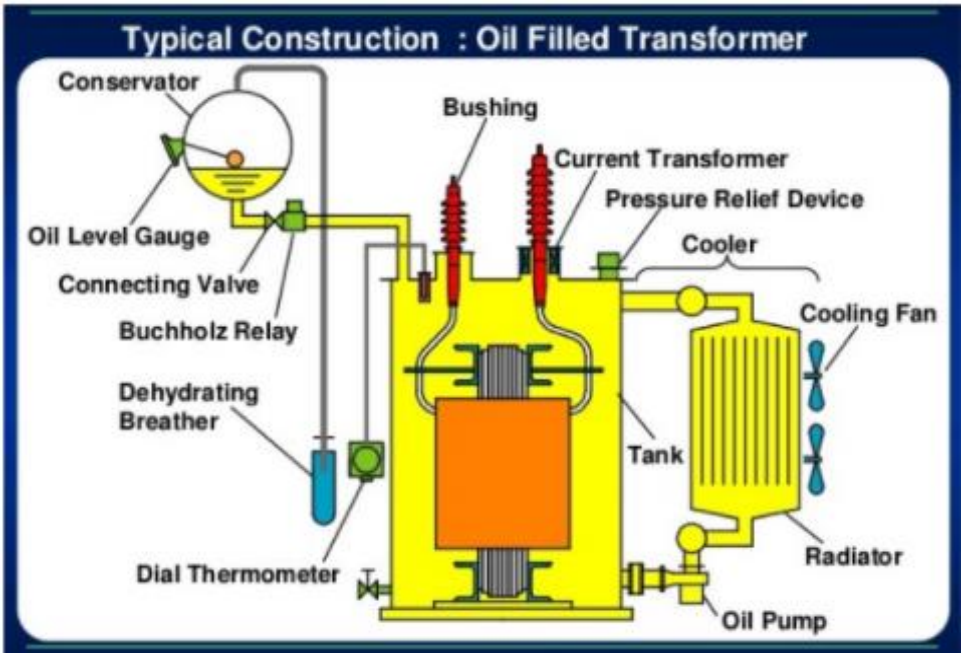


Figura 1.12. Componentes del sistema de refrigeración en aceite (cuba-tank, conservator-depósito de expansión). [4]

3.3.6 Funcionamiento del sistema de refrigeración dependiendo del rango de potencia del transformador.

Los transformadores de distribución de menos de 200 kVA están normalmente sumergidos en aceite dentro de la cuba principal de acero. El aceite transmite el calor a la cuba, desde donde se dispersa por convección y por radiación al aire exterior. A medida que la potencia asignada va siendo mayor, se van añadiendo radiadores externos para aumentar la superficie de enfrentamiento de la cuba llena de aceite. El aceite circula alrededor de

los devanados hacia los radiadores, en donde el calor es cedido al aire exterior. En el caso de potencias más elevadas, se insufla aire sobre los radiadores mediante ventiladores adecuados. En transformadores del orden de los MVA se puede refrigerar mediante un intercambiador de calor aceite-agua. EI aceite caliente se bombea a través de un serpentín en contacto con agua fría. Este sistema es muy eficaz, pero también muy costoso, ya que a su vez debe enfriarse el agua para ponerla otra vez en circulación.

3.3.7 Nomenclatura para determinar el tipo de refrigeración

El tipo de refrigeración de un transformador se designa según la Norma IEC (International Electrotechnical Commision) según la siguiente tabla:

Aceite mineral o líquido aislante sintético inflamable	O
Liquido aislante sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A

Tabla 1.1. Identificación de cada tipo de refrigerante según el IEC

Según el modo que circule el medio refrigerante se utilizan los siguientes símbolos

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

Tabla 1.2. Identificación del modo de circulación del refrigerante según el IEC

Por ejemplo, un transformador en baño de aceite, con circulación natural por convección, a su vez está refrigerado por aire con movimiento natural, se designará por las letras ONAN. Si el movimiento del aire llega a hacerse con la ayuda de ventilaciones (convección forzada) se hubiera designado por ONAF.

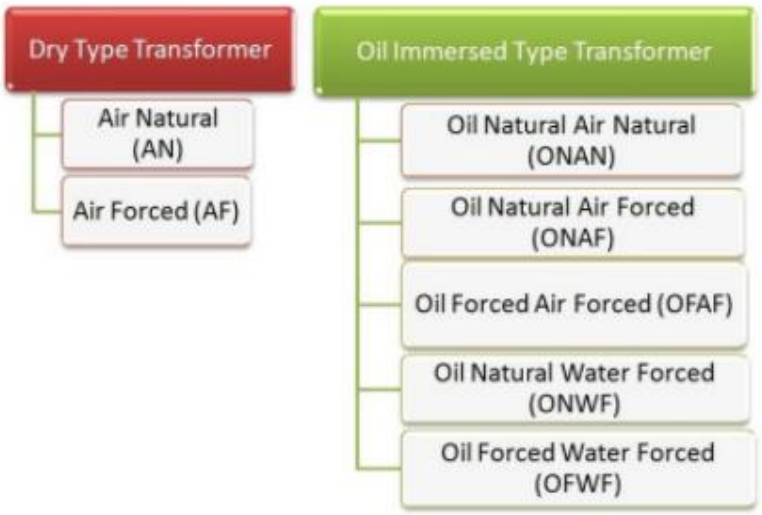


Figura 1.13. Tipos de sistemas de refrigeración para transformadores. [4]

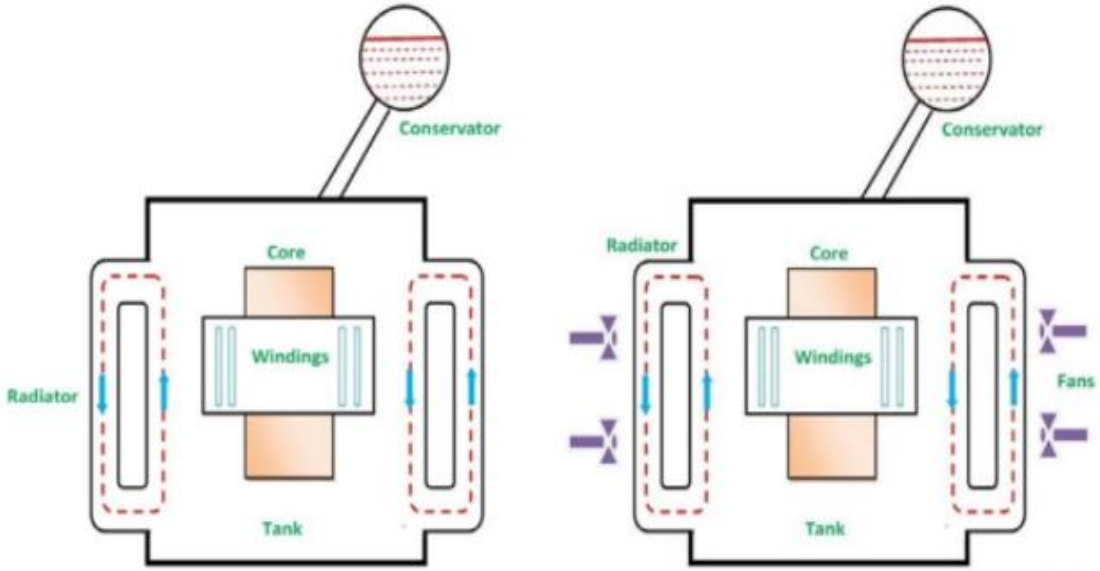


Figura 1.14. Ejemplos y esquema de la refrigeración (ONAN y ONAF, respectivamente). [4]

Debe notarse que, si el transformador tiene diferentes modos de refrigeración, a cada uno le corresponderá una potencia y la potencia nominal es la mayor. Por ejemplo, ONAN (70 %) / ONAF (100 %)

Figura 1.15. Transformador con refrigeración en aceite. [4]

Figura 1.16. Transformador con refrigeración seca. [4]

3.4 Aisladores

Existen varios tipos de aislamientos en un transformador.

3.4.1 Aislamiento eléctrico interlaminar

Comenzamos con el aislamiento eléctrico interlaminar. La limitación de las pérdidas de potencia por corrientes parasitas requiere, además de alta

resistividad del material y delgadez de las chapas, un efectivo aislamiento eléctrico interlaminar en la superficie de contacto. Existen corrientes locales en el interior de la chapa y también, en mucha menor cuantía, globales del núcleo magnético que fluyen entre laminas con recorridos más largos. Se considera adecuado un aislamiento de chapas que acota al 1-2 % respecto del total de las perdidas por corrientes parasitas.

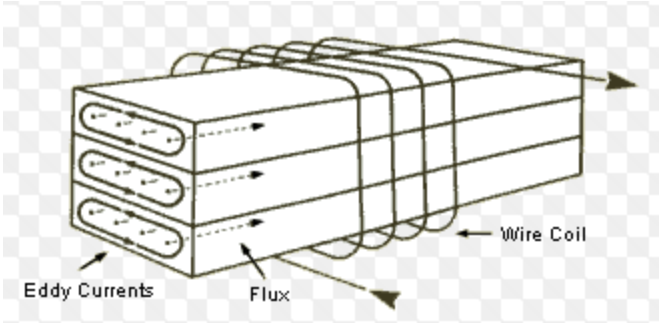


Figura 1.17. Corrientes parásitas en el núcleo de un transformador. [13]

3.4.1.1 Identificación del tipo de aislamiento interlaminar

Los tipos de aislamiento de las chapas han sido establecidos por AISI (American Iron and Steel Institute) e identificados por la letra C (coating-revestimiento) seguida de un número. Cuanto mayor es este número, mayor es la capacidad de aislamiento eléctrico. La descripción y uso de cada tipo está resumida a continuación.

- C-0. Es un revestimiento de óxido natural creado durante el tratamiento térmico. Aporta un moderado pero efectivo aislamiento que es suficiente para pequeños transformadores de potencia.
- C-1. Es un revestimiento de barniz orgánico utilizado en aplicaciones no inmersas en aceite. Actualmente es, de forma general, reemplazado por el tipo C-3.
- C-2. Es un revestimiento inorgánico en forma de película vítrea cerámica que se desarrolla en chapas de grano orientado para núcleos refrigerados por aire o inmersos en aceite. Se utiliza en transformadores de distribución.

- C-4. Es un revestimiento creado por tratamiento químico o fosfatado superficial con necesidades moderadas de aislamiento y con destino y aplicaciones iguales a C-3.
- C-5. Es un revestimiento inorgánico de alta resistencia similar al C-4 pero con adición de rellenos cerámicos que mejoran acusadamente la resistencia interlaminar. Se aplica cubriendo un revestimiento C-2 en chapas de grano orientado. Se utiliza en núcleos refrigerados por aire o inmersos en aceite y operan con elevados valores de voltios/espira. Su destino practico característica son los grandes transformadores de potencia y de distribución. [4]

3.4.1.2 Medidas para reducir perdidas por corrientes parásitas

Las pérdidas por corrientes parasitas totales de una sección recta definida varían aproximadamente de una forma lineal con la variación del espesor de la lámina. En la práctica se emplean chapas de espesores entre 0,36 mm y 0,70 mm. Teóricamente resulta acertado reducir el espesor de las chapas y aumentar su número para construir una sección definida. Sin embargo, en la práctica existe un límite de delgadez del espesor. A partir de este límite, la reducción del espesor dificulta el manejo de la chapa y aumenta el riesgo de daño del material. En Europa, los dos espesores más frecuentes empleados en máquinas eléctricas son 0,50 mm y 0,65 mm. [4]

3.4.2 Aislamiento eléctrico para los devanados

Los aislamientos eléctricos del transformador son los materiales y partes utilizados para aislar todos los elementos conductores de un transformador del resto de elementos eléctricamente inactivos. Los principales elementos a aislar son los devanados. Las clases de aislamiento más utilizadas son A, B, H y C.

El sistema de aislamiento se divide en dos partes principales: el aislamiento mayor y el aislamiento menor.

- El aislamiento mayor comprende cilindros separados entre núcleo-devanado de baja tensión, y entre devanados de baja y alta tensión, barreras entre columnas y aislamiento entre bobinas y yugos. Los cilindros se construyen a basa de capas de papel prensado o resinas sintéticas.
- El aislamiento menor separa las espiras conductoras de las capas según el tipo de devanado. Se utiliza habitualmente papel prensado.

3.4.3 Aisladores pasantes

Los bornes de los transformadores de media tensión se llevan al exterior de la cuba mediante unos aisladores pasantes de porcelana, rellenos de aire o aceite. Cuando se utilizan altas tensiones aparece un fuerte campo eléctrico entre el conductor terminal y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba, y para evitar la perforación del aislador, este se realiza con una serie de cilindros que rodean la borna metálica dentro del espacio cerrado que contiene el aceite. [15]

Figura 1.18. Aislador pasante. [15]

La aislación principal está constituida por papel de celulosa pura impregnado de resina fenólica adecuadamente tratada, mientras que la protección contra los agentes atmosféricos está constituida por una

porcelana de color oscuro. Un aceite especial de alta viscosidad llena el espacio entre la porcelana y la aislación principal.

Los pasatapas (aisladores pasantes) de alta tensión y baja tensión en un transformador se distinguen por su altura, siendo tanto más altos cuanto mayor es la tensión.

3.4.4 Relé Buchhloz

Otro elemento que suelen llevar los transformadores de gran potencia es el llamado relé Buchholz, que protege a la máquina de sobrecargas peligrosas, fallos de aislamiento, descargas atmosféricas, etc.

Figura 1.19. Relé Buchhloz. [14]

TRANSFORMADOR IDEAL

Para explicar el funcionamiento del transformador ideal, nos centraremos en la Figura 1.18, en la que observamos un núcleo magnético real y dos devanados eléctricos, uno conectado a la fuente y otro a una carga por medio de un interruptor. Este núcleo posee una permeabilidad finita, presenta perdidas en el hierro P_{Fe} y unos devanados primario y secundario con un numero de espiras N_1y N_2. Suponemos que la maquina funciona como un transformador reductor.

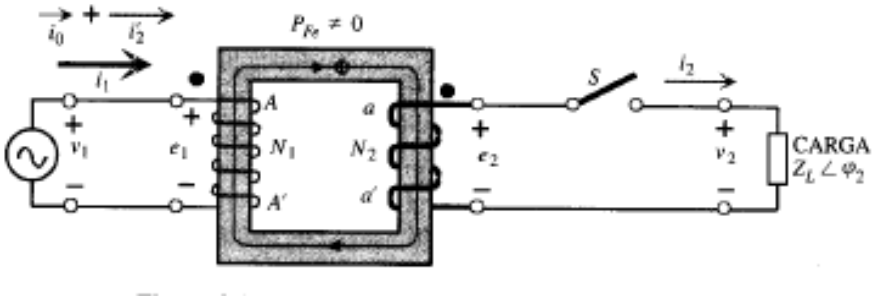


Figura 1.20. Transformador monofásico real. [1]

4.1 Consideraciones para un transformador ideal

Para estudiar el comportamiento ideal del transformador y comprender mejor los fenómenos físicos que suceden en él, consideremos las siguientes condiciones ideales:

- Los bobinados son conductores ideales, no tienen perdidas eléctricas por lo que su resistencia es nula, lo que significa que no hay perdidas por efecto Joule y que la caída de tensión en los devanados es nula.
- Consideramos también una permeabilidad relativa del núcleo infinita, por lo que no existen flujos de dispersión y el flujo que sale del primario pasa enteramente por el secundario. Para excitar el núcleo magnético no nos hace falta corriente de magnetización. No como en el caso real. [1]

4.2 Funcionamiento del transformador ideal

El funcionamiento del transformador se basa en el principio de la Ley de Faraday, por lo tanto, aplicamos una tensión alterna v_1 al primario, por lo que circulará también una corriente alterna que producirá un flujo alterno en el núcleo cuyo sentido vendrá determinado por la Ley de Ampère aplicada a ese devanado.

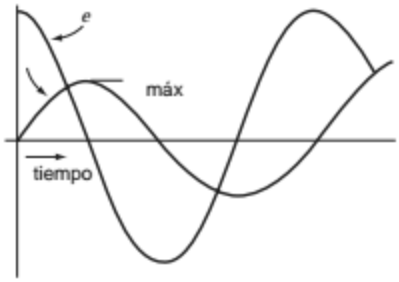


Figura 1.21. Un flujo sinusoidal provoca una fuerza electromotriz sinusoidal también. [2]

De acuerdo con la Ley de Faraday, la tensión eléctrica aplicada magnetizará el núcleo con un valor flujo Ø de variación también sinusoidal. Ambas bobinas experimentarán sendas fuerzas electromotrices e_1 y e_2 cuyas polaridades dependen de la ley de Ampère.

$$e_1 = N_1 \frac{d\emptyset}{dt} \quad (5.1)$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\emptyset}{dt} \quad (5.2)$$

La fuerza electromotriz e_1 coincide con la tensión aplicada v_1 y la fuerza electromotriz e_2 coincide con la tensión eléctrica v_2 que se produce en bornes de la carga.

Como el flujo el sinusoidal, tendremos:

$$\emptyset = \emptyset_{max}\, sen\, \omega t = \emptyset_{max}\, cos\, (\omega t - 90°) \quad (6)$$

Donde $\emptyset_{max}$ es el valor eficaz del flujo. A partir de este valor del flujo, sustituyendo en la ecuación de arriba tendremos:

$$v_1 = e_1 = N_1 \omega \cos \omega t \ ; \ v_2 = e_2 = N_2 \omega \cos \omega t \qquad (7)$$

La ecuación y la ecuación nos indican que las tensiones y las fuerzas electromotrices van adelantadas 90° con respecto al flujo, siendo sus valores eficaces:

$$V_1 = E_1 = \frac{N_1 \omega \emptyset_{max}}{\sqrt{2}} = 4{,}44 \, f N_1 \, \emptyset_{max} \qquad (1.1)$$

$$V_2 = E_2 = \frac{N_2 \omega \emptyset_{max}}{\sqrt{2}} = 4{,}44 \, f N_2 \, \emptyset_{max} \qquad (1.2)$$

Dividiendo ambas ecuaciones tenemos:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \qquad (4)$$

Siendo m la relación de transformación.
De este modo, en un transformador ideal, la relación de transformación es igual a la relación entre el número de espiras del devanado del primario frente al del secundario.

4.2.1 Transformador ideal trabajando en vacío

En el caso del transformador ideal, cuando trabaja en vacío como se observa en la Figura 1.19, observamos como la intensidad para magnetizar el núcleo y el flujo que produce están en fase, pero retrasados 90 grados de la tensión sinusoidal a la que está conectado el devanado primario. Mientras que el fasor E_2 es más corto que el E_1, lo que nos indica que estamos ante un transformador reductor. Esta corriente magnetizante no debería de aparecer, dado que, en el caso ideal, el núcleo es infinitamente permeable y por lo tanto no se requiere dicha corriente para producir un

flujo magnético. Así pues, el diagrama ideal, la corriente I_m debería ser infinitamente pequeña. [2]

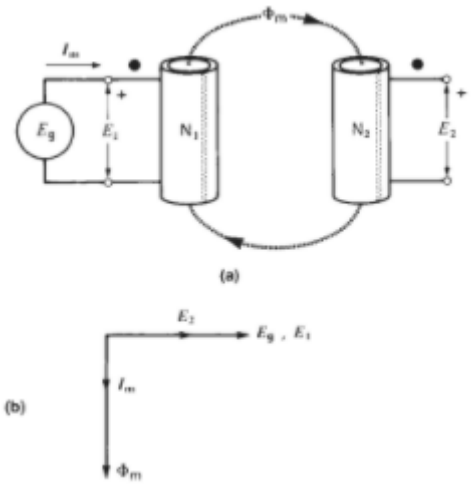


Figura 1.22. Transformador ideal sin carga y diagrama fasorial. [2]

4.2.2 Transformador ideal trabajando con carga

Cuando el interruptor S de la Figura 1.18 se cierra, el transformador entra en carga y aparece una corriente que circula por el devanado secundario i_2, que responde a un valor complejo:

$$\boldsymbol{I_2} = \frac{\boldsymbol{E_2}}{\boldsymbol{Z_L}} = \frac{E_2 \lfloor 0°}{Z_L \lfloor \varphi_2} = \frac{E_2}{Z_L} \lfloor -\varphi_2 \qquad (8)$$

Por lo tanto, observamos que $\boldsymbol{I_2}$ se retrasa φ_2 grados de la fuerza electromotriz $\boldsymbol{E_2}$.

En el siguiente diagrama fasorial vemos está ecuación.

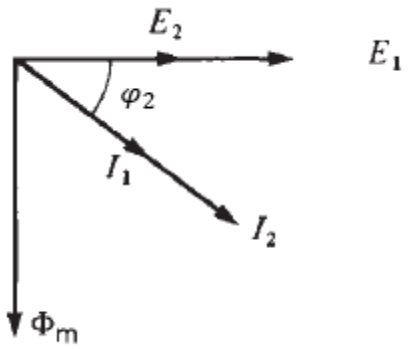


Figura 1.23. Diagrama fasorial de parámetros eléctricos del transformador en carga. [2]

Donde observamos que las corrientes del devanado primario y el secundario están en fase entre ellas, formando un ángulo φ_2 con sus fuerzas electromotrices.

4.2.3 Marcas de polaridad

Debemos tener en cuenta las marcas de polaridad, y cuando I_1 fluye hacia una marca de polaridad del lado del primario, I_2 debe salir de la marca de polaridad del lado del secundario.

4.2.4 Fuerzas electromotrices y relación de corrientes

Como vimos antes, el flujo $\emptyset_{max}$ se retrasa 90º con respecto a $\boldsymbol{E_1}$, pero no requiere una corriente magnetizante (ésta debe ser infinitamente pequeña) para producir un flujo ya que estamos tratando el modelo ideal del transformador.

Si examinamos las fuerzas electromotrices creadas por los devanados primario y secundario, la corriente I_2 producirá una $f.e.m$ N_2I_2, pero físicamente no puede actuar sola, ya que produciría un notable cambio en el flujo mutuo $\emptyset_{m,}$ pero este flujo no cambia al conectar el lado secundario a una carga, por lo que solo puede mantenerse fijo si en el primario se desarrolla otra $f.e.m$ que contrarresta el efecto producido por la $f.e.m$ en el secundario, por lo tanto, concluimos que:

$$N_1I_1 = N_2I_2 \qquad (9)$$

Y obtenemos, tal y como habíamos obtenido antes que:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \qquad (4)$$

Por lo que la relación de corrientes a través del transformador es el inverso de la relación de vueltas y también de tensiones. Dicha relación nos da la definición de transformador, capaz de transformar una potencia elevándola

o reduciendo la tensión y en la misma proporción, pero inversamente con la corriente. Si las entradas y salidas de potencia no fueran idénticas (como ocurre en los transformadores reales) entonces tendríamos que concluir que parte de la potencia que se transforma es absorbida por el transformador, como veremos en el estudio del transformador real.

TRANSFORMADOR REAL

Como hemos visto en el apartado anterior, un transformador ideal tenía las siguientes características:

- El núcleo del transformador tiene una permeabilidad magnética arbitrariamente grande, de modo que cualquier valor del flujo magnético se excita con un valor de la $f.e.m$ insignificante
- El núcleo del transformador opera con magnetización variable sin experimentar perdidas de energía por histéresis magnética o corrientes parasitas
- El núcleo magnético alberga la totalidad del flujo magnético que concatena mutuamente ambas bobinas, es decir, no existen flujos magnéticos de dispersión.
- Los conductores eléctricos carecen de resistividad óhmica, y no experimentan corrientes parasitas, por lo que no existen perdidas de energía. Sus resistencias eléctricas son nulas. [15]

En el transformador, ninguno de los fenómenos descritos ocurre idealmente, todas las pérdidas que no se han considerado en los puntos anteriores existen.

5.1 Aproximación mediante el circuito equivalente

Estas pérdidas se pueden representar en el circuito equivalente del transformador real. Este circuito equivalente incorpora los fenómenos físicos que se producen en la maquina real. El desarrollo de los circuitos equivalentes de las maquinas eléctricas no es una invención moderna, estando ligado a la propia evolución y expansión de la ingeniería eléctrica. Hay que reconocer la excelente labor realizada por Steinmetz, quien a principios del siglo XX asentó las bases científicas de la tecnología eléctrica. La ventaja de desarrollar circuitos equivalentes de máquinas eléctricas para conocer con antelación la respuesta de una maquina en unas determinadas condiciones de funcionamiento. [1]

Para proceder a un circuito equivalente, reducimos ambos devanados al mismo número de espirar. Generalmente se reduce el secundario al primario, pero se puede permutar. Para que este nuevo transformador sea equivalente al original, deben conservarse las condiciones energéticas de la máquina, es decir, potencia activa y reactiva y su distribución entre los diversos elementos del circuito secundario.

5.2 Representación del circuito equivalente

Primero representaremos el núcleo imperfecto y después el acoplamiento imperfecto.

5.2.1 Núcleo imperfecto del transformador real

Un núcleo imperfecto posee perdidas por histéresis y corrientes parasitas, y su permeabilidad no es infinita o arbitrariamente grande. Estas realidades se pueden representar mediante dos elementos del circuito R_m y X_m, ambas en paralelo con la fuente de tensión alterna primaria E_1. [2]

5.2.1.1 Resistencia de pérdidas en el hierro R_m

La resistencia R_m representa las perdidas en el hierro y el calor que produce. Para suplir estas pérdidas se extrae una pequeña corriente I_{Fe} de la línea. Esta corriente está en fase con la fuente primaria E_1. [2]

5.2.1.2 Reactancia magnetizante X_m

Por otro lado, la reactancia magnetizante X_m es una medida de la permeabilidad del núcleo del transformador, al estar en paralelo con la fuente de tensión, cuando la X_m tenga un gran valor, poca intensidad derivará por ella y consideraremos que se trata de un núcleo muy permeable, si por el contrario tiene un valor reducido, entonces diremos que la permeabilidad es baja. Llamamos I_m a la corriente que circula por la reactancia magnetizante y es la requerida para crear el flujo $\emptyset_m$ en el núcleo. Al ser una reactancia inductiva y estar en paralelo con la fuente de tensión, la corriente estará desfasa 90º con respecto a E_1. [2]

5.2.1.3 Circuito equivalente de un transformador con núcleo imperfecto

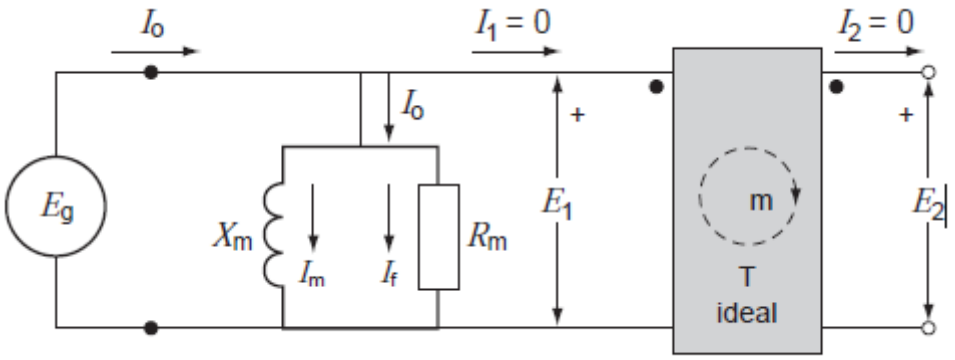


Figura 1.24. Circuito equivalente representando el núcleo imperfecto del transformador. [2]

En la imagen observamos como aun estando en vacío, el transformador está consumiendo una corriente I_0 resultante del núcleo imperfecto del transformador. Esta corriente se divide a su vez en dos (la corriente magnetizante I_m y la corriente de pérdidas en el núcleo en forma de calor I_{Fe}) y la suma fasorial de ambas es igual a I_0.

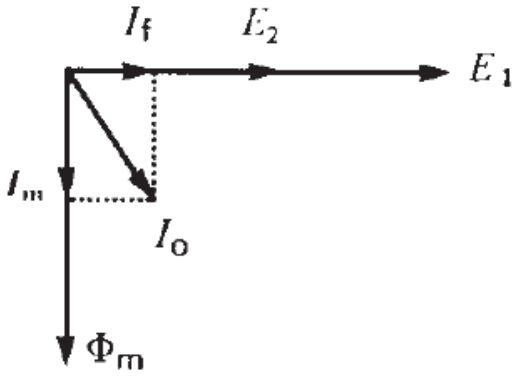


Figura 1.25. Diagrama fasorial de un transformador real sin carga. [2]

5.2.2 Acoplamiento imperfecto del transformador real

Para estudiar el esquema equivalente con parámetros eléctricos que representa el acoplamiento imperfecto entre los devanados del transformador, supondremos de nuevo un núcleo perfecto y también supondremos que las resistencias en los devanados primario y secundario son despreciables. [2]

5.2.2.1 Acoplamiento magnético sin carga

Consideramos el transformador que se observa en la Figura 1.24, conectado a una fuente de tensión alterna y sin carga, entonces, la tensión que está conectada al primario es E_p, produciendo un flujo mutuo en el núcleo que en la Figura 1.26 se denomina $\emptyset_{m1a.}$ Como siempre, este flujo está retrasado 90º con respecto a E_p. Como el núcleo lo hemos considerado infinitamente permeable no existen perdidas en él y para magnetizarlo no hace falta una corriente I_0., por lo tanto, al estar sin una carga conectada, no fluye ninguna corriente en ninguno de los dos devanados, por lo que no hay ninguna $f.e.m$ que propulse el flujo a través del aire, por consiguiente, no hay flujo de dispersión que se enlace con el primario.

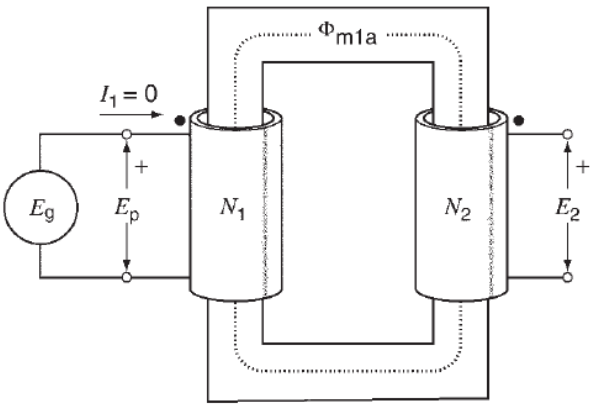


Figura 1.26. Transformador con núcleo infinitamente permeable sin carga. [2]

5.2.2.2 Acoplamiento magnético con carga

Ahora imaginamos que conectamos una carga Z a través el secundario, a una tensión E_2, manteniendo fijo la tensión de la fuente. Al conectar esta carga provocamos los siguientes procesos:

Como el transformador ya no se encuentra en vacío, empiezan a fluir corrientes I_1 e I_2 en los devanados primario y secundario respectivamente. Como se expuso anteriormente, por las relaciones del transformador ideal, teníamos:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (9)$$

Por lo tanto, la intensidad I_2 produce una fuerza magnetomotriz $N_2 I_2$ mientras que I_1 produce una $f.m.m$ $N_1 I_1$. Como también se expuso anteriormente, estas fuerzas magnetomotrices son iguales y están en oposición directa porque cuando I_1 fluye hacia el núcleo del transformador, I_2 sale de él hacia la carga.

La $f.m.m$ $N_2 I_2$ produce un flujo sinusoidal total $\emptyset_2$ que está formado por una parte que se enlaza con el devanado primario $\emptyset_{m2}$ y otra parte que se dispersa $\emptyset_{f2}$ al cual se le denomina flujo de dispersión en el secundario.

$$\emptyset_2 = \emptyset_{m2} + \emptyset_{f2} \quad (10.1)$$

Lo mismo pasa con la $f.m.m$ provocada por la intensidad I_1, $N_1 I_1$, que produce un flujo total sinusoidal $\emptyset_1$, del cual una parte se concatena con el devanado secundario $\emptyset_{m1}$ y otra parte se dispersa, $\emptyset_{f1}$, por lo que no lo consideramos como flujo útil y lo denominamos flujo de dispersión en el primario.

$$\emptyset_1 = \emptyset_{m1} + \emptyset_{f1} \quad (10.2)$$

En la Figura 1.25 observamos visualmente los parámetros que hemos estado comentado.

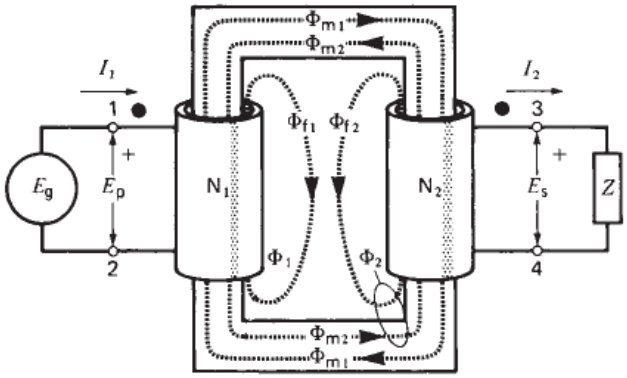


Figura 1.27. Representación de los flujos mutuos y se dispersión en un transformador con carga y acoplamiento imperfecto. [2]

La aparición de las corrientes por la conexión de la carga provoca unas $f.e.m.$ que distorsionan el campo magnético $\emptyset_{m1a}$ que existía en el núcleo en vacío. En esta nueva situación podemos razonar lo siguiente:
Primero, el flujo inicial producido por I_1 se compone de dos partes como hemos visto:

$$\emptyset_1 = \emptyset_{m1} + \emptyset_{f1} \qquad (10.2)$$

Segundo, el flujo total producido por I_2 también se compone de dos partes:

$$\emptyset_2 = \emptyset_{m2} + \emptyset_{f2} \qquad (10.1)$$

Tercero, si combinamos ambos flujos mutuos $\emptyset_{m1}$ y $\emptyset_{m2}$ en un solo flujo $\emptyset_m$ como se observa en la Figura 1.26, tenemos el flujo mutuo creado por la acción conjunta de las $f.m.m$ producidas en el devanado primario y secundario.
Cuarto, los flujos de dispersión $\emptyset_{f1}$ y $\emptyset_{f2}$ al estar creados por las corrientes de sus respectivos devanados, entonces $\emptyset_{f1}$ está en fase con I_1 y $\emptyset_{f2}$ está en fase con I_2.
Quinto, la tensión inducida en el secundario Es se compone de dos partes, una provocada por el flujo de dispersión $\emptyset_{f2}$ y otro provocado por el flujo mutuo $\emptyset_m$, al igual que la tensión E_p inducida en el primario se compone de una parte provocada por el flujo de dispersión $\emptyset_{f1}$ y otra parte provocada por el flujo mutuo $\emptyset_m$.

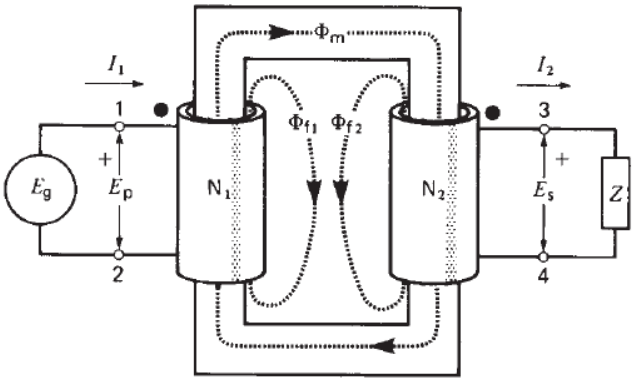


Figura 1.28. Representación del flujo mutuo y de los flujos de dispersión. [2]

5.2.2.3 Reactancias de dispersión

Representación en el circuito equivalente de los flujos de dispersión

Podemos identificar mejor las cuatro tensiones inducidas E_1, E_2, E_{f1} y E_{f2} haciendo un circuito equivalente como el que se muestra en la Figura 1.27, en la cual los devanados N_1 y N_2, se muestran dos veces y en ellos se representa el flujo de dispersión $\emptyset_{f1}$ y $\emptyset_{f2}$ respectivamente. Esta reacomodación no hace que cambie el valor de las tensiones inducidas, pero sí que se diferencian mejor y se parecen más al circuito equivalente que veremos a continuación.

Como observamos E_{f1} y E_{f2} son caídas de tensión a través de una reactancia, que viene dada por los valores:

$$X_{f1} = \frac{E_{f1}}{I_1} \; ; \; X_{f2} = \frac{E_{f2}}{I_2} \qquad (11.1)\ (11.2)$$

Donde X_{f1} se le denomina reactancia de dispersión en el primario y a X_{f2} reactancia de dispersión en el secundario.

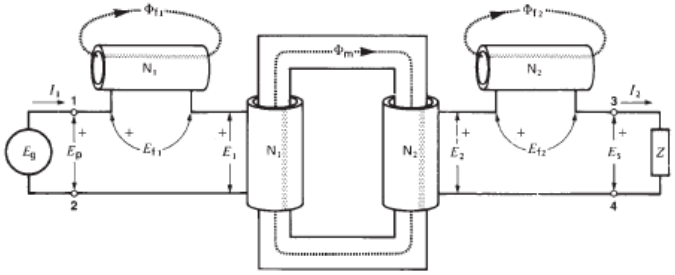


Figura 1.29. Separación de las tensiones inducidas por el flujo total (mutuo y dispersión). [2]

Por lo tanto, nuestro núcleo central sí que tiene un acoplamiento perfecto, ya que los flujos de dispersión los hemos sacado fuera del núcleo.

5.2.2.4 Circuito equivalente de un transformador con acoplamiento imperfecto

En nuestro circuito equivalente también tenemos que representar con parámetro eléctricos eléctricas y por lo tanto en forma de calor que tienen lugar en los devanados del núcleo, estas pérdidas de consideran en forma de resistencia R_1 y R_2 para cada devanado primario y secundario, respectivamente.

De este modo, el circuito equivalente de este apartado quedaría tal y como se muestra en la Figura 1.30.

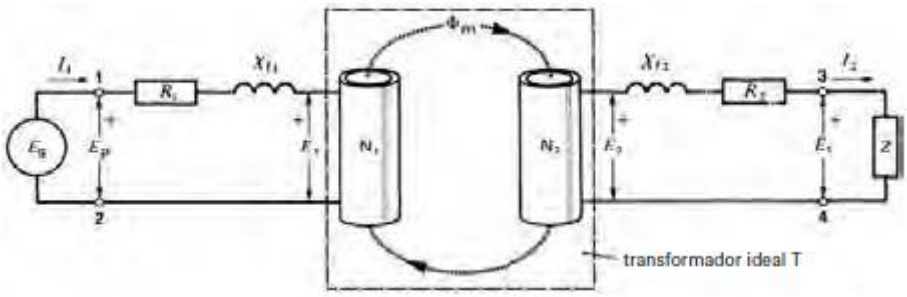


Figura 1.30. Representación de las perdidas por acoplamiento imperfecto y en los devanados del transformador. [2]

5.3 Circuito equivalente del transformador (transformador real)

Si juntamos este último apartado y le sumamos el núcleo imperfecto tal y como vimos en apartados anteriores, añadiremos los elementos del circuito

X_m y R_m para representar el transformador real, obteniendo el circuito equivalente real, lo observamos en la Figura 1.31.

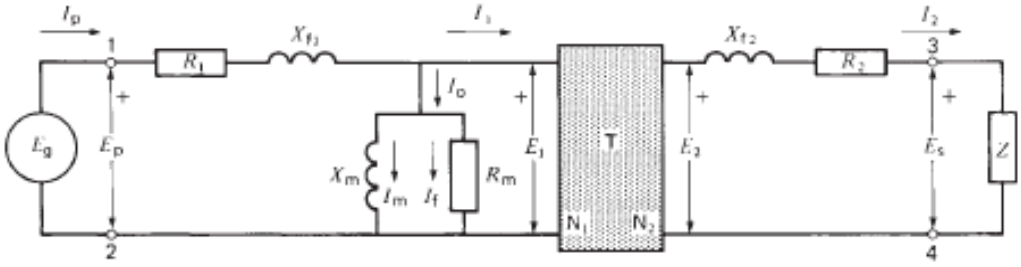


Figura 1.31. Circuito equivalente del transformador real. [2]

Donde T, es un transformador ideal, pero solo tenemos accesibilidad física a partir de los terminales $1-2\,y\,3-4$, los demás componentes se encuentran dentro del transformador. Sin embargo, mediante ensayos que veremos a continuación, podemos encontrar el valor de estos parámetros internos.

5.3.1 Relaciones entre magnitudes del secundario al primario

De acuerdo con el principio de igualdad de potencias, perdidas, etc., se obtienen las siguientes relaciones entre las magnitudes del circuito secundario al primario:

$$E_2 = \frac{E_1}{m} \qquad (12.1)$$

Como en el transformador equivalente, $N'_2 = N_1$

$$E'_2 = mE_2 \qquad (12.2)$$

Para la corriente I'_2

$$I'_2 = \frac{I_2}{m} \qquad (12.3)$$

Para la impedancia R'_2 y X'_2

$$R'_2 = m^2 R_2 \tag{12.4}$$

$$X'_{f2} = m^2 X_{f2} \tag{12.5}$$

Para la carga, en caso de que existe Z

$$Z' = m^2 Z \tag{12.6}$$

5.3.2 Circuito equivalente del transformador real reducido al primario

Con estas equivalencias del primario al secundario, tenemos el siguiente circuito reducido al primario:

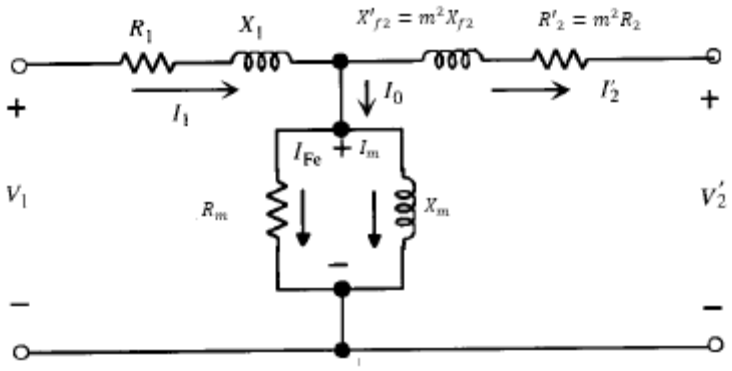


Figura 1.32. Circuito equivalente del transformador real reducido al primario. [1]

5.3.3 Simplificaciones del circuito equivalente

Se pueden hacer una serie de simplificaciones de este circuito, como poner la rama en paralelo conectada a la tensión V_1 y de tal manera que podríamos agrupar las resistencias y las reactancias de la siguiente manera:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \tag{13.1}$$

$$X_{cc} = X_{f1} + X'_{f2} \tag{13.2}$$

De tal manera que el circuito equivalente quedaría tal y como se representa en la Figura 1.33.

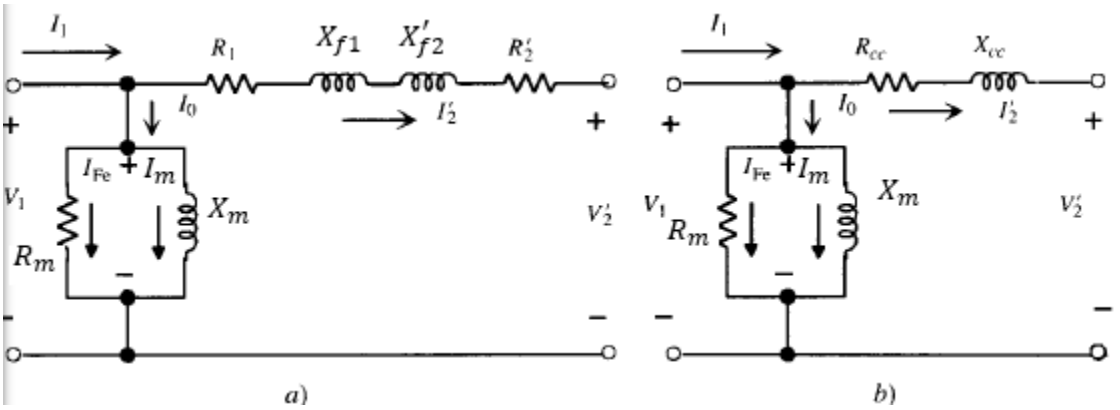


Figura 1.33. Simplificación del circuito equivalente del transformador real con el cual se realizan los ensayos. [1]

ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR

Los ensayos de un transformador son las diversas pruebas que se realizan para comprobar el comportamiento y hallar los parámetros que hemos estudiado anteriormente en el circuito equivalente del transformador real.
Como en la práctica es complicado realizar ensayos reales en transformadores debido a la gran cantidad de energía que se disipa en el transformador durante el ensayo y a que es complicado tener una carga que requiera la misma potencia que tienen alguno de los transformadores cuando hay que hacer un ensayo a plena carga (orden de MVA de potencia), entonces se recurre a hallar los parámetros eléctricos que hemos estudiado en el circuito equivalente en los apartados anteriores.
Con estos parámetros puede predecirse con gran exactitud y bajo cualquier condición de trabajo el comportamiento del transformador, y son datos que tanto el usuario como el fabricante necesitan.
Sin embargo, no hay que fiarse del valor de los parámetros obtenidos en los datos de diseño, por ello se desarrollaron ensayos en los cuales se pueden hallar los parámetros de los elementos que intervienen en el circuito equivalente del transformador real, son ensayos muy simples y requieren poco consumo de energía (la suficiente para suministrar las pérdidas de la maquina), de ahí que sean ensayos sin carga real
Los dos ensayos fundamentales que se utilizan son el ensayo de vacío y el ensayo de cortocircuito.

6.1 Ensayo en vacío

Este ensayo consiste en aplicar en el devanado primario del transformador la tensión asignada en la placa de características y dejar el devanado secundario en circuito abierto. A su vez, debemos medir la potencia P_0 absorbida, la corriente de vacío I_0 y la tensión en el devanado secundario que está a circuito abierto, tal y como se indica en la siguiente figura:

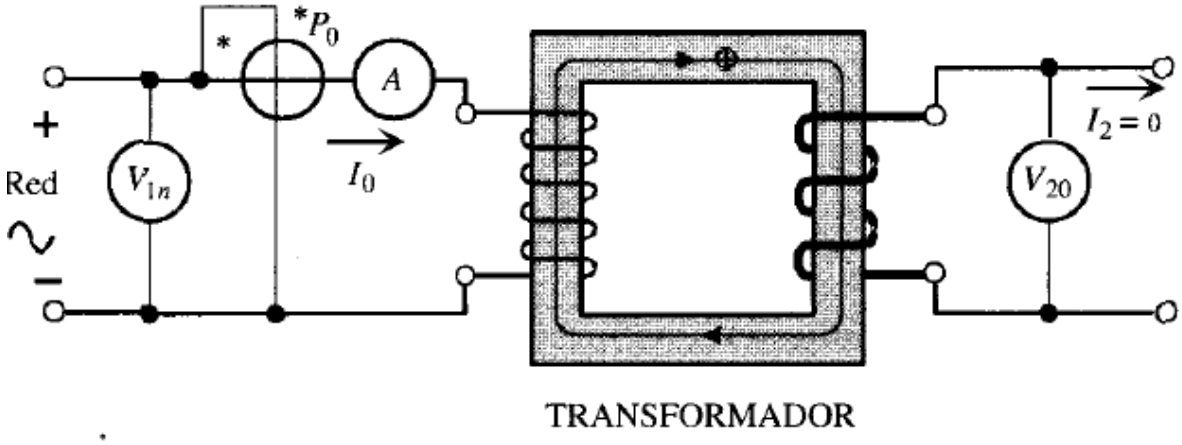


Figura 1.34. Conexión de los aparatos de medición en el transformador para el ensayo de vacío. [1]

Las pérdidas por el efecto Joule en el devanado primario son mínimas, debido al pequeño valor de la corriente de vacío I_0, por lo tanto, la potencia absorbida en vacío coincide prácticamente con las pérdidas en el hierro, lo que concuerda con la simplificación que se permitió indicada en la Figura 1.34 en la cual la $I_2 = 0$

Por lo tanto, conocidas la tensión nominal a la que está conectado el transformador V_{1n} y la corriente de vacío I_0 gracias al amperímetro, podemos hallar el factor de potencia cos φ_0

$$P_0 = V_{1n} I_0 \cos \varphi_0 = P_{Fe} \qquad (14)$$

En la siguiente Figura 1.se observa el esquema equivalente del transformador en el ensayo de vacío:

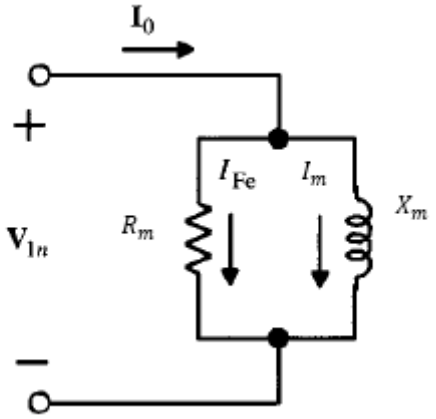


Figura 1.35. Circuito equivalente del transformador en vacío. [1]

Debido a que no hay prácticamente caída de tensión en el devanado primario, consideramos que la tensión asignada es la que le llega a éste, es decir $V_{1n} = E_1$, como se puede aprecias en la Figura 1.36 del diagrama fasorial. Una vez calculado el factor de potencia, podemos calcular las componentes de la I0 para calcular la resistencia de pérdidas en el hierro R_m y la reactancia magnetizante X_m.

$$I_{Fe} = I_0 \cos \varphi_0 \quad ; \quad I_m = I_0 \operatorname{sen} \varphi_0 \qquad \textit{(15.1) (15.2)}$$

Teniendo la tensión nominal y las intensidades de cada rama en paralelo, podemos pasar a hallar los parámetros R_m y X_m

$$R_m = \frac{V_{1n}}{I_{Fe}} \quad ; \quad X_m = \frac{V_{1n}}{I_m} \qquad \textit{(16.1) (16.2)}$$

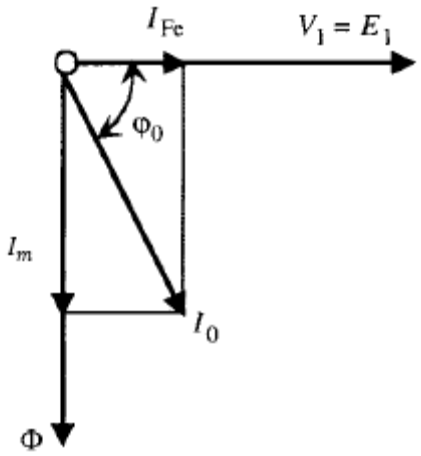


Figura 1.36. Diagrama fasorial del ensayo en vacío. [2]

Por lo tanto, podemos concluir que en este ensayo en vacío se pueden determinar las perdidas en el hierro de un transformador, también la relación de transformación, gracias al voltímetro en el devanado secundario y gracias a que, como hemos argumentado antes, la tensión V_{1n} es prácticamente idéntica que la fuente E_1.

6.2 Ensayo de cortocircuito

Este ensayo consiste en cortocircuitar uno de los devanados del transformador, en nuestro caso lo haremos desde en el secundario y alimentar el primario a una tensión la cual haga que circule la intensidad asignada en la placa de características, controlada gracias a un amperímetro en el devanado primario. En este ensayo es necesario medir la tensión a la que se conecta el devanado primario, la corriente que circula por él y la potencia del devanado primario también. De las medidas realizadas en este ensayo se obtienen los parámetros R_{cc} y X_{cc} definidos anteriormente y correspondientes a las perdidas eléctricas en los devanados y las perdidas en las reactancias de dispersión. [10]
En la siguiente Figura 1.se observa la conexión de los elementos de medida.

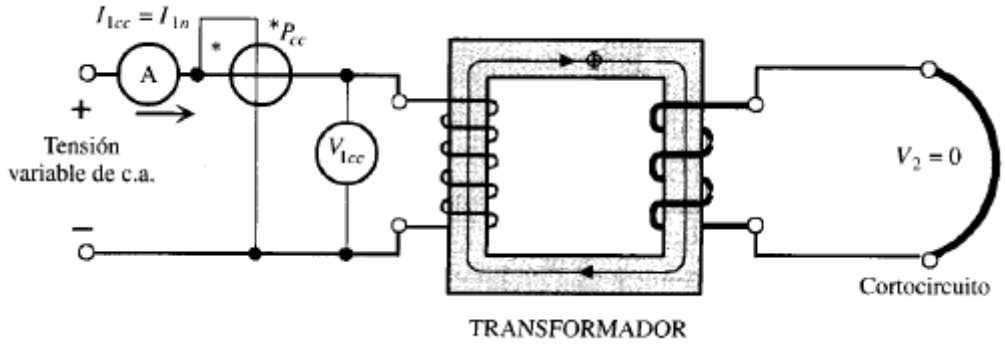


Figura 1.37. Circuito de ensayo en cortocircuito. [1]

Para conseguir la intensidad asignada en ambos devanados, es necesario alimentar al transformador mediante una fuente de tensión alterna variable, de tal manera que alcancemos el valor de la intensidad nominal de manera progresiva. Si se conectara a la tensión nominal, estando cortocircuitado uno de los devanados pondríamos en grave peligro los componentes electromagnéticos del transformador. [10]
La potencia absorbida en el ensayo coincide con las perdidas en el cobre, lo que concuerda con el circuito aproximado que se representa en la Figura 1.38. En él se ha suprimido la rama en paralelo que representa las perdidas en el núcleo, debido a que, en comparación con la intensidad nominal, la intensidad que circula por esa rama en minúscula (debido a que no está

conectada a la tensión nominal), por lo que no se comete un gran error suprimiéndola.

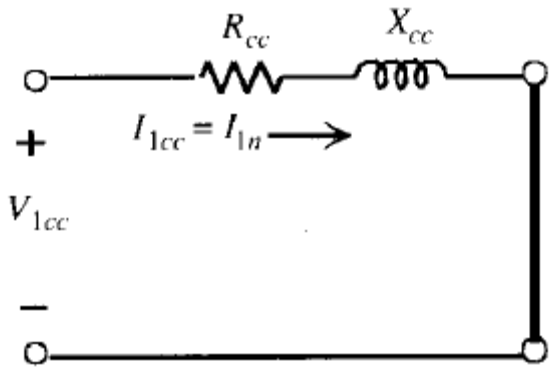


Figura 1.38. Circuito equivalente del transformador en el ensayo de cortocircuito. [1]

Por ello, el ensayo en cortocircuito permite determinar los parámetros de la rama en serie del circuito equivalente del transformador, los cuales se representan en la Figura 1.38 y son:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \;;\; X_{cc} = X_{f1} + X'_{f2} \qquad (17.1)\ (17.2)$$

Otro aspecto a tener en cuenta es que en este ensayo es que la potencia que se absorbe en él coincide con las perdidas en el cobre de los devanados correspondiente a la corriente que fluye por ellos, si se alcanza la corriente nominal, entonces se corresponderán con las pérdidas a plena carga, pero si por el contrario la corriente es menor, las perdidas obtenidas no podrían ser utilizados para calcular el rendimiento del transformador a plena carga, por ejemplo.

Para el cálculo de los parámetros, el proceso sería el siguiente

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \qquad (18)$$

Por otro lado, tenemos:

$$Z_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1cc}} \qquad (19)$$

Gracias al vatímetro tenemos:

$$P_{cc} = R_{cc}\, I_{cc}^2 \qquad (20)$$

De donde podemos obtener R_{cc} y despejar X_{cc} de la ecuación.
De este modo, gracias al ensayo en cortocircuito, podemos obtener el valor de las perdidas en el cobre a la vez que los parámetros de la resistencia de pérdidas en los devanados eléctricos y el de la reactancia de dispersión.

EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR

7.1 Concepto de eficiencia de una maquina

La eficiencia de cualquier maquina tiene una gran importancia por el valor económico, legar y medioambiental que ello conlleva. En general el rendimiento o eficiencia de una maquina viene dado por el cociente entre la potencia útil entre la potencia absorbida.

$$\eta = \frac{Potencia\ útil}{Potencia\ absorbida} \qquad (21)$$

En el caso particular de los transformadores, como bien sabemos se trata de una máquina de características poco comunes:

- Posee una gran eficiencia
- Requiere poco mantenimiento

Debido principalmente a que es una maquina estática cuyo núcleo no contiene entrehierros y las partes que lo conforman no están en continuo movimiento.
En estas máquinas, como en la gran mayoría, a más potencia, mas tamaño y más eficientes se vuelven, esto se puede demostrar analizando como varían las perdidas con la potencia. [9]

7.2 Perdidas en el transformador

Estas pérdidas se dividen principalmente en dos tipos de perdidas:

7.2.1 Perdidas en el hierro

Estas pérdidas se producen en todos los componentes del transformador que son recorridos por flujos variables. Estas pérdidas se dividen en dos:

- Perdidas por corrientes de Foucault (parásitas)
- Perdidas por histéresis

$$P_{Fe} = P_H + P_F = (k_H f B_m^{\alpha} + k_F f^2 B_m^2 a^2 \sigma)\ vol \quad (22)$$

Donde:

- P_H son perdidas por histéresis
- P_F son las perdidas por corrientes parásitas
- $k_H\ y\ k_F$ son constantes
- f es la frecuencia
- B_m la inducción máxima
- a es el espesor de las chapas
- σ la conductividad de las chapas magnéticas
- vol es el volumen de hierro

La forma de reducir estas pérdidas es emplear núcleos magnéticos de acero al silicio en forma de chapas, esto disminuye el valor de dichas perdidas por histéresis y reduce las pérdidas por corrientes parasitas debido a la adición de silicio y a aislar las chapas entre sí.

7.2.2 Perdidas en el cobre

Debido a la existencia de conductores eléctricos en el transformador, estos poseen perdidas eléctricas por el denominado efecto Joule y el total es la suma del producto entre resistencias y el cuadrado delas intensidades que las atraviesan:

$$P_{cu} = \sum R_j\ i_j^2 \quad (23)$$

Donde:

- R_j es la resistencia correspondiente al devanado j
- i_j es la intensidad que atraviesa el devanado j

Sabiendo que la resistencia depende de la resistividad del conductor ρ_j, a su longitud l_j y a su sección s_j, tenemos:

$$P_{cu} = \sum \rho_j \frac{l_j}{s_j} i_j^2 \quad (24)$$

Se expresan las pérdidas en el cobre en función de su resistividad eléctrica, longitud, sección e intensidad que lo atraviesa. Si multiplicamos y dividimos por la sección s_j observamos como las pérdidas en el cobre dependen del volumen del material y de la densidad de corriente, que se encuentra alrededor de los 5 A/mm^2 para transformadores pequeños y alrededor de los 3 A/mm^2 para transformadores grandes.

7.2.3 Perdidas fijas y variables

Las perdidas fijas se compondrán de las perdidas mecánicas y las pérdidas en el hierro (calculadas en el ensayo de vacío). En el caso de los transformadores, al ser maquinas estáticas no poseen perdidas mecánicas, no tienen partes móviles. Las perdidas variables son aquellas que dependen de la carga a la que está conectado el transformador, estas pérdidas son las que se producen en el cobre (las nominales están calculadas en el ensayo en cortocircuito), pero dependiendo de la intensidad que atraviese los devanados, estas pérdidas pueden ser menores que las nominales.

7.3 Clasificación de las potencias en un transformador

Tal y como representamos en la ecuación número tenemos, utilizando el subíndice 1 para el devanado primario (entrada) y 2 para el devanado secundario (salida):

$$Potencia\ útil = S \cos \varphi_2 \quad (25)$$

Donde S representa la potencia asignada del transformador (VA) y φ_2 el desfase entre tensión e intensidad en el devanado secundario.
Por otro lado, la potencia absorbida será:

$$Potencia\ absorbida = Potencia\ util + Pperdidas \quad (26)$$

Donde $Pperdidas$:

$$Pperdidas = P_{Fe} + P_{cu} \quad (27)$$

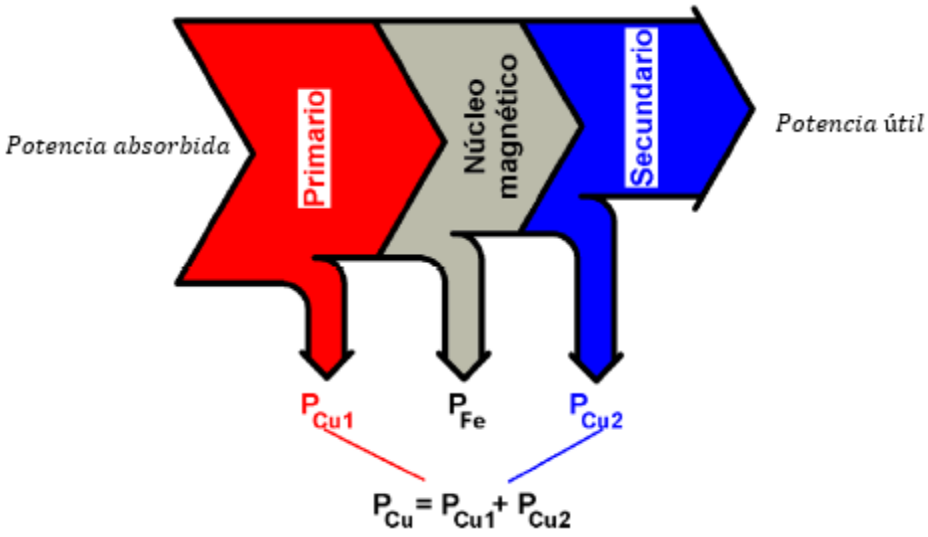


Figura 1.39. Balance de potencias en un transformador. [10]

Pero como hemos visto, las perdidas en el hierro son las perdidas fijas y se miden en el ensayo de vacío, por lo tanto $P_{Fe} = P_0$, y P_{cu} son las perdidas variables, que dependen de la carga a la que está conectada el transformador, por lo tanto, en el esquema equivalente, se obtenían del ensayo en cortocircuito. $P_{cu} = P_{cc} = R_{cc}\, I_2^2$, donde I_2^2 es la intensidad nominal que atraviesa el secundario.

$$P_{Fe} = P_0\ ;\ P_{cu} = P_{cc} = R_{cc}\, I_2^2 \quad (28)$$

7.4 Influencia del índice de carga

Llamamos C al índice de carga del transformador, siendo este:

$$C = \frac{S'}{S_N} \quad (29.1)$$

Siendo S la potencia aparente compleja de la carga y S_N la potencia nominal del transformador. Si, además, consideramos que las tensiones en el devanado primario y secundario son las asignadas, hecho que en la gran mayoría de los casos es así, tenemos:

$$C = \frac{I'_2}{I_2} \qquad (29.2)$$

Por lo tanto, las perdidas variables dependerán del índice de carga, y tendremos:

$$P'_{cc} = R_{cc}\ I'^2_2 = C^2\ R_{cc}\ I_2^2 \qquad (30)$$

Y tendremos, por último:

$$P'_{cc} = C^2\ P_{cc} \qquad (31)$$

Por lo tanto, volviendo a la ecuación de la $Potencia\ absorbida$, para un índice cualquiera de carga

$$Potencia\ absorbida = C\ S \cos\varphi_2 + P_0 + C^2\ P_{cc} \qquad (32)$$

7.5 Ecuación para la eficiencia de un transformador

Y sustituyendo en la ecuación de la eficiencia de un transformador, tendremos:

$$\eta = \frac{C\ S \cos\varphi_2}{C\ S \cos\varphi_2 + P_0 + C^2\ P_{cc}} \qquad (33)$$

7.5.1 Índice de carga optimo

El rendimiento de un transformador empeorara tanto en cuanto disminuya el factor de potencia y cuando más se aleje el índice de carga del índice de

carga optimo, el cual se obtiene cuando se igualan las perdidas variables con las perdidas fijas, es decir:

$$P_0 = C_{opt}^2 \, P_{cc} \tag{34}$$

Despejando el C_{opt}

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}} \tag{35}$$

7.5.2 Índice de eficiencia máxima

El índice de carga máxima se define como el valor máximo de la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador, en otras palabras, el rendimiento máximo, el cual se produce cuando el índice de carga es el óptimo tal y como acabamos de ver. [548/2014]
Esta definición se incluye en el reglamento europeo N.º 548/2014, y el mismo documento nos ofrece el método para calcular el índice de eficiencia máxima (PEI): [16]

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0})}{S\sqrt{\frac{P_0 + P_{c0}}{P_k}}} \tag{36}$$

Donde:

- P_0 son las pérdidas en vacío a la tensión y frecuencia asignadas, sobre la toma en cuestión
- P_{c0} es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío;

- P_k es la pérdida debida a la carga medida a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia;
- S es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P_k.

7.6 Conclusiones

Por lo tanto, si el transformador trabajara a plena carga en todo momento, sería conveniente que este factor fuera la unidad, pero no es el caso. Para transformadores de gran potencia el índice de carga comprendido se encuentra entre 0,5 y 0,7, mientras que para transformadores de distribución está entre un 0,3 y 0,5. [1]

Por estas razones: [10]

- Debemos evitar el funcionamiento de un transformador con cargas pequeñas, ya que disminuye notablemente la eficiencia
- El índice de carga al que se conecta nuestro transformador debe estar lo más cerca posible del índice de carga óptimo.
- Se debe elegir un transformador cuya potencia asignada no sea demasiado elevada comparada con la potencia que demanda la carga que se le conecta, ya que su índice de carga sería muy bajo y su rendimiento también.
- Como hemos dicho anteriormente, al disminuir el factor de potencia (empeorarlo), disminuimos también su rendimiento.

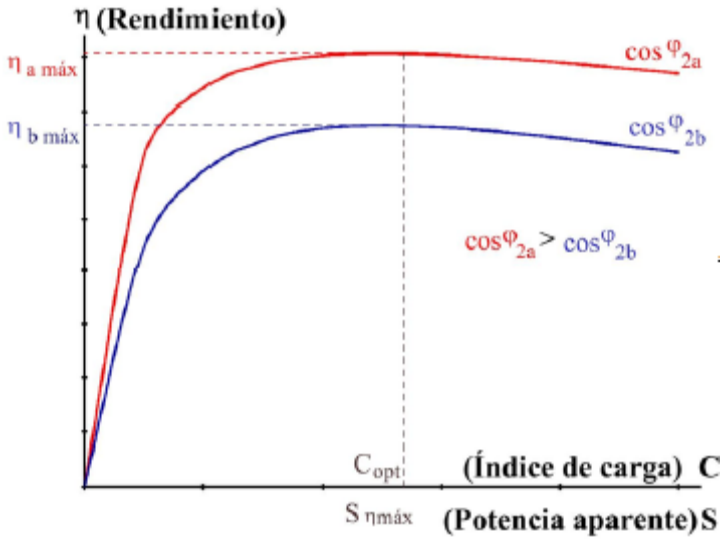


Figura 1.40. Eficiencia del transformador con respecto al índice de carga y con diferentes factores de potencia. [10]

CAPÍTULO 2. AVANCES TECNOLÓGICOS EN EL DISEÑO DE TRANSFORMADORES

ÍNDICE

ÍNDICE 77

INTRODUCCIÓN 78

NUEVAS FORMAS DE ANÁLISIS DE DISEÑOS 78

3.1 Análisis computacionales de las perdidas en vacío 78

3.1.1 Calculo de pérdidas por corrientes parasitas y por anomalías 78

3.1.2 Calculo de las pérdidas por histéresis 79

3.1.3 Sobrecalentamiento por flujos de dispersión. 80

3.1.4 Distribución del flujo en las juntas y empalmes 80

3.1.5 Reducción de las perdidas en el hierro 81

3.2 Análisis de las perdidas en carga 82

3.2.1 Análisis de la distribución de la corriente en los devanados 83

3.2.2 Geometría de la cuba del transformador para reducir perdidas en el transformador 83

3.3 Métodos para la reducción de pérdidas en el diseño 84

3.3.1 Reducción de pérdidas en el núcleo 85

3.3.2 Núcleos de metal amorfo 86

3.3.3 Reducción de pérdidas en los devanados 86

INTRODUCCIÓN

Gracias a las mejoras tecnológicas en lo que se refiere a la potencia de los ordenadores, junto con los nuevos algoritmos de optimización que se están desarrollando, provocan la publicación de nuevas normativas, libros y artículos sobre los nuevos eco-diseños para transformadores, que, manteniendo los gastos de fabricación se consiguen imponer estos nuevos diseños.

NUEVAS FORMAS DE ANÁLISIS DE DISEÑOS

3.1 Análisis computacionales de las perdidas en vacío

Como hemos visto, las perdidas en vacío son las perdidas fijas en el transformador, y se componen de las corrientes parásitas y las pérdidas por histéresis en el núcleo ferromagnético.

$$P_{Fe} = P_H + P_F = (k_H f B_m^{\alpha} + k_F f^2 B_m^2 a^2 \sigma)\, vol \qquad (40)$$

La histéresis magnética describe la memoria de un material magnético puesto que requiere más energía desmagnetizar un material magnético que magnetizarlo. Por otro lado, las perdidas por corrientes parasitas están provocadas por la circulación de un flujo magnético alterno por el material del núcleo. Una tercera componente de perdidas, que no hemos visto en la parte teórica, también están presentes en las perdidas del núcleo, no puede ser atribuida directamente a las corrientes parasitas o a las perdidas por histéresis magnética y se conocen como perdidas por anomalías en el transformador.

3.1.1 Calculo de pérdidas por corrientes parasitas y por anomalías

Para predecir las perdidas en vacío del núcleo de un transformador se utiliza el método de elementos finitos, ayudándonos a probar nuevos materiales, estructuras, comportamiento y posibles beneficios sin tener que recurrir a

gastos ni fabricación de las piezas. En este artículo se describe como se llega al cálculo no solo de las perdidas por corrientes parasitas, sino también por las pérdidas por anomalías que ocurren en el tanque del transformador o en las estructuras que sujeta el núcleo, por ello se trata de un método muy preciso que estima la contribución de cada una de las pérdidas que contribuyen en relación con las pérdidas totales en vacío del transformador. [47]

3.1.2 Calculo de las pérdidas por histéresis

El método de elementos finitos nos aproxima al método escalar de Preisach para la histéresis, el cual nos da las condiciones necesarias y suficientes para la representación no-lineal del proceso de la histéresis magnética. Gracias a este método podemos conocer los límites de la aplicabilidad del método de Presisach.

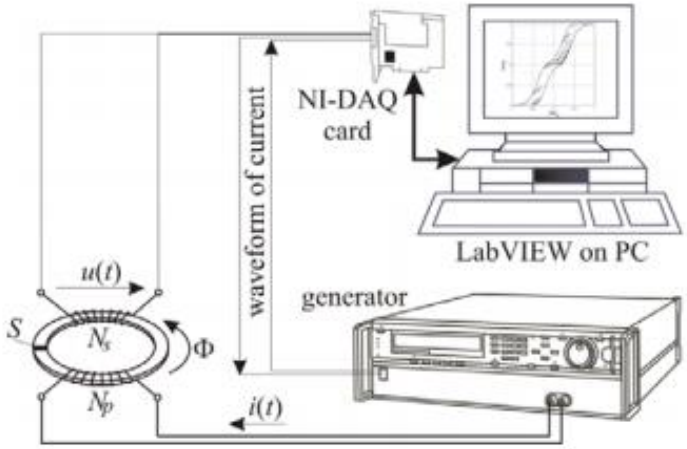


Figura 2.1. Modelo en bloques para la medida de la histéresis según el método propuesto por Preisach. [48]

Resultados similares se pueden obtener en el método de elementos finitos 3D al analizar las pérdidas en un núcleo magnético de un transformador. Se utiliza una ecuación de tercer orden, que permite calcular la permeabilidad del núcleo magnético en cada pequeña parte calculada.

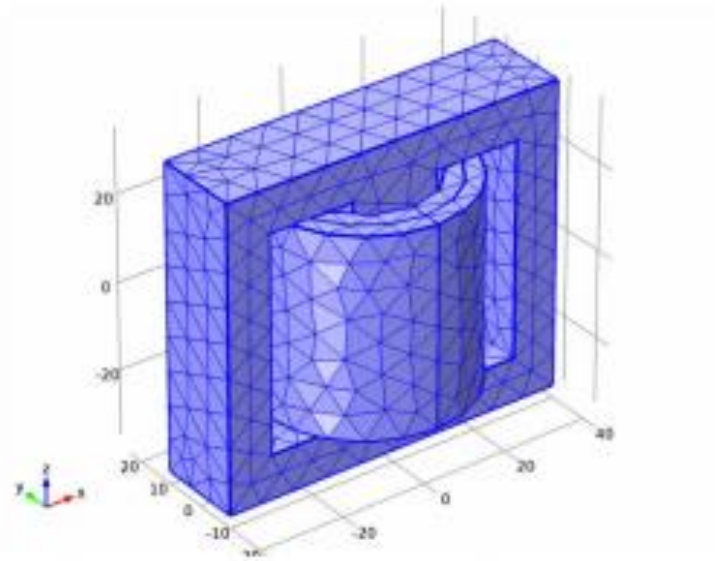


Figura 2.2. Análisis del núcleo de un transformador por métodos finitos 3D. [49]

3.1.3 Sobrecalentamiento por flujos de dispersión.

En los pequeños entrehierros que puede haber en el núcleo del transformador, por ejemplo, donde se juntan las columnas con las culatas, las corrientes parasitas inducidas crean unos flujos de dispersión en las láminas de acero al silicio sobrecalentándolo. Usando también el método de elementos finitos en tres dimensiones obtenemos un cálculo rápido y exacto de la distribución del flujo y de las corrientes parasitas y como afectan a las diferentes partes del núcleo. [50]

3.1.4 Distribución del flujo en las juntas y empalmes

En los transformadores de potencia, el núcleo está cortado de tal manera que las láminas de las partes que se juntan formen 45º para que el flujo magnético al pasar por esa esquina siga la dirección del grano orientado. Para evitar los efectos inevitables de los entrehierros y por razones de fuerzas mecánicas que actúan sobre las esquinas, las láminas que conforman el núcleo suelen estar solapadas. En este estudio se observa como varían las corrientes de excitación y las perdidas en el núcleo. [51]

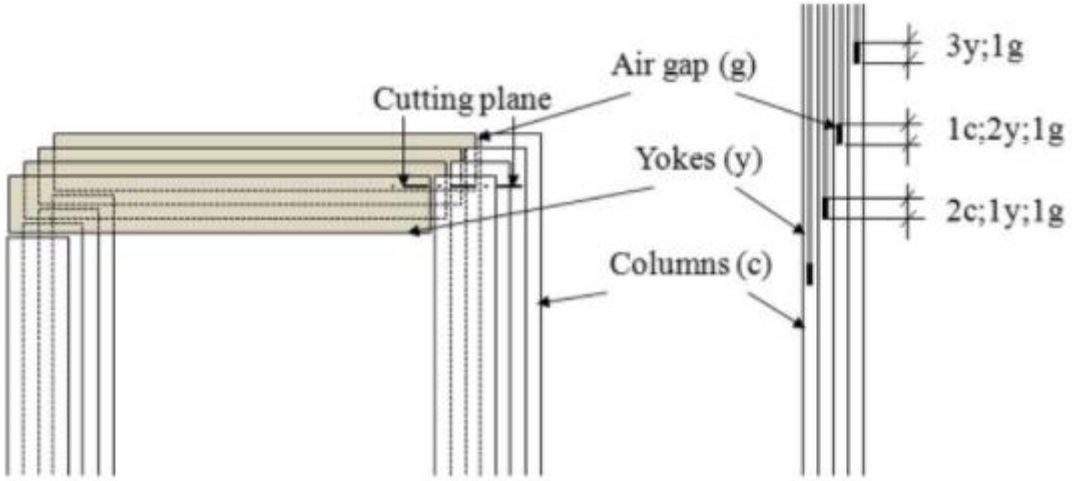


Figura 2.3. Solapado entre las láminas de un núcleo magnético (step-lap). [52]

El efecto de este tipo de construcción reduce la corriente de excitación del núcleo entre un 10 % y un 30 %.

3.1.5 Reducción de las perdidas en el hierro

En el estudio desarrollado por D. Davies y A. Moses, se demuestra como varían las perdidas en el hierro dependiendo de cómo se colocan las chapas laminadas de grano orientado al 3% de silicio. Por ejemplo, cuando el montaje del núcleo superponiendo estas chapas se realiza, si se colocan de tal manera que las direcciones en las que fueron laminadas forman 30º y por otro lado se superponen de tal manera que las direcciones de laminado sean paralelas, observamos que en esta última opción se reducen un 50 % las perdidas en el núcleo, en comparación con la colocación no paralela. [53]

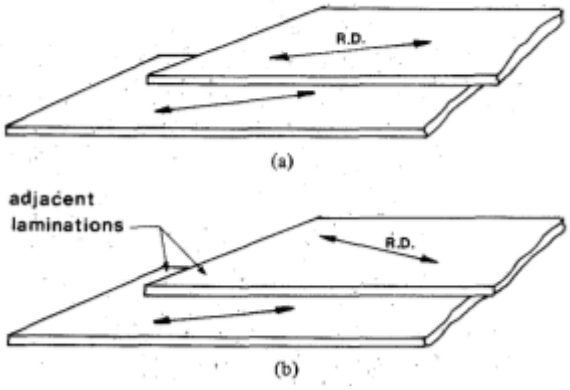


Figura 2.4. Colocación de las chapas en posición paralela a la laminación (a), y en posición no paralela (b). [53]

3.2 Análisis de las perdidas en carga

Las pérdidas de carga son las perdidas obtenidas en el ensayo de cortocircuito, y son variables ya que dependen del índice de carga, es decir de lo que está conectado al transformador a través del secundario. En el ensayo de cortocircuito solo se miden las pérdidas producidas por el efecto Joule en los devanados:

$$P_{cc} = R_{cc}\, I_2^2 \qquad (30)$$

Pero como hemos visto anteriormente, también existen otras perdidas incluidas en las perdidas de carga llamadas perdidas por anomalías (stray losses), en las que se incluye las pérdidas que ocurren en la estructura que sujeta el núcleo, en la cuba del transformador, a los flujos de dispersión que llegan a otras partes metálicas del transformador, perdidas por corrientes parásitas en los devanados y demás partes que no pertenecen ni al núcleo ni a los devanados.

Estas pérdidas por corrientes parasitas que ocurren también en los devanados significan que la distribución de la corriente en los conductores no es uniforme, hecho que provoca que aumente las pérdidas de carácter resistivo.

3.2.1 Análisis de la distribución de la corriente en los devanados

A través del análisis por el método de elementos finitos podemos simular el campo electromagnético y la distribución de las corrientes en los devanados de un transformador haciendo visibles las corrientes que en el cálculo aproximado descartamos por ser despreciables. Este método se basa en un algoritmo que combina análisis magnético y eléctrico para poder diseñar de la manera más eficiente la parte funcional de los transformadores.

Al final el método está basado en las leyes de Maxwell, las cuales desarrolladas para cada pequeña área en la que se divide el conductor, pasamos a resolver unas ecuaciones matriciales. El avance computacional y análisis grafico hace que todo este trabajo este implementado en un programa.

Este método ayuda a encontrar puntos que se sobrecalientan, distribución de las corrientes y del campo magnético. De esta manera podemos decidir, dependiendo de los parámetros que queremos para nuestro transformador, cual es la mejor manera de colocar los devanados (si presentan transposición o no) y optimizar esta parte del diseño. [54]

3.2.2 Geometría de la cuba del transformador para reducir perdidas en el transformador

En este estudio se presenta un análisis numérico por el método de elementos finitos 3D. En él, se demuestra como la cuba metalizada del transformador es un sólido semi-infinito, ya que su grosor es mayor que la penetración de las frecuencias de potencia. En 1957, Deuring presento las ecuaciones para calcular las perdidas en las cubas metálicas. En 1994, Junyou, gracias al método de elementos finitos demostró que si la cuba está construida con materiales no magnéticos con una pantalla protectora de aluminio prevenían las perdidas en la cuba. [55]

3.3 Métodos para la reducción de pérdidas en el diseño

Hemos visto como los métodos de análisis computacionales nos ayudan a optimizar el diseño (material y estructural) del transformador de tal manera que las pruebas experimentales no se tengan que llevar físicamente a cabo, sino que puedan ser simuladas, reduciendo enormemente los gastos de investigación.

Pero en general, los cambios en los diseños para reducir las pérdidas en un transformador suelen tener consecuencias en otros parámetros del mismo. Por ejemplo, si variamos la sección transversal del núcleo del transformador:

- Un aumento produce menos perdidas en vacío, pero aumenta las perdidas en los devanados. [57]
- Un aumento de los voltios por vuelta reduce las perdidas eléctricas en los devanados, pero aumenta las perdidas en el núcleo. [57]

Variando el área del conductor que forma el devanado, en las longitudes del circuito eléctrico y del magnético tiene su repercusión en la eficiencia del transformador. El diseñador va a optar por un diseño que sea competitivo económicamente. [56]

Para mejorar la eficiencia del transformador, el núcleo es la mejor parte para centrarse, además hay dos aspectos que hace que sea perfecto para permitir esta mejora en la eficiencia.

- El paralelismo en la orientación de las diferentes chapas que conforman el núcleo y la dirección del campo magnético permiten usar chapas de grano orientado, lo cual reduce enormemente las perdidas magnéticas por histéresis, mientras que, en otras máquinas, como las rotativas, no es posible y hay que usar chapas de grano no orientado. [56]
- En los transformadores, las chapas que conforman el núcleo se pueden hacer mucho más finas que en las maquinas rotativas, lo que reduce las perdidas por corrientes parasitas. [56]

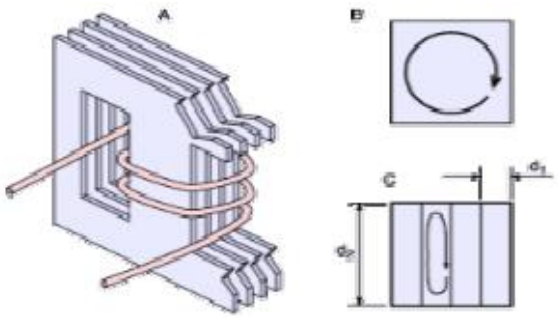


Figura 2.5. Superposición de chapas que conforman el núcleo y perdidas por corrientes parasitas. [56]

Otra importante mejora que apareció durante los 80, es el núcleo de material amorfo, más parecido a cristal que a metal, provoca una gran reducción en las perdidas del transformador.

3.3.1 Reducción de pérdidas en el núcleo

Es esencial la elección de un buen metal con un buen magnetismo. Suelen ser de alta permeabilidad, laminados, de grano orientado y de acero al silicio (CRGO).

En la siguiente Tabla vemos la evolución histórica aproximada que han tenido los materiales utilizados para conformar el núcleo del transformador.

Año	Material del núcleo	Grosor (mm)	Perdidas (W/kg) 50 Hz
1910	Warm rolled FeSi	0,35	2,00
1950	CRGO	0,35	1,00
1960	CRGO	0,30	0,90
1965	CRGO	0,27	0,84
1975	Metal amorfo	0,03	0,20
1980	CRGO	0,23	0,75
1985	CRGO	0,18	0,67

Tabla 2.1. Evolución del material del núcleo. [56]

Como vemos el metal amorfo, en comparación con el CRGO, tiene unas pérdidas a 50 Hz menores que el 25 % de las perdidas en el CRGO. Este material desarrollado sobre 1980 da una alta permeabilidad y hace posible fabricar unas chapas de un grosor muy pequeño.

Además, las densidades de flujo necesarias son mayores para el CRGO (1,5 T) que para el metal amorfo (1,3 T), lo que provoca una reducción de pérdidas en el núcleo, sin embargo, los núcleos de CRGO ocupan menos

volumen, lo que reduce la longitud de los devanados y por lo tanto las perdidas eléctricas son menores.

En el núcleo de metal amorfo, la densidad del flujo es menor y las chapas son más finas lo que reduce en gran cantidad las perdidas en el núcleo, pero ocupan más volumen lo que produce unos devanados más largos, aumentando la resistencia de los mismos y por lo tanto incrementando las perdidas en el cobre. [57]

3.3.2 Núcleos de metal amorfo

Estos núcleos, sumergidos en aceite, generan unas perdidas entre un 60 % y un 70 % menores que los que usan acero al silicio. Se suelen usar para transformadores de distribución entre 10 kVA y 2500 kVA, siendo China el único país que los contempla en su normativa. Este tipo de núcleo es más caro, pero para quien pueda hacer frente al desembolso inicial, tenemos que tener en cuenta que va a estar operativo durante 20-30 años, por lo tanto, el potencial de ahorro energético, medioambiental y económico es muy grande en ese periodo de tiempo. El hecho de que sean tan caros los hace menos competitivos ya que un transformador que posea este núcleo es entre un 15 % y un 40 % más caro que los de núcleos conformador por chapas del tipo CRGO. [57]

Por lo tanto a decisión está en comparar el desembolso inicial con el ahorro en las pérdidas que supone a largo plazo, teniendo en cuenta la localización de este transformador y las horas de funcionamiento a carga reducida que posee, ya que en las horas donde no se demanda mucha energía, el índice de carga es pequeño y las perdidas en el núcleo pasan a ser las dominantes, por lo que en esas horas es donde el transformador de núcleo amorfo aumenta en mayor medida la eficiencia del transformador. [56]

3.3.3 Reducción de pérdidas en los devanados

La mayor parte de las pérdidas se debe al efecto Joule:

$$P_{cc} = R_{cc}\, I_2^2 \qquad (30)$$

Como hemos visto anteriormente. El uso de una sección mayor del conductor, lo que reduce la densidad de corriente es como mejor se reducen las perdidas eléctricas en los devanados. Aunque a mayor sección, mayor volumen de cobre y por lo tanto mayor desembolso inicial y mayor gasto en mantenimiento y en aislante, junto con un mayor volumen del transformador. Además, un incremento arbitrario del grosor de la sección puede incrementar también las pérdidas por corrientes parasitas que se producen en los conductores. El diseñador debe de construir el devanado adecuadamente con un número determinado de vueltas transpuestas y teniendo en cuenta el esfuerzo mecánico al que están sometidos los devanados.

A mejorar	Acción	Efecto sobre perdidas en vacío	Efecto sobre perdidas en carga	Efecto económico
Perdidas vacío	Solapado entre chapas del núcleo (step-lap)	Reducción de la corriente de excitación entre un 10-30 %	-	Compactación del núcleo mas cara
	Superposición de las chapas paralelas a su dirección de laminado	Reducción del 50 % de las perdidas en núcleo (comparado con la superposición no paralela)	-	-
	Aumento de la sección transversal del núcleo	Reducción de las perdidas en vacío	Aumento de las perdidas en los devanados	Aumento de coste debido a la utilización de más material
	Disminución del grosor de las chapas	Reducción de las perdidas en vacío (se reduce la densidad de flujo)	-	Aumento del volumen necesario y aumento del precio de fabricación
	Chapas del núcleo de acero amorfo	Reducción considerable de las perdidas en vacío (se reduce la densidad de flujo)	Aumento de las perdidas en los devanados (aumento de longitud)	Material mucho mas caro
Perdidas en carga	Utilización de conductores de bajas resistividad	-	Reducción de las perdidas en carga	Material conductor mas caro
	Construcción de la cuba con materiales no magnéticos y con pantalla protectora de aluminio	-	Reducción de las perdidas en carga (stray losses)	Aumento del precio de construcción
	Aumento del ratio Voltios/vuelta	Aumento de las perdidas en el núcleo	Reducción de las perdidas en carga (stray losses)	-
	Aumento de la sección de los conductores	-	Reducción de las perdidas en carga (reducción de la densidad de corrientes)*	Aumento de coste debido a la utilización de más material
	Transposición de los conductores	-	Reducción de las corrientes parasitas en los conductores	Aumento del volumen del transformador (cuba mas grande) y aumento del precio en la formación de los devanados

** Debe ser un incremento justificado, debido a que este aumento de la sección también provoca un aumento de las perdidas por corrientes parasitas en los devanados.*

Tabla 2.2. Resumen de las posibles mejoras y efectos.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LAS NORMATIVAS EN RELACIÓN A LA EFICIENCIA A NIVEL GLOBAL PARA LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

ÍNDICE

ÍNDICE 90
INTRODUCCIÓN 92
OBJETIVO 92
CONTEXTO 92
4.1 Organismos reguladores 92
4.2 Cómo se realizan las normativas 93
DEFINICIÓN DE EFICIENCIA 94
5.1 Eficiencia según el IEEE 94
5.2 Eficiencia según el IEC 94
5.3 Diferencias entre ambas 95
EXPOSICIÓN DE LAS NORMATIVAS DE LOS DIFERENTES TERRITORIOS 97
6.1 Australia y Nueva Zelanda 97
6.2 Brasil 101
6.3 Canadá 104
6.4 China 108
6.5 India 116
6.6 Israel 121
6.7 Japón 126
6.8 Corea 130
6.9 México. 136
6.10 Estados Unidos 139
6.11 Europa. 148
COMPARATIVA DE NORMATIVAS REFERENTES A LA EFICIENCIA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. 156

7.1 Comparativa para Normativas tipo A objetivo corto plazo (MEPS) 157

7.2 Comparativa para Normativas tipo B con objetivo a corto plazo (MEPS) 159

7.3 Comparativa para Normativas tipo A objetivo largo plazo (HEPS, TEPS) 161

7.4 Comparativa para Normativas tipo B objetivo largo plazo (HEPS, TEPS) 164

INTRODUCCIÓN

En esta primera parte, estudiaremos cada una de las normativas, reglamentos y programas que han sido oficialmente establecidos en cada país o conjunto de países, para ello, conocidos los territorios a estudiar, pasaremos a exponer la normativa o el reglamento más actualizado que dicta qué mínima eficiencia o qué máximas pérdidas son admisibles para cada tipo de transformador.

OBJETIVO

El objetivo de esta exposición de normativas (en la que se dejara claro las condiciones en las que se ha medido la eficiencia de los transformadores), será la comparación de las mismas, con la máxima igualdad de condiciones posibles (mismo índice de carga, rango de potencias, tensiones en primario y secundario, frecuencia,…), para así poder concluir qué potencias mundiales son las más restrictivas, cuáles están más concienciadas con los cambios medioambientales que estamos sufriendo y qué beneficios pueden suponer dichas mejoras.

CONTEXTO

Aunque hay territorios que llevan décadas legislando la eficiencia mínima que deben poseer los transformadores de distribución, hay otros que son bastante nuevos y que no tienen organismos propios que estudien y midan la eficiencia y perdidas en los transformadores ni las condiciones en las que se hace. Por ello hay organismos nacionales e internacionales que facilitan herramientas a nivel global para poder facilitar que el máximo número posible de países tenga regulada la eficiencia de su flota de transformadores.

4.1 Organismos reguladores

Los dos organismos más importantes que regulan la mínima eficiencia en máquinas eléctricas (entre ellos los transformadores de distribución) son el

IEC (International Electrotechnical Commision) y el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). También existe el Top Runner Program, programa que fue introducido para establecer niveles de eficiencia para una gran parte de los equipos industriales eléctricos. Este programa es seguido en Japón, por ejemplo [17]. Otra herramienta que utilizan muchas normativas es el MEPS (Minimun Energy Performance Standard), son medidas reguladoras que expresan mínima eficiencia o perdidas máximas que deben mantener o no exceder los transformadores de distribución.

4.2 Cómo se realizan las normativas

Los países o conjunto de países que utilizan este método definen una serie de parámetros para clasificar a los transformadores (número de fases, tensiones en ambos lados, índice de carga), y establecen un periodo y un objetivo haciendo la eficiencia más restrictiva que en el momento en que se aprueba. Muchos países optan por revisar otras normativas que utilizan esta herramienta y llevarla a su propio mercado.

Otros países utilizan programas voluntarios para promover así la eficiencia energética en transformadores. Aunque no son de obligado cumplimiento, estos programas los suelen seguir industrias que necesitan estar en lo alto en eficiencia y ser reconocidas en el mercado. En algunos de los países veremos que existe una normativa que establece la mínima eficiencia (MEPS) y otra de carácter voluntario que busca una alta eficiencia (HEPS, High Energy Performance Standard) para equipos eléctricos que ya cumplen con el MEPS. Otro ejemplo son Corea e Israel que han desarrollado una serie de tablas en las que se indica un objetivo a largo plazo. En Corea se denomina TEPS (Target Energy Performance Standard) y en Israel HEPS. En general se podrán comparar la gran mayoría de las normativas de cada territorio y así poder ver cuáles son más restrictivas, pero nos vamos a encontrar con reglamentos en los cuales no se han medido los datos con el mismo índice de carga, a diferente frecuencia (50-60 Hz) y diferentes tensiones en el lado primario y secundario, lo que hará que la comparación

sea menos exacta o que no se puedan obtener unos datos comparables. Todas estas consideraciones se dejarán claras en el momento en que se obtengan los resultados.

DEFINICIÓN DE EFICIENCIA

Algunos países se refieren a la eficiencia con las perdidas máximas en el hierro (perdidas magnéticas) y en el cobre (perdidas eléctricas), mientras la mayoría se refieren a ella con un porcentaje que relaciona la potencia que entra al transformador y la que sale, como se explicó anteriormente.

5.1 Eficiencia según el IEEE

En Norte-América la Normativa se basa en el método desarrollado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE) en el que la definición de la eficiencia viene dada por la fórmula:

$$Eficiencia\ (IEEE) = \frac{Potencia\ a\ la\ salida}{Potencia\ a\ la\ salida\ +\ Perdidas} \qquad (37)$$

5.2 Eficiencia según el IEC

Mientras que las normativas basadas en el método desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commision, IEC), la eficiencia viene dada por la formula

$$Eficiencia\ (IEC) = \frac{Potencia\ a\ la\ entrada\ -\ Perdidas}{Potencia\ a\ la\ entrada} \qquad (38)$$

5.3 Diferencias entre ambas

En ambas interpretaciones de la eficiencia, la Potencia a la entrada y la Potencia a la salida debe ser multiplicada por el índice de carga correspondiente y el factor de potencia (0,8 en caso de que no se especifique otro). Las Perdidas representan la suma de las pérdidas en el hierro (que se asumen constantes) y las pérdidas en el cobre (no son constantes), que deben ir multiplicadas por el cuadrado del índice de carga. Cuando lo que se mide es la Potencia a la salida (IEEE), en la potencia se excluyen las pérdidas en el cobre y en el hierro cuando el transformador está operativo, mientras que, cuando lo que se mide es la potencia a la entrada, en la potencia están incluidas esas pérdidas.

Por ejemplo, para una medición según la IEC de 50 kVA, no están incluidas las pérdidas de 190W en el hierro ni las de 1250 W en el cobre, por lo tanto, según una medición del IEEE, esa potencia medida sería de 48,6 kVA.

Aunque estas dos ecuaciones (1) y (2), pueda parecer que son diferentes a primera vista, siempre que el rango de potencia se mantenga constante, las dos ecuaciones darán la misma potencia, podemos hacer el cálculo en la siguiente tabla:

	IEC	IEEE
kVA	50	48,6
Perdidas magneticas (kW)	0,19	0,19
Perdidas electricas (kW)	1,25	1,25
Ecuacion	(kVA - Pérdidas)/kVA	kVA/(kVA + Pérdidas)
	(50 - (0,190 + 1,250) / 50	48,6 / (48,6 + (0,190+1,250))
Eficiencia (%)	97,12	97,12

Tabla 3.1. Comparación de la definición de la eficiencia por el IEC y el IEEE.

Como vamos a ver, en los diferentes territorios se van a exponer las normativas tal y como están, pero para poder hacer una comparación

ilustrativa, tendremos que expresar todas ellas en un porcentaje que expresara la eficiencia del transformador que cumpla esas características. Como hay diferentes métodos de cálculo de eficiencia, en los casos en los que haya que calcularla, dejaremos claro en que herramienta se utilizó para la medición de estos datos (IEEE ó IEC).

EXPOSICIÓN DE LAS NORMATIVAS DE LOS DIFERENTES TERRITORIOS

6.1 Australia y Nueva Zelanda

Los niveles de eficiencia en Transformadores de Distribución de Australia y Nueva Zelanda se rigen por la norma: "The Australian Standard AS2374.1.2:2003/Amdt1-2005", publicada en 2003 y comenzando a tener efecto desde octubre de 2004. La norma se refiere a Transformadores de Distribución monofásicos y trifásicos con refrigeración seca (aire) y liquida (aceite), con un rango de potencias desde 10 kVA hasta 2500 kVA y todos ellos a 50 Hz.

La norma se apoya en la herramienta MEPS (Minimum Energy Performance Standards).
Las tablas que se muestran a continuación constan de dos columnas de eficiencia, una referida a los niveles mínimos de eficiencia y la otra a la eficiencia de alto nivel que se identifican con transformadores de gran calidad. Estos últimos niveles de eficiencia son los niveles que se han propuesto como objetivo.

		Actual	Objetivo
Tipo	**kVA**	**Eficiencia actual a 50% Carga**	**Eficiencia propuesta a 50% Carga**
Monofásico	10	98,30	98,42
	16	98,52	98,64
	25	98,70	98,80
	50	98,90	99,00
Trifásico	25	98,28	98,50
	63	98,62	98,82
	100	98,76	99,00
	200	98,94	99,11
	315	99,04	99,19
	500	99,13	99,26
	750	99,21	99,32
	1000	99,27	99,37
	1500	99,35	99,44
	2000	99,39	99,49
	2500	99,40	99,50

Tabla 3.2. Eficiencia mínima y propuesta para transformadores de distribución con refrigeración en aceite y 50% de carga. [18]

Para la siguiente Tabla también se apoya en la herramienta MEPS, en este caso para transformadores de distribución en el que el lado de alta tensión vale 12 kV y 24 kV (Um en la tabla). Contiene los datos de eficiencia en 2004 y los objetivos que se marcaron en la Normativa, todos ellos al 50 % de carga.

		Actual		Objetivo	
Tipo	**kVA**	**Eficiencia actual a 50% Carga**		**Eficiencia propuesta a 50% Carga**	
		Ul **=12kV**	***Ul*** **=24kV**	***Ul*** **=12kV**	***Ul*** **=24kV**
Monofásico	10	97,29	97,01	97,53	97,32
	16	97,60	97,27	97,83	97,55
	25	97,89	97,53	98,11	97,78
	50	98,31	97,91	98,50	98,10
Trifásico	25	97,17	97,17	97,42	97,42
	63	97,78	97,78	98,01	98,01
	100	98,07	98,07	98,28	98,28
	200	98,46	98,42	98,64	98,60
	315	98,67	98,59	98,82	98,74
	500	98,84	98,74	98,97	98,87
	750	98,96	98,85	99,08	98,98
	1000	99,03	98,92	99,14	99,04
	1500	99,12	99,01	99,21	99,12
	2000	99,16	99,06	99,24	99,17
	2500	99,19	99,09	99,27	99,20

Tabla 3.3. Eficiencia mínima para transformadores de distribución refrigerados con aire al 50% de carga. [18]

Una vez realizada la recogida de datos, comparamos en el siguiente gráfico las eficiencias en 2004 junto con las propuestas en la nueva normativa. Esto nos ayuda a ver el nivel de crecimiento de la eficiencia en transformadores de distribución trifásicos en Australia y Nueva Zelanda.

Para ello utilizaremos una escala logarítmica que nos permita visualizar con mejor calidad las diferencias en la eficiencia para rango de pequeñas potencias, donde existe una mayor diferencia de eficiencias.

Observamos también como las Eficiencias Propuestas para el futuro son más restrictivas que las de 2004 y que la eficiencia en transformadores refrigerados con aceite debe ser mayor que los que tienen refrigeración por aire

Figura 3.1. Grafico comparativo de los Transformadores Trifásicos de distribución en Australia y Nueva Zelanda al 50 % de Carga

6.2 Brasil

Brasil se está centrando en políticas relacionadas con los transformadores de distribución de refrigeración con aceite. Para ello se está basando en la herramienta MEPS, enfocada a los transformadores que tienen refrigeración líquida para establecer la mínima eficiencia, para transformadores monofásicos, desde 5 kVA hasta 100 kVA, con tensiones de 15 kV, 24,2 kV y 36,2 kV y para transformadores trifásicos desde 15 kVA hasta 300 kVA y las mismas tensiones.

Podemos observar que la potencia que transforman los transformadores no es tan elevada como la de otros territorios, por lo que sus eficiencias serán algo menores (ya que como vimos a más potencia, mayor eficiencia), pero sí que podremos comparar esta normativa con la de otros territorios en el mismo rango de potencias.

El objetivo es establecer unos valores máximos de pérdidas en los transformadores y así establecer una eficiencia mínima, todo ello a través de un plan para la conservación de la energía en la nación.

En este caso, se adoptan medidas de pérdidas máximas, no de eficiencia mínima, pero la misma se puede obtener sabiendo la potencia que se transforma, las perdidas máximas en el hierro (magnéticas) y en el cobre (eléctricas) y sabiendo que la norma brasileña que ha establecido estos valores (ABNT (Asociación Brasileña de normativa técnica): NBR 5356-1:2007 Versión: 2010 " Transformadores de Potencia parte 1: General" (reafirmada en 2012) junto con ABNT: NBR 5356-2, 3, 4 y 5.) está basada en la definición de la eficiencia dada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), la eficiencia viene dada por la fórmula, calculada para un índice de carga del 50 %:

$$Eficiencia\ (IEC) = \frac{Potencia\ a\ la\ entrada - Perdidas}{Potencia\ a\ la\ entrada} \qquad (38)$$

En la siguiente Tabla vemos las perdidas máximas permitidas para transformadores monofásicos con refrigeración en aceite.

kVA	15 kV			24.2 kV			36.2 kV		
	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
5	35	140	97,20	40	155	96,85	45	160	96,60
10	50	245	97,78	55	265	97,58	60	270	97,45
15	65	330	98,03	75	365	97,78	80	380	97,67
25	90	480	98,32	100	520	98,16	105	545	98,07
37,5	135	665	98,39	145	740	98,24	150	740	98,21
50	165	780	98,56	190	925	98,32	200	935	98,27
75	205	1110	98,71	225	1210	98,59	240	1225	98,54
100	255	1445	98,77	275	1495	98,70	280	1480	98,70

Tabla 3.4. Perdidas máximas y eficiencia mínima en transformadores monofásicos con refrigeración líquida y un índice de carga del 50 %. [19]

En la siguiente Tabla vemos el mismo formato que la anterior, pero para transformadores trifásicos con refrigeración en aceite.

kVA	15 kV			24.2 kV			36.2 kV		
	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas magneticas (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
15	85	410	97,50	95	470	97,17	100	460	97,13
30	150	695	97,84	160	790	97,62	165	775	97,61
45	195	945	98,08	215	1055	97,87	230	1075	97,78
75	295	1395	98,28	315	1550	98,13	320	1580	98,09
112,5	390	1890	98,47	425	2085	98,32	440	2055	98,30
150	485	2335	98,58	520	2610	98,44	540	2640	98,40
225	650	3260	98,70	725	3605	98,55	750	3600	98,53
300	810	4060	98,78	850	4400	98,70	900	4450	98,66

Tabla 3.5. Perdidas máximas y eficiencia mínima en transformadores trifásicos con refrigeración líquida y un índice de carga del 50 %. [19]

En el caso de Brasil, anteriormente no se conocía una normativa que estableciera estos valores mínimos de la eficiencia, por lo tanto, no hay con que compararlo, pero sí que podemos hacer un gráfico con el cual luego poder comparar en un mismo rango de potencias unos territorios con otros.

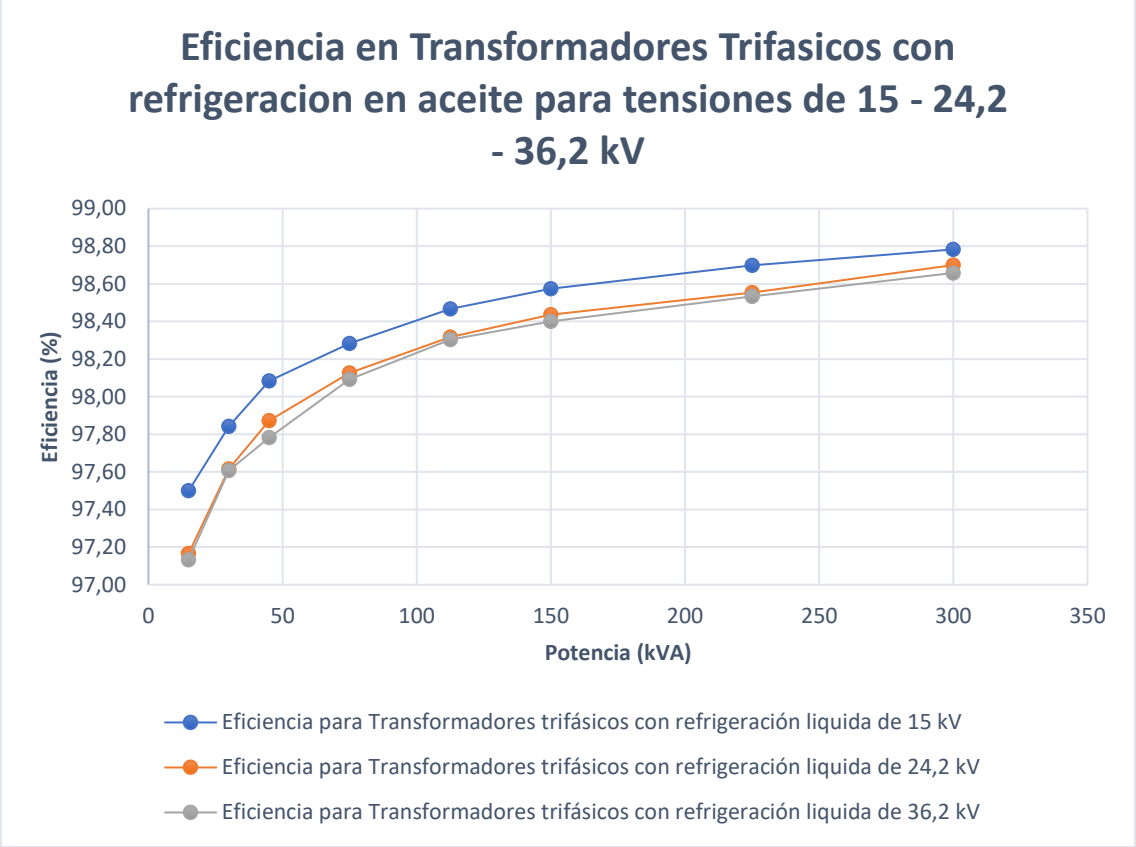


Figura 3.2. Eficiencia en Transformadores Trifásicos con refrigeración en aceite para tensiones de 15 - 24,2 - 36,2 kV

Concluyendo que, para tensiones menores de entrada e igualdad de potencia, la eficiencia es mayor y por lo tanto debe ser más restrictiva.

6.3 Canadá

En el año 2000, los niveles de eficiencia mínimos fueron establecidos para Transformadores de distribución por la Asociación Canadiense de Normativas (CSA, Canadian Standards Association) por la Norma CSA C802.1.

Esta norma está aplicada para transformadores de distribución monofásicos y trifásicos, con refrigeración líquida y a 60 Hz. Los monofásicos entre 10 kVA y 833 kVA de potencia y los trifásicos entre 15 kVA y 3000 kVA con tensión primaria hasta 34,5 kV. Cabe destacar que esta norma para los niveles a adoptar no es obligatoria, pero son seguidos voluntariamente por la Industria canadiense.

Para los transformadores con refrigeración seca, los niveles mínimos de eficiencia para transformadores fueron establecidos en 2005, en la norma CSA C802.2, actualizada por última vez el 12 de abril de 2012 y referidos a transformadores de distribución monofásicos y trifásicos de refrigeración seca a 60 Hz. Los monofásicos entre 15 kVA y 833 kVA y los trifásicos entre 15 kVA y 7500 kVA de potencia con el lado de Alta Tensión con un máximo de 35 kV y el lado de Baja Tensión de un máximo de 600 V.

En la siguiente tabla, podemos encontrar la norma CSA C802.1 referida a transformadores con refrigeración en aceite como hemos comentado anteriormente, en la cual aparece la potencia del transformador, las tensiones a las que se puede conectar el lado de Baja Tensión y su eficiencia.

kVA	Minima Baja Tension (V)	Eficiencia	kVA	Minima Baja Tension (V)	Eficiencia
10	120/240	98,20	15	208Y/120	97,89
15	120/240	98,41	30	208Y/120	98,20
25	120/240	98,63	45	208Y/120	98,41
50	120/240	98,84	75	208Y/120	98,63
75	120/240	98,94	150	208Y/120	98,84
100	120/240	98,94	225	208Y/120	98,94
167	120/240	99,05	300	208Y/120	98,94
250	120/240	99,15	500	208Y/120	99,05
333	120/240	99,01	750	208Y/120	99,15
333	277/480Y	99,15	1000	208Y/120	99,06
500	277/480Y	99,26	1000	480Y/277	99,15
667	277/480Y	99,37	1500	480Y/277	99,26
833	277/480Y	99,37	2000	480Y/277	99,37
-	-	-	2500	480Y/277	99,37
-	-	-	3000	480Y/277	99,37

Tabla 3.6. Eficiencia Voluntaria para Transformadores de Distribución Canadienses con refrigeración en aceite a 50% Carga. [20]

En las siguientes dos tablas aparecen las mínimas eficiencias que establece la norma CSA C802.2 referida a transformadores de distribución con refrigeración seca.

La primera Tabla está referida a los transformadores monofásicos con diferentes rangos en el lado de Alta Tensión.

kVa (monofásico)	Eficiencia % 20-45 kV	Eficiencia % > 45-95 kV	Eficiencia % > 95-199 kV
15	98,10	97,86	97,60
25	98,33	98,12	97,90
37,5	98,49	98,30	98,10
50	98,60	98,42	98,20
50	98,60	98,42	98,20
75	98,73	98,57	98,53
100	98,82	98,67	98,63
167	98,96	98,83	98,80
250	99,07	98,95	98,91
333	99,14	99,03	98,99
500	99,22	99,12	99,09
667	99,27	99,18	99,15
833	99,31	99,23	99,20

Tabla 3.7. Mínima Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración seca a 50% Carga. [21]

En la siguiente Tabla se representan los datos para transformadores trifásicos de refrigeración seca según la norma CSA C802.2-12.

kVa (trifásico)	Eficiencia % 20-45 kV	Eficiencia % > 45-95 kV	Eficiencia % > 95-199 kV
15	97,50	97,18	96,80
30	97,90	97,63	97,30
45	98,10	97,86	97,60
75	98,33	98,12	97,90
112,5	98,49	98,30	98,10
150	98,60	98,42	98,20
225	98,73	98,57	98,53
300	98,82	98,67	98,63
500	98,96	98,83	98,80
750	99,07	98,95	98,91
1000	99,14	99,03	98,99
1500	99,22	99,12	99,09
2000	99,27	99,18	99,15
2500	99,30	99,23	99,20
3000	99,34	99,26	99,24
3750	99,38	99,30	99,28
5000	99,42	99,35	99,33
7500	99,48	99,41	99,39

Tabla 3.8. Mínima Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración seca a 50% Carga. [21]

El siguiente grafico muestra cómo evoluciona la eficiencia dependiendo de la potencia del transformador, la tensión del lado de A.T.

Estudiaremos solo los transformadores trifásicos, y en este caso los de refrigeración seca que es donde la norma es mandataria y no voluntaria como ocurre con la CSA C802.1, referida a transformadores de refrigeración en aceite y de voluntario cumplimiento.

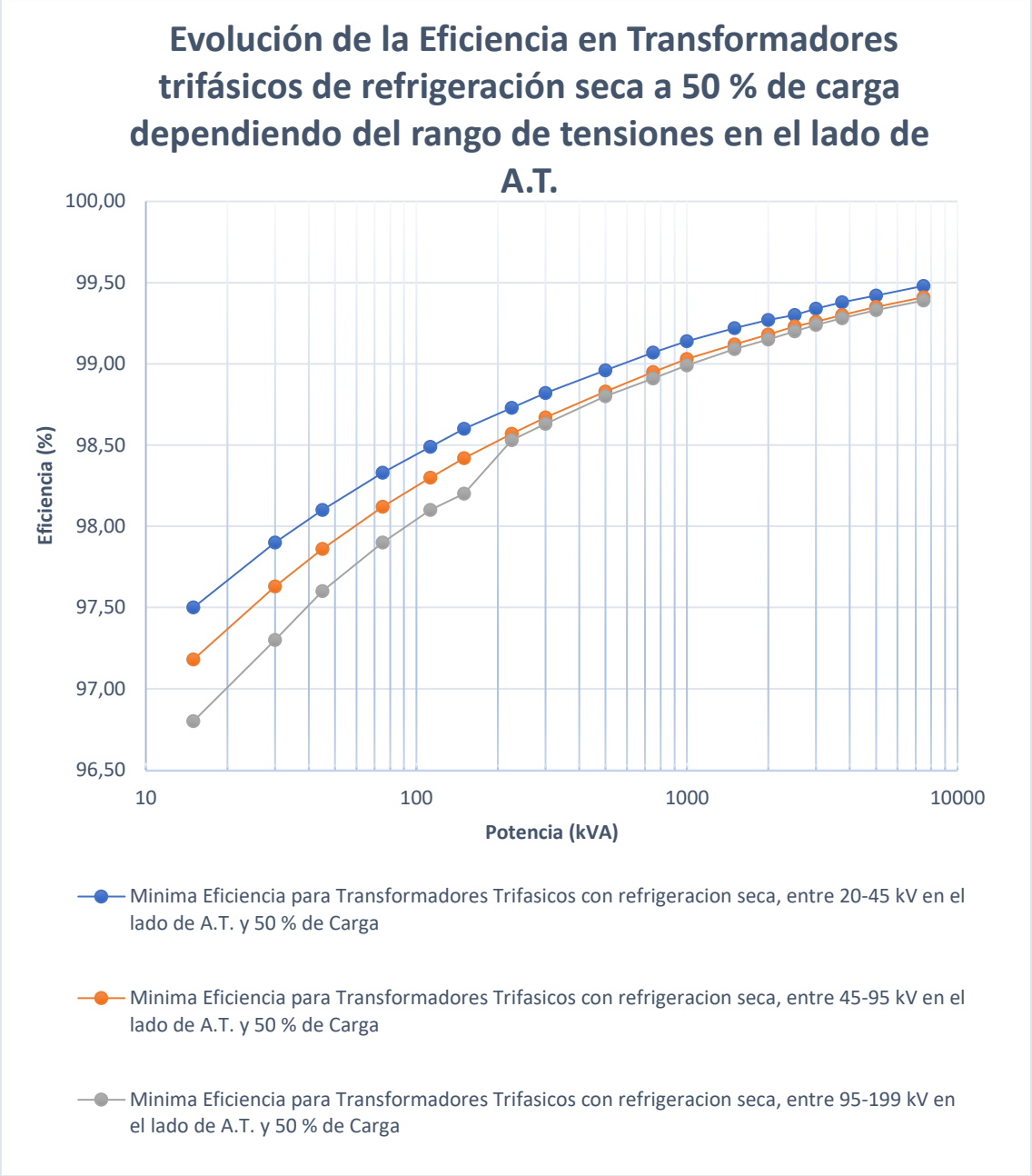


Figura 3.3. Evolución de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de refrigeración seca a 50 % de carga dependiendo del rango de tensiones en el lado de A.T.

Como ya comprobamos antes, cuando en el lado primario (A.T.) la tensión es menor, la eficiencia a igualdad de potencia es mayor y para rangos de potencia menores, la diferencia de eficiencia entre los tres casos es mayor.

6.4 China

China tiene adoptada la norma GB 20052-2013 que tuvo efecto el 1 de octubre de 2013 referida a Transformadores de distribución trifásicos de entre 30 kVA y 2500 kVA con refrigeración en aceite y de entre 30 kVA y 1600 kVA con refrigeración seca. También tiene adoptado el documento JB/T 10317-02 aplicado para Transformadores de distribución monofásicos.
La norma GB 20052-13-2013 establece los "Valores mínimos aceptables de eficiencia energética para transformadores de distribución trifásicos".
El documento JB/T 10317-02 establece los "Parámetros técnicos y requisitos para Transformadores de distribución con refrigeración en aceite".
Aunque en este estudio se tratan las normativas y el análisis de Transformadores de distribución de media potencia, China es uno de los únicos territorios en el mundo que tiene normativas para Transformadores de gran potencia.
Todas las mediciones con las que se estableció la normativa son a 50 Hz y al 100 % de carga, datos que tendremos que tener en cuenta a la hora de comparar con otros territorios, ya que la normativa de casi todos ellos se basa en un estudio al 50 % de carga.
La norma GB 20052-13-2013 diferencia entre dos tipos de chapas magnéticas, las de grano orientado (CRGO, Cold Rolled, Grain Oriented) que son las más ampliamente utilizadas, dadas sus características de gran permeabilidad a las altas densidades de flujo, bajas perdidas en vacío y ventajas económicas pero también incluye las chapas magnéticas construidas con acero amorfo que desde los comienzos de los 80 tuvieron muy buena recepción en países como EEUU, Japón, China e India debido a estudios experimentales que revelaron las ventajas de este tipo de material con respecto al de grano orientado como son la reducción de pérdidas en vacío entre un 75-85 %, reducción de la corriente de excitación en la misma proporción y una vida útil estimada de unos 30 años. [22]

En esta normativa también se especifican tres niveles diferentes, Grado 1, Grado 2 y Grado 3, siendo el de Grado 1 el más eficiente, es decir el que admite menos perdidas.

Por último, El estudio se realizó estableciendo unas perdidas máximas en el hierro (magnéticas) y en el cobre (eléctricas) por lo tanto para obtener la eficiencia supondremos un factor de potencia medio de 0,8. El estudio está basado en la definición de la eficiencia dada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), donde viene dada por la fórmula:

$$Eficiencia\ (IEC) = \frac{Potencia\ a\ la\ entrada - Perdidas}{Potencia\ a\ la\ entrada} \qquad (38)$$

Por lo tanto, en la tabla, al lado de cada conjunto de perdidas habrá una eficiencia calculada en base a lo que establece el IEC, incluyendo el factor de potencia y un índice de carga del 50 % que no está incluida en la norma pero que nos servirá para hacer más visibles las comparaciones posteriores.

En la primera Tabla se presenta la normativa para Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite cuyo núcleo ha sido construido con acero de grano orientado (CRGO).

kVA	Grado 3, CRGO			Grado 2, CRGO			Grado 1, CRGO		
	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
30	100	600	98,33	80	600	98,47	80	480	98,67
50	130	870	98,61	100	870	98,73	100	695	98,91
63	150	1040	98,70	110	1040	98,83	110	830	98,99
80	180	1250	98,77	130	1250	98,89	130	1000	99,05
100	200	1500	98,85	150	1500	98,95	150	1200	99,10
125	240	1800	98,90	170	1800	99,01	170	1440	99,15
160	280	2200	98,96	200	2200	99,06	200	1760	99,20
200	340	2600	99,01	240	2600	99,11	240	2080	99,24
250	400	3050	99,07	290	3050	99,16	290	2440	99,28
315	480	3650	99,12	340	3650	99,20	340	2920	99,32
400	570	4300	99,18	410	4300	99,26	410	3440	99,37
500	680	5150	99,21	480	5150	99,29	480	4120	99,40
630	810	6200	99,25	570	6200	99,33	570	4960	99,43
800	980	7500	99,29	700	7500	99,36	700	6000	99,45
1000	1150	10300	99,26	830	10300	99,32	830	8240	99,42
1250	1360	12000	99,30	970	12000	99,36	970	9600	99,46
1600	1640	14500	99,34	1170	14500	99,40	1170	11600	99,49

Tabla 3.9. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos sumergidos y con núcleo magnético de grano orientado (CRGO: Cold-Rolled, Grain Oriented). [23]

En la cual apreciamos que los Transformadores que se catalogan con el "Grado 1" son los más eficientes y por lo tanto los que menos perdidas permiten.

En la siguiente Tabla se presenta la normativa para Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite cuyo núcleo ha sido construido con acero amorfo.

kVA	Grado 2, Amorfo			Grado 1, Amorfo		
	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
30	33	600	98,78	33	540	98,88
50	43	870	98,96	43	785	99,04
63	50	1040	99,02	50	935	99,10
80	60	1250	99,07	60	1125	99,15
100	75	1500	99,10	75	1350	99,18
125	85	1800	99,14	85	1620	99,22
160	100	2200	99,19	100	1980	99,26
200	120	2600	99,23	120	2340	99,30
250	140	3050	99,28	140	2745	99,34
315	170	3650	99,31	170	3285	99,37
400	200	4300	99,36	200	3870	99,42
500	240	5150	99,39	240	4635	99,44
630	320	6200	99,41	320	5580	99,46
800	380	7500	99,44	380	6750	99,48
1000	450	10300	99,40	450	9270	99,45
1250	530	12000	99,44	530	10800	99,48
1600	630	14500	99,47	630	13050	99,51

Tabla 3.10. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos sumergidos y con núcleo magnético amorfo. [23]

Para los Transformadores de distribución con refrigeración seca, la clasificación es la misma que en los anteriores, pero incluyendo una clasificación dependiendo también de la temperatura de diseño. En esta norma se estudian los de la clase "F", referidos a una temperatura de diseño de 120°C.

En la siguiente Tabla 3.se presenta la normativa para Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca cuyo núcleo ha sido construido con acero de grano orientado (CRGO).

kVA	Grado 3, CRGO (120 °C)			Grado 2, CRGO (120 °C)			Grado 1, CRGO (120 °C)		
	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
30	190	710	97,55	150	710	97,82	135	640	98,03
50	270	1000	97,92	215	1000	98,14	195	900	98,32
80	370	1380	98,21	295	1380	98,40	265	1240	98,56
100	400	1570	98,42	320	1570	98,58	290	1415	98,71
125	470	1850	98,51	375	1850	98,66	340	1665	98,79
160	540	2130	98,66	430	2130	98,80	385	1915	98,92
200	620	2530	98,75	495	2530	98,87	445	2275	98,99
250	720	760	99,27	575	2760	98,99	515	2485	99,09
315	880	3470	98,89	705	3470	99,00	635	3125	99,10
400	980	3990	99,01	785	3990	99,11	705	3590	99,20
500	1160	4880	99,05	930	4880	99,14	835	4390	99,23
630	1340	5880	99,11	1070	5880	99,19	965	5290	99,27
800	1520	6960	99,19	1215	6960	99,26	1095	6265	99,33
1000	1770	8130	99,24	1415	8130	99,31	1275	7315	99,38
1250	2090	9690	99,28	1670	9690	99,35	1505	8720	99,41
1600	2450	11730	99,33	1960	11730	99,39	1765	10555	99,45
2000	3050	14450	99,33	2440	14450	99,39	2195	13005	99,46
2500	3600	17170	99,37	2880	17170	99,43	2590	15455	99,48

Tabla 3.11. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos con refrigeración de tipo seco y núcleo magnético de grano orientado (CRGO: Cold-Rolled, Grain Oriented). [23]

En la siguiente Tabla se presenta la normativa para Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca cuyo núcleo ha sido construido con acero amorfo.

kVA	Grado 2, Amorfo (120 °C)			Grado 1, Amorfo (120 °C)		
	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
30	70	710	98,35	70	675	98,41
50	90	1000	98,64	90	950	98,69
80	120	1380	98,84	120	1310	98,88
100	130	1570	98,96	130	1490	99,00
125	150	1850	99,02	150	1760	99,06
160	170	2130	99,12	170	2025	99,15
200	200	2530	99,17	200	2405	99,20
250	230	2760	99,26	230	2620	99,29
315	280	3470	99,27	280	3295	99,30
400	310	3990	99,35	310	3790	99,37
500	360	4880	99,37	360	4635	99,39
630	420	5880	99,40	420	5585	99,42
800	480	6960	99,45	480	6610	99,47
1000	550	8130	99,48	550	7725	99,50
1250	650	9690	99,51	650	9205	99,53
1600	760	11730	99,54	760	11145	99,56
2000	1000	14450	99,54	1000	13725	99,56
2500	1200	17170	99,56	1200	16310	99,58

Tabla 3.12. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos con refrigeración de tipo seco y núcleo magnético amorfo. [23]

Por último, como se habló al principio, china también tiene otra normativa que establece las perdidas máximas para Transformadores de distribución monofásicos "JB/10317-02".

En la siguiente Tabla se muestra dicha norma.

kVA	Perdidas en el nucleo (W)	Perdidas electricas (W)	Eficiencia según (CIE)
5	35	145	97,15
10	55	260	97,60
16	65	365	98,05
20	80	430	98,13
30	100	625	98,29
40	125	775	98,41
50	150	950	98,45
63	180	1135	98,53
80	200	1400	98,63
100	240	1650	98,70
125	285	1950	98,76
160	365	2365	98,80

Tabla 3.13. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores monofásicos con refrigeración en aceite. [24]

Con esta serie de datos que nos proporciona la normativa china, podemos obtener unos gráficos que nos ayuden a visualizar y comprender qué datos son más restrictivos y por qué.

En el siguiente grafico se compara la eficiencia de los Transformadores trifásicos con refrigeración en aceite de distribución de Grado 1 y Grado 2 para núcleos de grano orientado y núcleos de acero amorfo.

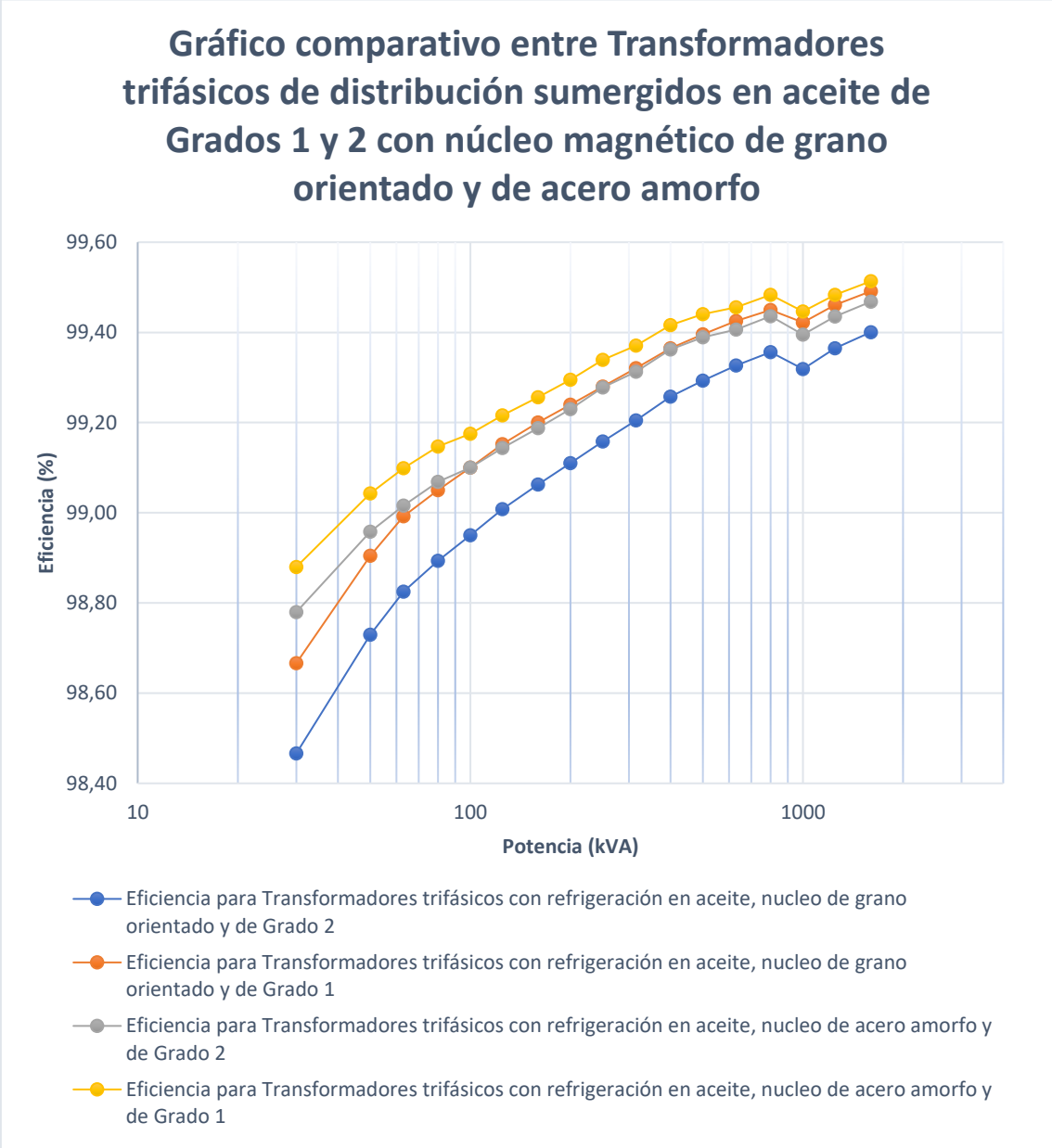


Figura 3.4. Gráfico comparativo entre Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite de Grados 1 y 2 con núcleo magnético de grano orientado y de acero amorfo

En el podemos observar como la normativa referida a Grado 1 es más restrictiva que el 2 y 3, y vemos que, dependiendo del tipo de acero, en

Grado 1 se comporta mejor el de grano orientado y en el Grado 2 se comporta mejor el de acero amorfo.

En el siguiente grafico se compara la eficiencia de los Transformadores trifásicos con refrigeración seca de distribución de Grado 1 y Grado 2 para núcleos de grano orientado y núcleos de acero amorfo.

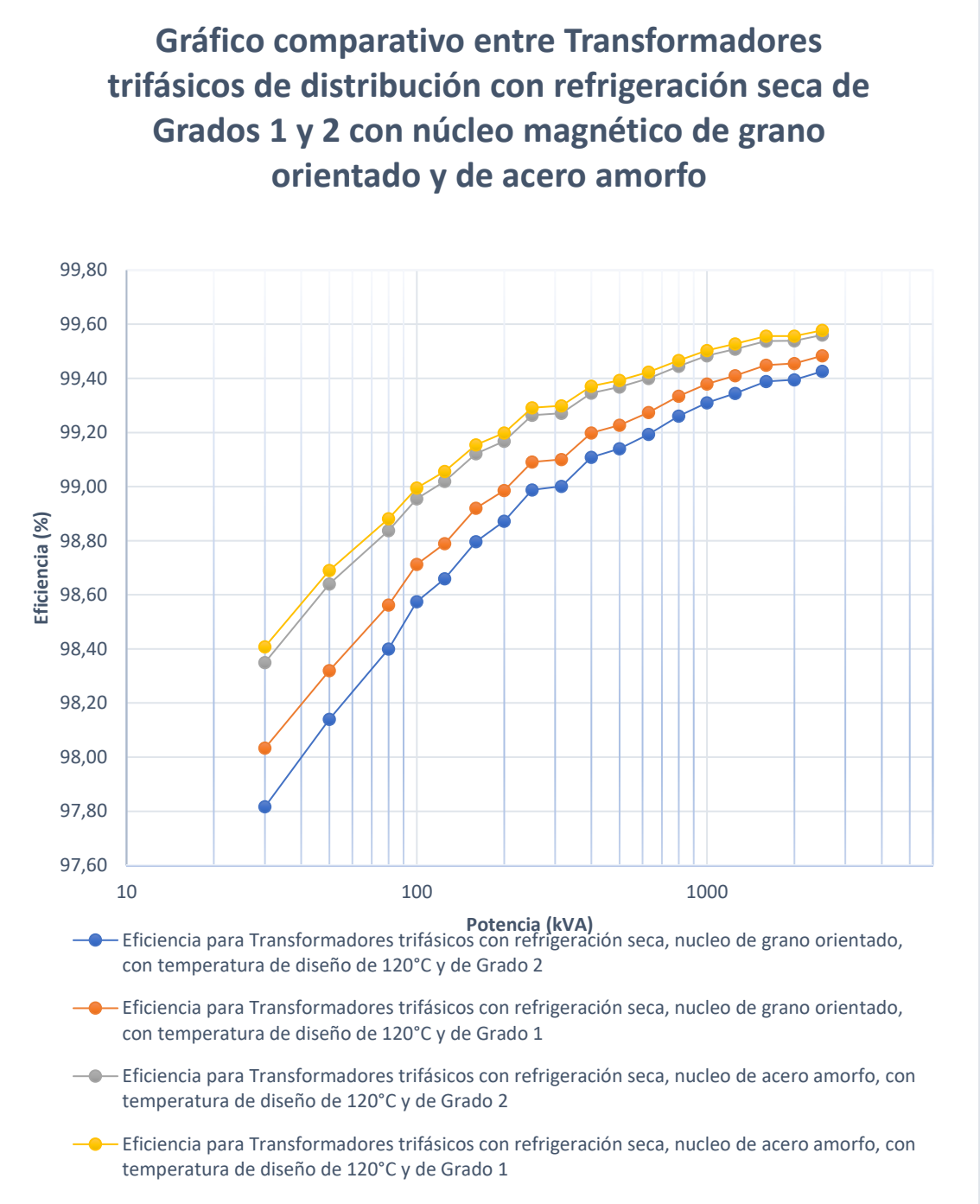


Figura 3.5. Gráfico comparativo entre Transformadores trifásicos de distribución con refrigeración seca de Grados 1 y 2 con núcleo magnético de grano orientado y de acero amorfo

En transformadores de estas características con refrigeración seca (aire) observamos que los que poseen un núcleo de acero amorfo deben tener una mayor eficiencia que los de grano orientado para la temperatura de 120°C, lo que reafirma que, aunque el núcleo de acero amorfo sea menos utilizado en general, en algunos casos presenta un mejor comportamiento reduciendo perdidas y por lo tanto aumentando la eficiencia mínima.

6.5 India

India adopto en enero de 2010 una normativa para Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite y seca en un rango entre 16 kVA y 200 kVA. Esta norma se encuentra en la "Norma India (Indian Standard) IS 1180 (parte I)".

En 2013 se publicó un documento en el cual se incluía el rango de potencias hasta los 2500 kVA a una tensión de 33 kV, pero el alcance de este estudio se centrará en lo establecido en la Norma India.

En este estudio se diferencian entre perdidas máximas al 50 % de carga y perdidas máximas al 100 % de carga, caso que no es contemplado en casi ningún otro territorio. A demás se diferencian también cinco estrellas, la primera estrella se refiere a las perdidas máximas permitidas cuando se redactó la normativa, y la quinta estrella se refiere a los transformadores con un diseño muy eficiente. Las demás estrellas serian estados intermedios.

En la siguiente Tabla se muestran los datos que contempla la norma, teniendo en cuenta que la misma está basada en el método desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) donde la eficiencia viene dada por la fórmula:

$$Eficiencia\ (IEC) = \frac{Potencia\ a\ la\ entrada - \ Perdidas}{Potencia\ a\ la\ entrada} \qquad (38)$$

Calidad	1 estrella			2 estrellas			3 estrellas		
kVA	Perdidas totales a 50% Carga	Eficiencia según al 50% Carga (CEI)	Perdidas totales a 100% Carga	Eficiencia según al 100% Carga (CEI)	Perdidas totales a 50% Carga	Eficiencia según al 50% Carga (CEI)	Perdidas totales a 100% Carga	Eficiencia según al 100% Carga (CEI)	Perdidas totales a 50% Carga	Eficiencia según al 50% Carga (CEI)	Perdidas totales a 100% Carga	Eficiencia según al 100% Carga (CEI)
16	200	97,50	555	96,53	165	97,94	520	96,75	150	98,13	480	97,00
25	290	97,68	785	96,86	235	98,12	740	97,04	210	98,32	695	97,22
63	490	98,44	1415	97,75	430	98,63	1335	97,88	380	98,79	1250	98,02
100	700	98,60	2020	97,98	610	98,78	1910	98,09	520	98,96	1800	98,20
160	1000	98,75	2800	98,25	880	98,90	2550	98,41	770	99,04	2200	98,63
200	1130	98,87	3300	98,35	1010	98,99	3000	98,50	890	99,11	2700	98,65

Calidad	4 estrellas				5 estrellas			
kVA	Perdidas totales a 50% Carga	Eficiencia según al 50% Carga (CEI)	Perdidas totales a 100% Carga	Eficiencia según al 100% Carga (CEI)	Perdidas totales a 50% Carga	Eficiencia según al 50% Carga (CEI)	Perdidas totales a 100% Carga	Eficiencia según al 100% Carga (CEI)
16	135	98,31	440	97,25	120	98,50	400	97,50
25	190	98,48	635	97,46	175	98,60	595	97,62
63	340	98,92	1140	98,19	300	99,05	1050	98,33
100	475	99,05	1650	98,35	435	99,13	1500	98,50
160	670	99,16	1950	98,78	570	99,29	1700	98,94
200	780	99,22	2300	98,85	670	99,33	2100	98,95

Tabla 3.14. Pérdidas máximas totales y Eficiencia mínima para transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite. [25]

Observamos como a medida que suben las estrellas la eficiencia se hace más restrictiva y como la eficiencia que se exige en la normativa es mayor cuando el índice de carga se acerca más al índice óptimo de carga (C_{opt}).

A continuación, comparamos en un gráfico la evolución de la eficiencia con la calidad del transformador y el porcentaje de carga a la que está conectado.

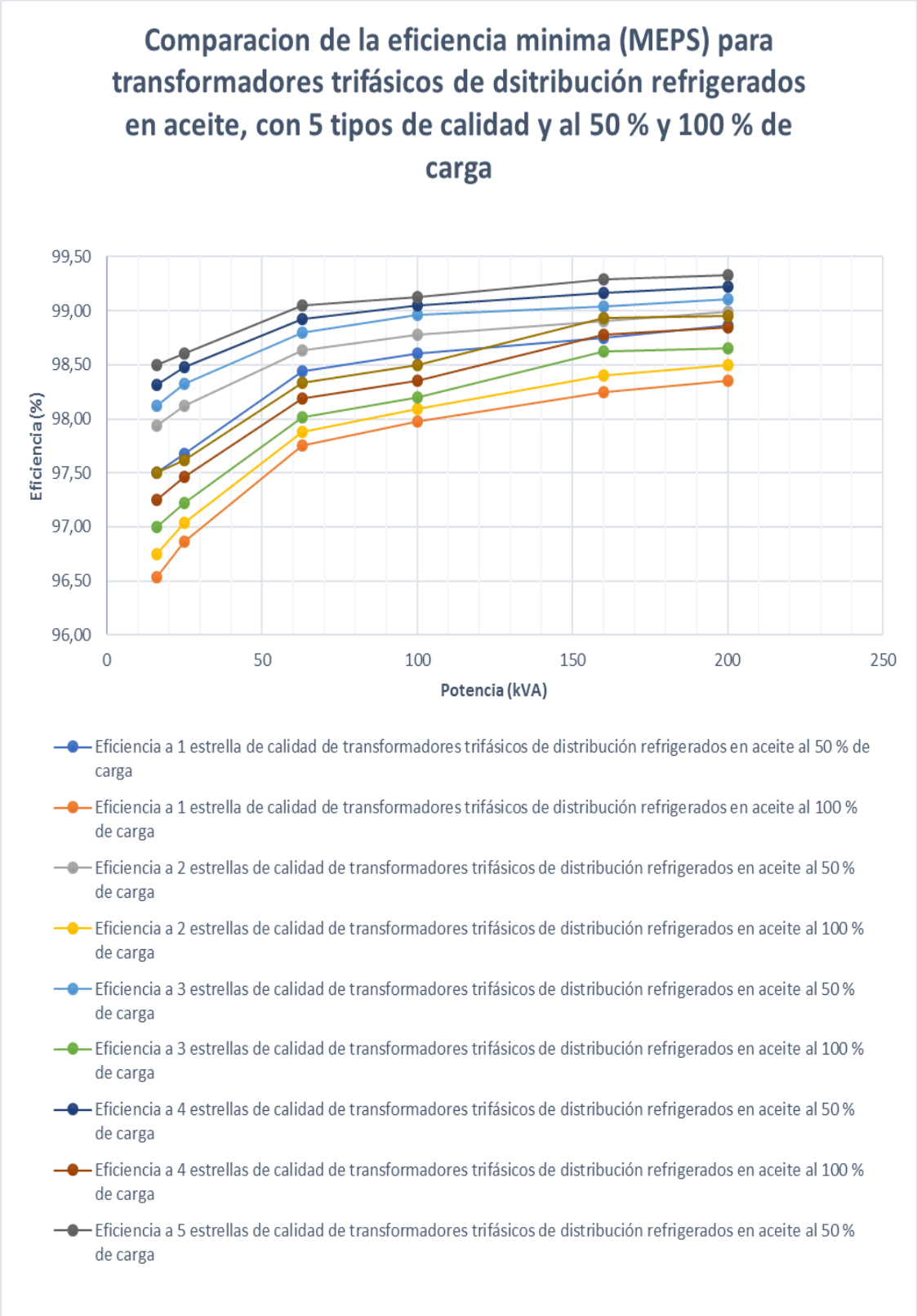


Figura 3.6. Gráfico comparativo de la eficiencia mínima (MEPS) para transformadores trifásicos de distribución refrigerados en aceite, con 5 tipos de calidad y al 50 % y 100 % de carga.

En él se aprecia, tal y como dice la propia normativa, que las 5 estrellas de calidad son las de más alta eficiencia, por lo tanto, aquellos

transformadores que estén etiquetados con las 5 estrellas deberán cumplir con esas eficiencias. También observamos la importancia del índice de carga, de cómo disminuye la eficiencia cuando se conecta a un índice que se aleja mucho del óptimo.

Mientras que un transformador de 5 estrellas de calidad de eficiencia al 50 % de carga se sitúa como el más eficiente, al conectarlo a una carga que requiere el 100 % de potencia, pasa al sexto lugar entre los 15-125 kVA y al quinto lugar desde los 125-200 kVA.

6.6 Israel

La norma nacional de Israel referente a la mínima energía en Transformadores de distribución es la "Normativa Isreael 5484 (IS, Israeli Standard 5484), Transformadores de distribución – requisitos de mínima eficiencia energética". Es aplicable para transformadores de distribución con una tensión nominal de entrada de 22 kV y 33 kV y una tensión de salida de 400 V con una potencia máxima de 2500 kVA.

En las tablas numéricas se representan las perdidas magnéticas y eléctricas máximas medidas a un 100 % de carga, para Transformadores con refrigeración en aceite y seca, habiendo publicado unos datos utilizando la herramienta MEPS (mínimum efficiency performance standard) y han publicado también una normativa para Transformadores de alta eficiencia. En la siguiente Tabla 3.se muestran las perdidas eléctricas y magnéticas máximas permitidas para las tensiones en el lado primario de 22 kV y 33 kV según el criterio de mínima eficiencia (MEPS). Debido a que la referencia tomada por esta normativa se basa en la propuesta por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), suponiendo un factor de potencia de 0,8 y calculándola para un índice de carga del 50 %, la fórmula para hallar la eficiencia viene dada por:

$$Eficiencia\ (IEC) = \frac{Potencia\ a\ la\ entrada - Perdidas}{Potencia\ a\ la\ entrada} \qquad (38)$$

kVA	≤ 22 kV MEPS			≤ 33 kV MEPS		
	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Perdidas Electricas Maximas (W)	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Perdidas Electricas Maximas (W)	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga
100	230	1760	98,66	240	1700	98,67
160	300	2330	98,90	300	2470	98,85
250	450	3330	98,97	450	3410	98,96
400	650	4670	99,09	650	4830	99,07
630	900	5460	99,28	950	5780	99,24
800	1180	8320	99,19	1450	7950	99,14
1000	1300	9700	99,26	1560	9450	99,22
1250	1500	11300	99,31	1810	10950	99,27
1600	1800	14500	99,32	2160	14250	99,28
2000	2150	16150	99,38	2580	16320	99,33
2500	2540	19100	99,41	2950	19850	99,37

Tabla 3.15.Perdidas máximas y Eficiencia mínima en transformadores con refrigeración en aceite (MEPS). [26]

En la siguiente Tabla se muestran los datos de perdidas máximas y eficiencia para transformadores con refrigeración en aceite de alta eficiencia.

kVA	≤ 22 kV HEPS			≤ 33 kV HEPS		
	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Maximas perdidas electricas	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Perdidas Electricas Maximas (W)	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga
100	190	1670	98,79	230	1410	98,84
160	260	2170	99,00	330	2075	98,94
250	380	2250	99,25	410	2960	99,08
400	550	3020	99,35	590	4120	99,19
630	690	4520	99,42	870	4520	99,37
800	790	6820	99,38	1040	6470	99,34
1000	930	7650	99,43	1250	7520	99,37
1250	1100	9550	99,44	1520	9570	99,37
1600	1320	11850	99,46	1870	11840	99,40
2000	1700	14240	99,47	2210	14900	99,41
2500	2000	17520	99,49	2650	17800	99,43

Tabla 3.16. Perdidas máximas y eficiencia para transformadores de Alta Eficiencia con refrigeración en aceite. [26]

Por último, se muestran los datos de las perdidas máximas y eficiencia mínima para transformadores con refrigeración seca.

kVA	≤ 22 kV MEPS			≤ 22 kV HEPS		
	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Perdidas Electricas Maximas (W)	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga	Perdidas Magneticas Maximas (W)	Perdidas Electricas Maximas (W)	Eficiencia según CEI (%) al 50 % de carga
100	550	1700	98,05	300	1700	98,55
160	750	2300	98,34	390	2300	98,79
250	1020	3300	98,52	550	3000	98,96
400	1380	4800	98,71	870	4700	98,98
630	1900	6930	98,85	1100	6300	99,15
800	2250	7800	98,95	1400	7500	99,18
1000	2650	9100	99,02	1550	8700	99,26
1250	3050	11000	99,07	2000	10600	99,26
1600	3600	13500	99,13	2250	13000	99,31
2000	4620	14500	99,18	2950	12500	99,39
2500	5750	17000	99,20	3400	14000	99,45

Tabla 3.17. Perdidas máximas y Eficiencia mínima en transformadores con refrigeración seca. [26]

A partir de estos datos, y observando en las tablas que cuanto menor sea la tensión en el lado de Alta Tensión, mayor es la eficiencia, compararemos en un gráfico para la tensión en el lado de A.T. ≤ 22 kV, los datos mandatorios para transformadores de distribución trifásicos refrigerados en aceite (MEPS y HEPS) y para los que tienen refrigeración seca.

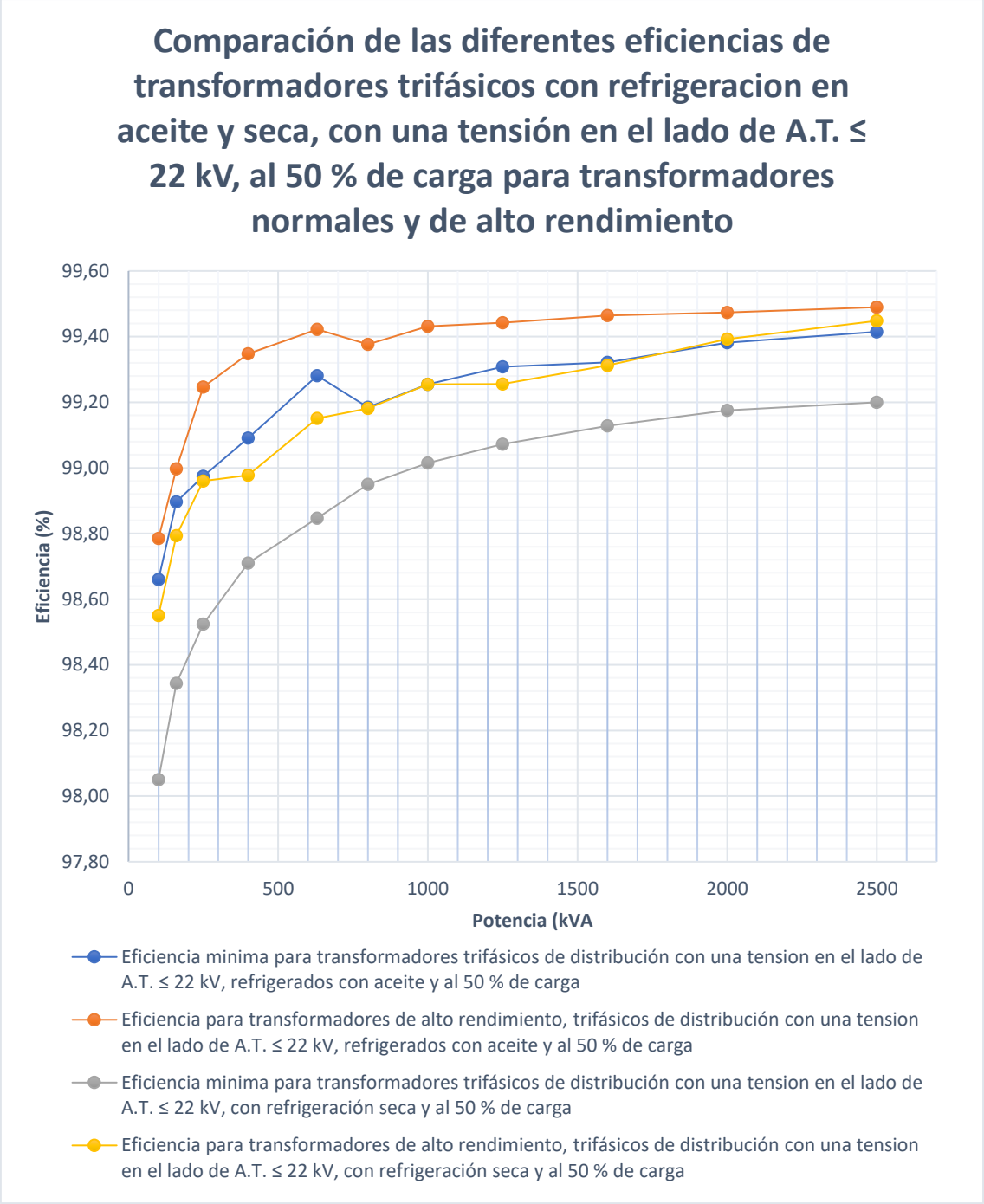


Figura 3.7. Gráfico comparativo de las diferentes eficiencias de transformadores trifásicos con refrigeración en aceite y seca, con una tensión en el lado de A.T. ≤ 22 kV, al 50 % de carga para transformadores normales y de alto rendimiento.

Los transformadores de distribución de alto rendimiento y refrigerados en aceite son los que tienen que cumplir unos requisitos de eficiencia más eficientes, sobre todo por el hecho de ser catalogados como máquinas de alto rendimiento. Los menos restrictivos (menos de un 1 % de diferencia en la eficiencia que los anteriores), son los de refrigeración seca que no son

de alto rendimiento. Aunque la diferencia parezca mínima, como hemos comentado anteriormente, toda la energía producida que va a ser consumida pasa durante todas las horas del día por estos transformadores, por lo tanto, cualquier pequeña mejora en la eficiencia puede suponer un ahorro anual de cientos de millones de euros.

6.7 Japón

Japón forma parte de un programa llamado "Top Runner Programme" introducido en 1999, el cual genera una serie de normativas para incrementar la eficiencia energética de aplicaciones, motores y otras 23 categorías, entre ellas incluidas los Transformadores de potencia. [17]

La norma basada en esta herramienta incluye las frecuencias de 50 Hz y 60 Hz (ya que existen distintas redes que trabajan a diferentes frecuencias), desde 5 kVA hasta 500 kVA para los Transformadores monofásicos y desde 10 kVA hasta 2000 kVA para Transformadores trifásicos. Los datos están establecidos para un 40 % de carga es potencias menores o iguales a 500 kVA y 50 % de carga para mayores de 500 kVA.

Esta herramienta es parecida al MEPS, la cual hemos visto que varios países trabajan con ella, pero el "Top Runner Programme" no establece una eficiencia mínima para cada Transformador de distribución individual, pero si una eficiencia media que se debe conseguir en toda la producción se este tipo de transformadores.

A partir de este programa se estableció la norma japonesa para máximas perdidas y mínima eficiencia en Transformadores de distribución monofásicos y trifásicos JIS C4304 – 2005:

kVA	Monofásicos	
	Peridas maximas (W)	Eficiencia (%)
10	58,90	98,55
15	79,10	98,70
25	114,50	98,87
37,5	153,60	98,99
50	189,30	99,06
75	253,90	99,16
100	312,80	99,22
167	453,70	99,33
250	607,90	99,40
333	748,30	99,44
500	1004,80	99,50

Tabla 3.18. Perdidas máximas y mínima eficiencia para transformadores monofásicos con refrigeración en aceite y 60 Hz y 40 % de carga. [27]

La ecuación que expresa las perdidas máximas de Transformadores monofásicos a 60 Hz refrigerados en aceite viene dada según el "Top Runner Programme" por la ecuación.

$$Pmax = 11.1 \times S^{0.725} \quad (39.1)$$

kVA	Trifásicos	
	Peridas maximas (W)	Eficiencia (%)
15	108,50	98,22
30	173,60	98,57
45	228,50	98,75
75	323,10	98,93
112,5	425,30	99,06
150	516,90	99,15
225	680,50	99,25
300	827,10	99,32
500	1169,40	99,42
750	2185,20	99,42
1000	2742,70	99,45
1500	3778,30	99,50
2000	4742,40	99,53

Tabla 3.19. Perdidas máximas y mínima eficiencia para transformadores trifásicos con refrigeración en aceite y 60 Hz. [27]

La ecuación que expresa las perdidas máximas para Transformadores trifásicos a 60 Hz refrigerados en aceite de menos de 500 kVA viene dada según el "Top Runner Programme"

$$Pmax = 11.1 \times S^{0.678} \quad (39.2)$$

Y para más de 500 kVA:

$$Pmax = 11.1 \times S^{0.790} \quad (39.3)$$

En el siguiente gráfico podemos plasmar los datos de las tablas, teniendo en cuenta que plasmaremos la eficiencia para transformadores monofásicos con refrigeración en aceite entre 10 kVA y 500 kVA y un índice de carga del

40 %. Por otro lado, graficaremos los datos de la eficiencia en transformadores trifásicos con refrigeración en aceite con un índice de carga del 40 % para un rango de potencias entre 15 kVA y 500 kVA y un 50 % de carga para rangos de potencias mayores de 500 kVA.

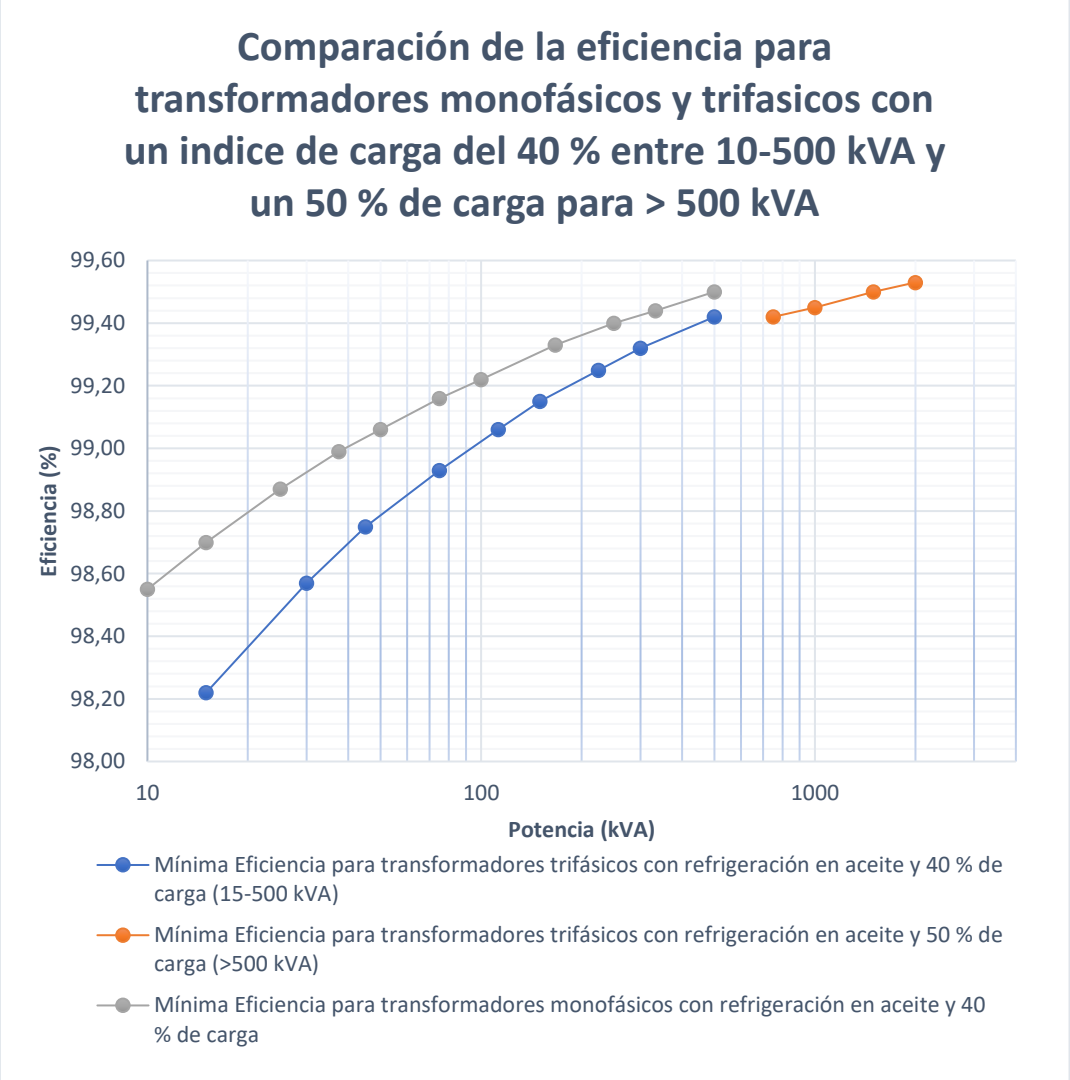


Figura 3.8. Gráfico comparativo de la eficiencia para transformadores monofásicos y trifásicos con un índice de carga del 40 % entre 10-500 kVA y un 50 % de carga para > 500 kVA.

En el cual observamos que los transformadores monofásicos con refrigeración en aceite deben ser más eficientes que los trifásicos, y que al aumentar el índice de carga de un 40 % a un 50 %, la eficiencia no aumenta con la misma proporción al aumentar el rango de potencia del

transformador, lo que nos indica que el índice óptimo de carga está más cerca del 40 % que del 50 %.

6.8 Corea

Corea, al igual que Australia y otros territorios se ha basado en la herramienta MEPS (Minimun Energy Performance Standard) para establecer los requisitos de mínima eficiencia en transformadores monofásicos y trifásicos de distribución con refrigeración en aceite y seca.
A parte de apoyarse en el MEPS para establecer su propia normativa ha establecido un objetivo para la eficiencia (TEPS, Target Energy Performance Standard). Estos niveles de eficiencia mínima y de alta eficiencia tuvieron efecto a partir de Julio de 2012. Los datos que se presentan en las tablas son para un 50 % de carga y 60 Hz.
La normativa abarca diferentes tensiones en el lado primario y secundario. A continuación, se muestran las tablas obtenidas de las diferentes normativas dependiendo del rango de tensiones. Comenzamos con la normativa para Transformadores de distribución con refrigeración seca.

kVA	3,3-6,6 kV/Baja Tensión			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
50	97,70	98,70	97,70	98,70
75	97,80	98,80	97,80	98,80
100	98,00	98,90	98,00	98,90
150	98,20	99,00	98,20	99,00
200	98,40	99,00	98,40	99,00
300	98,50	99,10	98,50	99,10
400	98,60	99,20	98,60	99,20
500	98,70	99,30	98,70	99,30
600	98,70	99,30	98,70	99,30
750	98,80	99,30	98,80	99,30
1000	99,00	99,40	98,90	99,40
1250	99,10	99,50	99,00	99,50
1500	99,10	99,50	99,00	99,50
2000	99,20	99,50	99,10	99,50
2500	99,30	99,50	99,20	99,50
3000	99,40	99,50	99,30	99,50

Tabla 3.20. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 3,3-6,6 kV / Baja Tensión. [28]

kVA	22,9 kV/Baja Tensión,			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
50	97,60	98,70	97,60	98,70
75	97,70	98,80	97,70	98,80
100	97,90	98,80	97,80	98,80
150	98,10	98,90	98,00	98,90
200	98,30	99,00	98,20	99,00
300	98,40	99,10	98,40	99,10
400	98,50	99,20	98,50	99,20
500	98,70	99,20	98,70	99,20
600	98,70	99,30	98,70	99,30
750	98,80	99,30	98,80	99,30
1000	98,90	99,40	98,90	99,40
1250	99,00	99,40	98,90	99,40
1500	99,00	99,50	99,00	99,50
2000	99,10	99,50	99,10	99,50
2500	99,20	99,50	99,20	99,50
3000	99,30	99,50	99,20	99,50

Tabla 3.21. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 22,9 kV / Baja Tensión. [28]

kVA	22,9 kV / 3,3-6,6 kV			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
50	97,60	98,70	97,60	98,70
75	97,70	98,80	97,70	98,80
100	97,90	98,80	97,80	98,80
150	98,10	98,90	98,00	98,90
200	98,30	99,00	98,20	99,00
300	98,40	99,10	98,40	99,10
400	98,50	99,20	98,50	99,20
500	98,70	99,20	98,70	99,20
600	98,70	99,30	98,70	99,30
750	98,80	99,30	98,80	99,30
1000	98,90	99,40	98,90	99,40
1250	99,00	99,40	98,90	99,40
1500	99,00	99,50	99,00	99,50
2000	99,10	99,50	99,10	99,50
2500	99,20	99,50	99,20	99,50
3000	99,30	99,50	99,20	99,50

Tabla 3.22. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 22,9 kV / 3,3-6,6 kV. [28]

Una vez plasmadas las normativas para Transformadores de distribución con refrigeración seca, pasamos a los que tienen refrigeración en aceite.

kVA	3,3-6,6 kV/Baja Tensión			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
100	98,40	99,00	98,00	99,00
150	98,40	99,00	98,10	99,00
200	98,40	99,00	98,20	99,00
300	98,50	99,10	98,30	99,10
400	98,50	99,10	98,40	99,10
500	98,60	99,20	98,40	99,20
600	98,60	99,20	98,50	99,20
750	98,60	99,20	98,50	99,20
1000	98,70	99,30	98,60	99,30
1250	98,80	99,30	98,70	99,30
1500	98,80	99,40	98,80	99,40
2000	98,90	99,40	98,80	99,40
2500	99,00	99,40	98,90	99,40
3000	99,00	99,40	99,00	99,40

Tabla 3.23. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración en aceite de 3,3-6,6 kV / Baja Tensión. [30]

kVA	22,9 kV / 3,3-6,6 kV			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
100	98,40	99,00	98,10	99,00
150	98,50	99,00	98,20	99,00
200	98,50	99,00	98,20	99,00
250	98,60	99,10	98,30	99,10
300	98,60	99,10	98,40	99,10
400	98,70	99,20	98,50	99,20
500	98,80	99,20	98,60	99,20
600	98,80	99,20	98,60	99,20
750	98,90	99,30	98,60	99,30
1000	98,90	99,30	98,70	99,30
1250	99,00	99,40	98,80	99,40
1500	99,00	99,40	98,90	99,40
2000	99,10	99,40	99,00	99,40
2500	99,10	99,40	99,10	99,40

Tabla 3.24. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración en aceite de 22,9 kV / 3,3-6,6 kV. [30]

kVA	22,9 kV/Baja Tensión,			
	MEPS (monofásico)	TEPS (monofásico)	MEPS (trifásico)	TEPS (trifásico)
10	97,40	98,60	-	-
15	97,70	98,60	-	-
20	97,90	98,70	-	-
30	98,10	98,80	-	-
50	98,40	98,80	-	-
75	98,60	98,90	-	-
100	98,70	99,00	98,00	99,00
150	98,40	99,00	98,10	99,00
200	98,40	99,00	98,20	99,00
250	98,50	99,10	98,30	99,10
300	98,50	99,10	98,40	99,10
400	98,60	99,20	98,40	99,10
500	98,60	99,20	98,50	99,10
600	98,60	99,20	98,50	99,20
750	98,70	99,30	98,60	99,20
1000	98,80	99,30	98,70	99,30
1250	98,80	99,40	98,80	99,30
1500	98,90	99,40	98,80	99,30
2000	99,00	99,40	98,90	99,30
2500	99,10	99,40	99,00	99,40
3000	99,20	99,40	99,10	99,40

Tabla 3.25. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución refrigerados en aceite de 22,9 kV / Baja Tensión. [30]

A partir de estas tablas, podemos expresarlas a través de gráficos donde las comparaciones entre ellas pueden ser más significativas.

Comenzaremos con un gráfico comparativo entre transformadores trifásicos de distribución con refrigeración seca y en aceite, de 3,3-6,6 kV en el primario y baja tensión en el secundario.

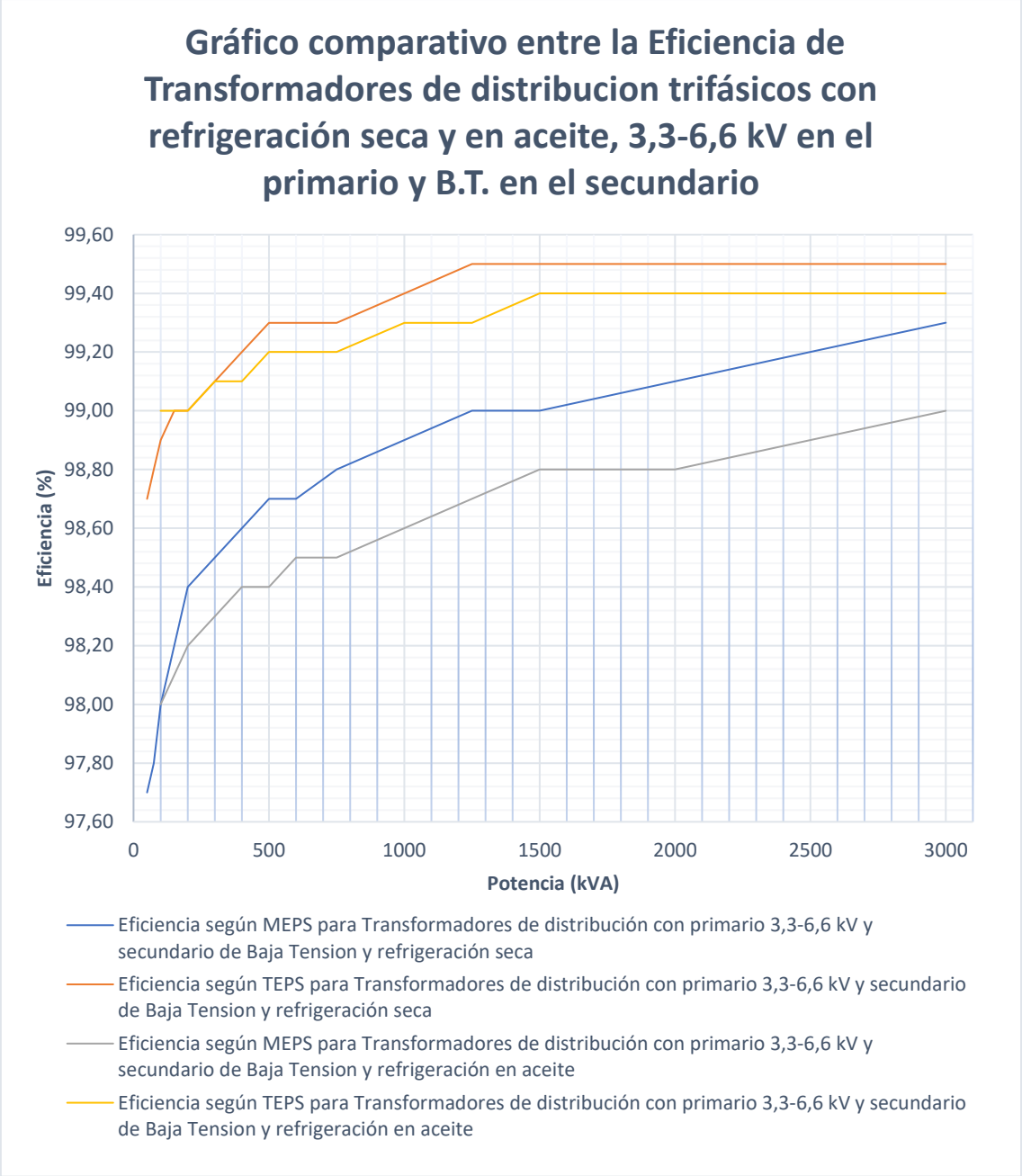


Figura 3.9. Comparación entre la Eficiencia de Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca y en aceite, 3,3-6,6 kV en el primario y B.T. en el secundario

En el grafico observamos que los transformadores de refrigeración seca deben de tener más eficiencia que los de refrigeración en aceite. Los objetivos marcados por el TEPS son más restrictivos con la eficiencia y para su cumplimiento hay que llegar a valores de eficiencia más altos.

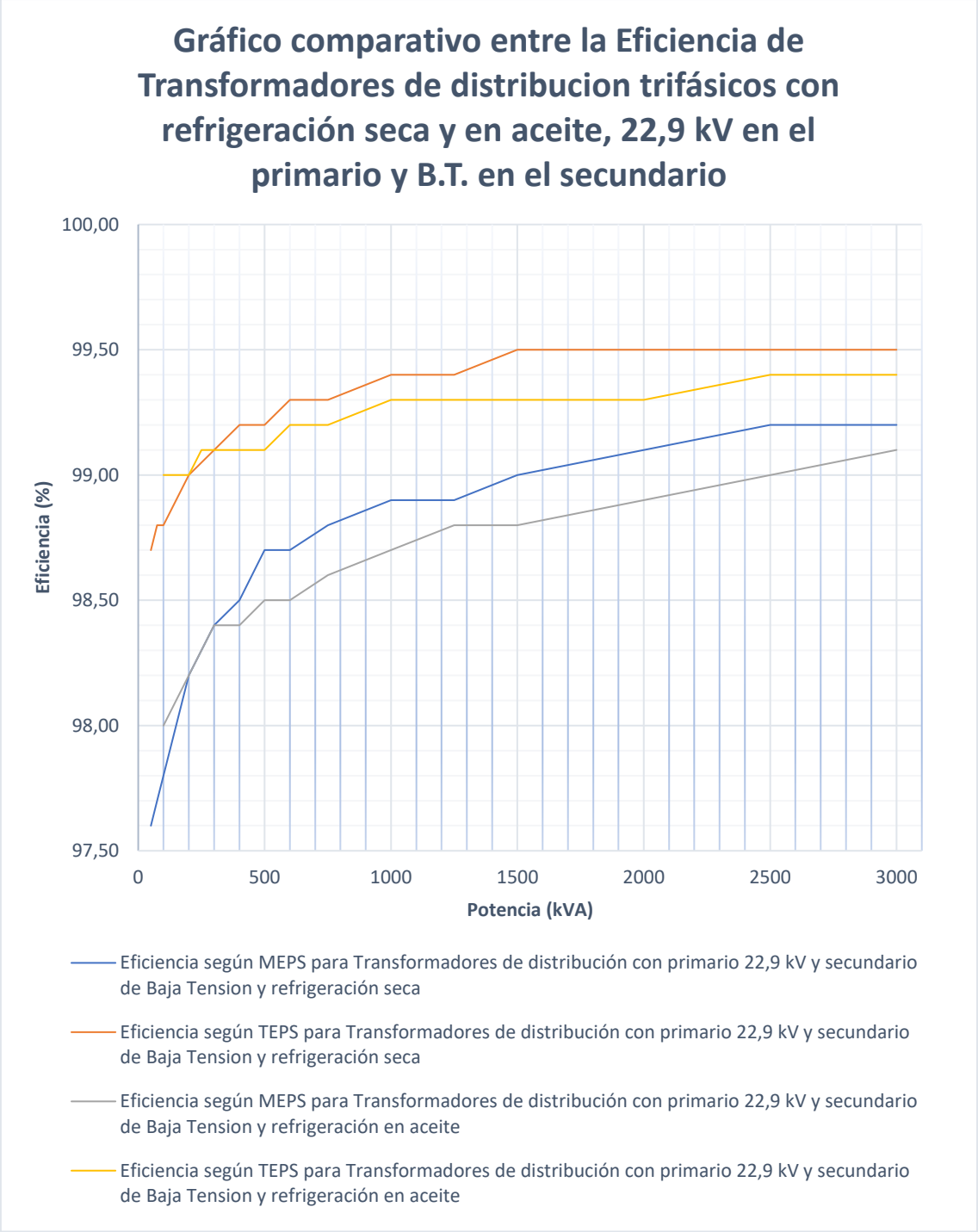


Figura 3.10. Comparación entre la Eficiencia de Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca y en aceite, 22,9 kV en el primario y B.T. en el secundario

Las diferencias entre ellos son iguales que las del anterior gráfico, los de refrigeración seca deben tener una eficiencia mayor que los de refrigeración en aceite mientras que los que siguen la norma TEPS tienen una mayor eficiencia que los que siguen el MEPS.

6.9 México.

Hace cuarenta años que México comenzó a regular la eficiencia de los Transformadores de distribución con normativa (1977), la última actualización fue en octubre de 1999, donde se estableció la NOM-002 (Normas Oficiales Mexicanas) y en general esta normativa sobre la eficiencia es algo menos restrictiva que el tratado voluntario canadiense.

Esta norma se refiere a Transformadores de distribución con refrigeración en aceite, monofásicos con un rango de potencias de entre 5 kVA y 167 kVA y para trifásicos con un rango de potencias de 15 kVA y 500 kVA. Los Transformadores con refrigeración seca también son utilizados, pero no están regulados por normativas aún.

La norma NOM-002 fue revisada en enero de 2012 y fue publicada en el Diario Oficial de la Federación en enero de 2013.

Las siguientes tablas presentan los requisitos actuales y los objetivos para la eficiencia en Transformadores monofásicos y trifásicos con refrigeración en aceite, dividida en tres grupos dependiendo de la tensión en el primario con un índice de carga del 80 %.

kVA	15 kV		18-25 kV		34,5 kV	
Monofásico						
Requisitos	Objetivo	Actualidad	Objetivo	Actualidad	Objetivo	Actualidad
5	-	97,90	-	97,80	-	97,70
10	98,61	98,25	98,49	98,15	98,28	98,05
15	98,75	98,40	98,63	98,30	98,43	98,20
25	98,90	98,55	98,79	98,45	98,63	98,35
37,5	98,99	98,65	98,90	98,55	98,75	98,45
50	99,08	98,75	98,99	98,65	98,86	98,55
75	99,21	98,90	99,12	98,80	99,00	98,70
100	99,26	98,95	99,16	98,85	99,06	98,75
167	99,30	99,00	99,21	98,90	99,13	98,80
Trifásico						
Requisitos	Objetivo	Actualidad	Objetivo	Actualidad	Objetivo	Actualidad
15	98,32	97,95	98,18	97,85	98,03	97,75
30	98,62	98,25	98,50	98,15	98,35	98,05
45	98,72	98,35	98,60	98,25	98,48	98,15
75	98,86	98,50	98,75	98,40	98,64	98,30
112,5	98,95	98,60	98,85	98,50	98,76	98,40
150	99,03	98,70	98,94	98,60	98,86	98,50
225	99,06	98,75	98,96	98,65	98,87	98,55
300	99,11	98,80	99,02	98,70	98,92	98,60
500	99,20	98,90	99,11	98,80	99,03	98,70

Tabla 3.26. Eficiencia actual y Eficiencia objetivo para Transformadores de distribución con refrigeración en aceite, con carga al 80%. [31]

En el siguiente gráfico compararemos las diferentes eficiencias actuales y las objetivo, dependiendo de la tensión en el primario.

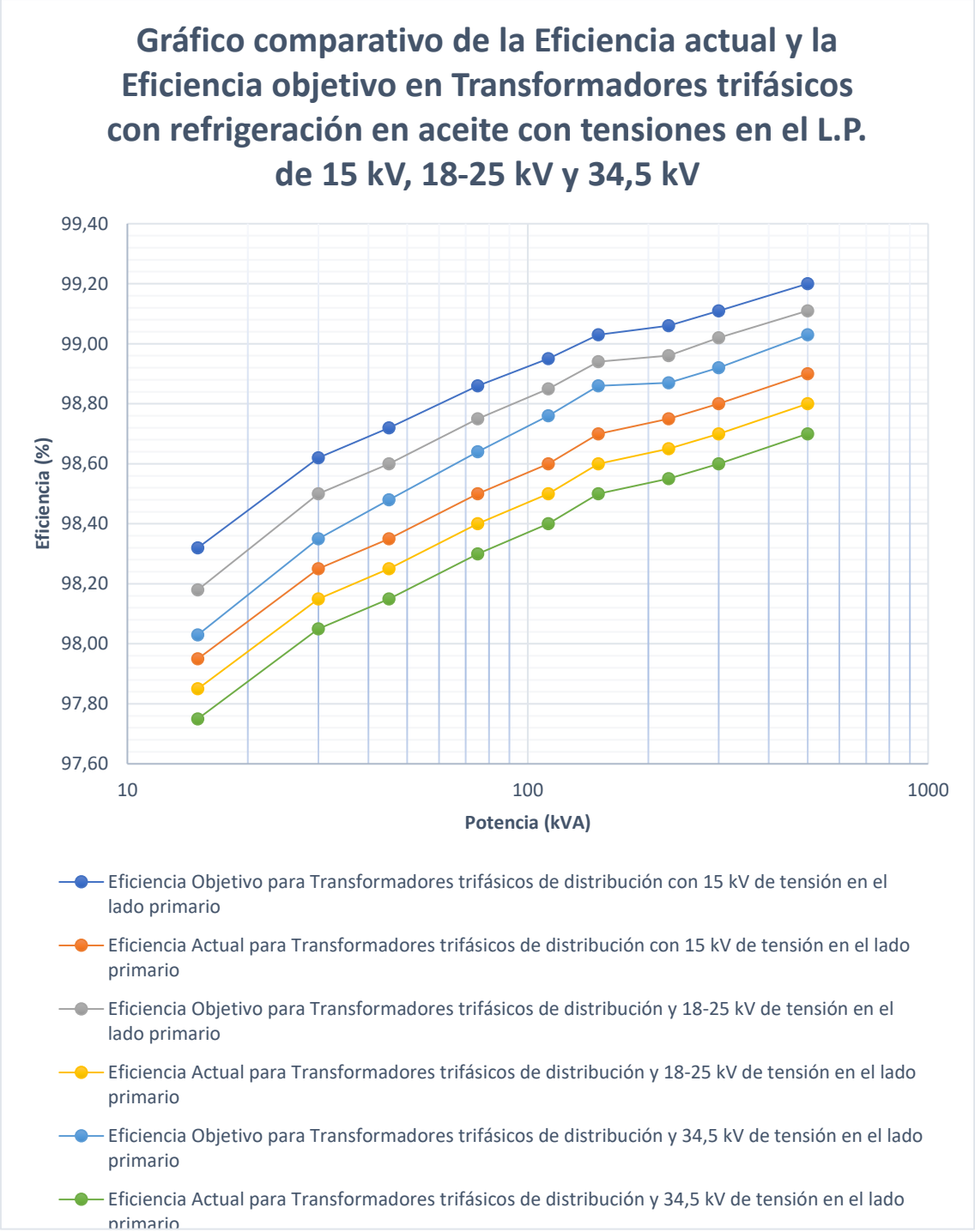


Figura 3.11. Gráfico comparativo de la Eficiencia actual y la Eficiencia objetivo en Transformadores trifásicos con refrigeración en aceite con tensiones en el L.P. de 15 kV, 18-25 kV y 34,5 kV

Podemos observar que, a mismo rango de tensiones, la eficiencia objetivo es más restrictiva siempre que la actual, y que cuanto menor sea la tensión en el lado primerio, la eficiencia debe ser mayor.

6.10 Estados Unidos

En Estados Unidos se lleva trabajando en la eficiencia energética desde hace 20 años. Esta política comenzó en 1992, donde el "Departamento de Energía" (DOE, Departament of Energy) iniciara el proceso de mejora de la eficiencia junto con otro organismo "National Electrical Manufacturer's Association (NEMA)". Ambos fueron evolucionando hasta que, en octubre de 2007, el DOE publicó en el "Cogido de Regulaciones Federales, Título 10-Parte 431" la Normativa Final para Conservación de Energía en Transformadores de Distribución, que establece que todos los Transformadores de distribución fabricados o importados a Estados Unidos después de enero de 2010 deben, por lo menos, cumplir con la eficiencia que se estipula en la Normativa antes descrita con una carga del 50 %.

Esta Normativa se aplica a transformadores con refrigeración en aceite con una potencia desde 10 kVA hasta 2500 kVA, para Transformadores monofásicos con refrigeración seca con una potencia desde 15 kVA hasta 833 kVA y para Transformadores trifásicos con refrigeración seca con una potencia desde 15 kVA hasta 2500 kVA.

El Congreso de Estados Unidos utilizó lo establecido en la NEMA en la "Guía para Determinar la Eficiencia Energética de Transformadores de Distribución (Tabla 3.4-2)" para que a partir de enero de 2007 todos los Transformadores de distribución con refrigeración seca fabricados a partir de esta fecha tenían que cumplir las eficiencias que establecía la NEMA en dicha Guía.

En 2011, el DOE comenzó un proceso de revisión de esta Normativa para Transformadores de distribución en la que se incluían aquellos refrigerados en aceite, los de refrigeración seca de baja tensión y los de refrigeración seca de media tensión. En abril de 2013 el DOE completo este proceso y publico las nuevas eficiencias que ya se tienen que cumplir desde enero de 2016. En esta última revisión los valores de la eficiencia para los transformadores refrigerados en aceite y para los de refrigeración seca de

media tensión están medidas al 50 % de carga mientras que para los de refrigeración seca de baja tensión están medidas al 35 % de carga.

En las siguientes tablas mostramos los valores que se imponían en 2010 (para transformadores con refrigeración en aceite y con refrigeración seca y media tensión) y 2007 (para transformadores con refrigeración seca y baja tensión) y los que se han tenido que cumplir desde enero de 2016 para los diferentes casos:

kVA	Monofásico		kVA	Trifásico	
	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016		Eficiencia 2010	Eficiencia 2016
10	98,62	98,70	15	98,36	98,65
15	98,76	98,82	30	98,62	98,83
25	98,91	98,95	45	98,76	98,92
37,5	99,01	99,05	75	98,91	99,03
50	99,08	99,11	112,5	99,01	99,11
75	99,17	99,19	150	99,08	99,16
100	99,23	99,25	225	99,17	99,23
167	99,25	99,33	300	99,23	99,27
250	99,32	99,39	500	99,25	99,35
333	99,36	99,43	750	99,32	99,40
500	99,42	99,49	1000	99,36	99,43
667	99,46	99,52	1500	99,42	99,48
833	99,49	99,55	2000	99,46	99,51
-	-	-	2500	99,49	99,53

Tabla 3.27. Eficiencia en 2010 y 2016 en transformadores de distribución sumergidos en aceite al 50 % de carga. [32]

Para que sea más ilustrativo, podemos graficar el apartado que se refiere a Transformadores trifásicos y así comparar cómo ha evolucionado la eficiencia desde 2010 hasta 2016.

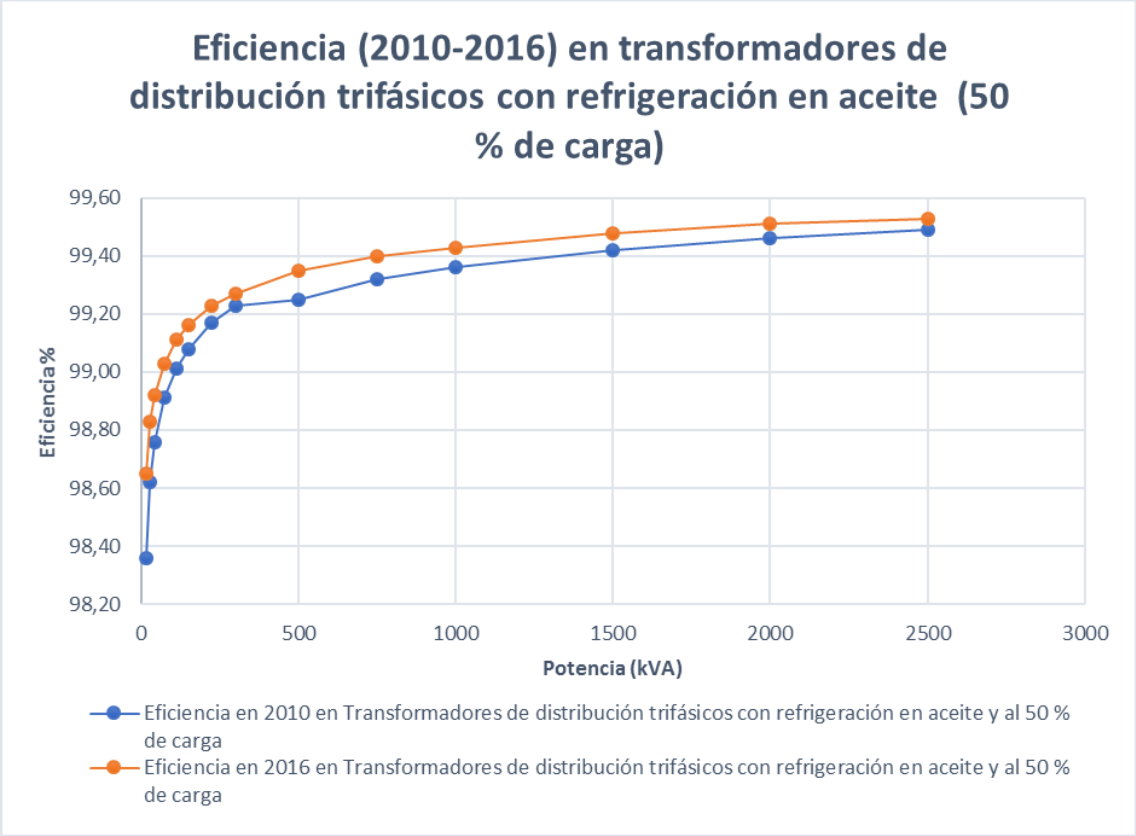


Figura 3.12. Grafico comparativo de la Eficiencia (2010-2016) en transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite (50 % de carga).

Observamos que la restricción es prácticamente igual de restrictiva para todas las potencias, aunque para el rango de 250-1000 kVA es mayor el aumento de la eficiencia que en las demás potencias.

kVA	Monofásico		kVA	Trifásico	
	Eficiencia 2007	Eficiencia 2016		Eficiencia 2007	Eficiencia 2016
15	97,70	97,70	15	97,00	97,89
25	98,00	98,00	30	97,50	98,23
37,5	98,20	98,20	45	97,70	98,40
50	98,30	98,30	75	98,00	98,60
75	98,50	98,50	112,5	98,20	98,74
100	98,60	98,60	150	98,30	98,83
167	98,70	98,70	225	98,50	98,94
250	98,80	98,80	300	98,60	99,02
333	98,90	98,90	500	98,70	99,14
-	-	-	750	98,80	99,23
-	-	-	1000	98,90	99,28

Tabla 3.28. Eficiencia en 2007 y 2016 en transformadores de distribución de baja tensión con refrigeración seca y al 35 % de carga. [33]

Al igual que en la Tabla anterior, graficamos la Tabla que se refiere a Transformadores trifásicos para observar cómo ha evolucionado la eficiencia.

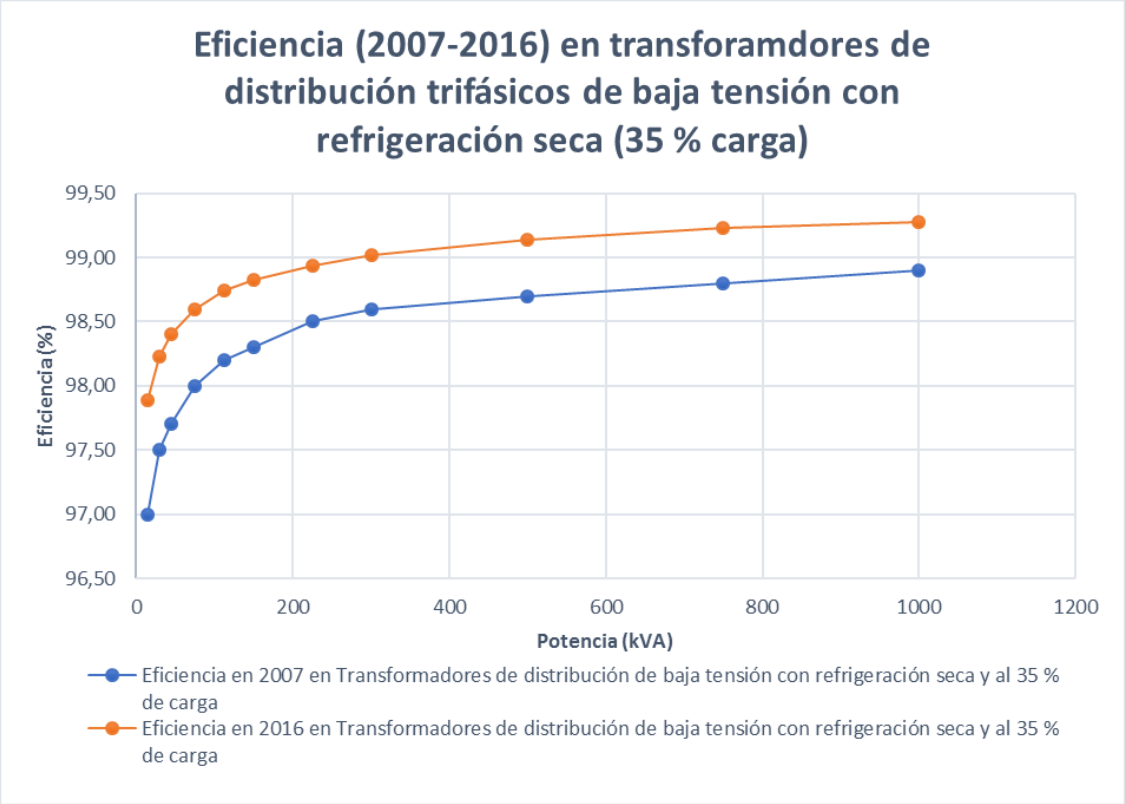


Figura 3.13. Gráfico comparativo de Eficiencia (2007-2016) en transformadores de distribución trifásicos de baja tensión con refrigeración seca (35 % carga)

En este caso el salto que da la eficiencia es mayor que en la Tabla anterior. Lo más seguro es que sea debido a que el periodo entre las dos Normativas es mayor en este caso, por lo tanto, la mejora también es algo mayor.

En la normativa que se refiere a Transformadores de distribución de refrigeración seca y media tensión, ya sean monofásicos o trifásicos, se hace una subdivisión por rango de tensiones, los cuales son: 20-45 kV, 46-95 kV y ≥96 kV.

kVA	20-45 kV		46-95 kV		≥96 kV	
	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016
15	98,10	98,10	97,86	97,86	-	-
25	98,33	98,33	98,12	98,12	-	-
37,5	98,49	98,49	98,30	98,30	-	-
50	98,60	98,60	98,42	98,42	-	-
75	98,73	98,73	98,57	98,57	98,53	98,53
100	98,82	98,82	98,67	98,67	98,63	98,63
167	98,96	98,96	98,83	98,83	98,80	98,80
250	99,07	99,07	98,95	98,95	98,91	98,91
333	99,14	99,14	99,03	99,03	98,99	98,99
500	99,22	99,22	99,12	99,12	99,09	99,09
667	99,27	99,27	99,18	99,18	99,15	99,15
833	99,31	99,31	99,23	99,23	99,20	99,20

Tabla 3.29. Eficiencia en 2010 y 2016 en Transformadores monofásicos de distribución de Media Tensión con refrigeración seca al 50 % de carga. [32]

Podemos observar directamente en la tabla, que los Transformadores monofásicos de distribución de media tensión no tuvieron ningún cambio con respecto 2010.

kVA	20-45 kV		46-95 kV		≥96 kV	
	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016	Eficiencia 2010	Eficiencia 2016
15	97,50	97,50	97,18	97,18	-	-
30	97,90	97,90	97,63	97,63	-	-
45	98,10	98,10	97,86	97,86	-	-
75	98,33	98,33	98,12	98,13	-	-
112,5	98,49	98,52	98,30	98,36	-	-
150	98,60	98,65	98,42	98,51	-	-
225	98,73	98,82	98,57	98,69	98,53	98,57
300	98,82	98,93	98,67	98,81	98,63	98,69
500	98,96	99,09	98,83	98,99	98,80	98,89
750	99,07	99,21	98,95	99,12	98,91	99,02
1000	99,14	99,28	99,03	99,20	98,99	99,11
1500	99,22	99,37	99,12	99,30	99,09	99,21
2000	99,27	99,43	99,18	99,36	99,15	99,28
2500	99,31	99,47	99,23	99,41	99,20	99,33

Tabla 3.30. Eficiencia en 2010 y 2016 en Transformadores trifásicos de distribución de Media Tensión con refrigeración seca al 50 % de carga. [32]

En este caso dividiremos el grafico tal y como muestra la tabla, no solo comparando la evolución de la eficiencia con la potencia y las normativas de 2010 y 2016, sino también con el rango de tensiones que muestra la misma.

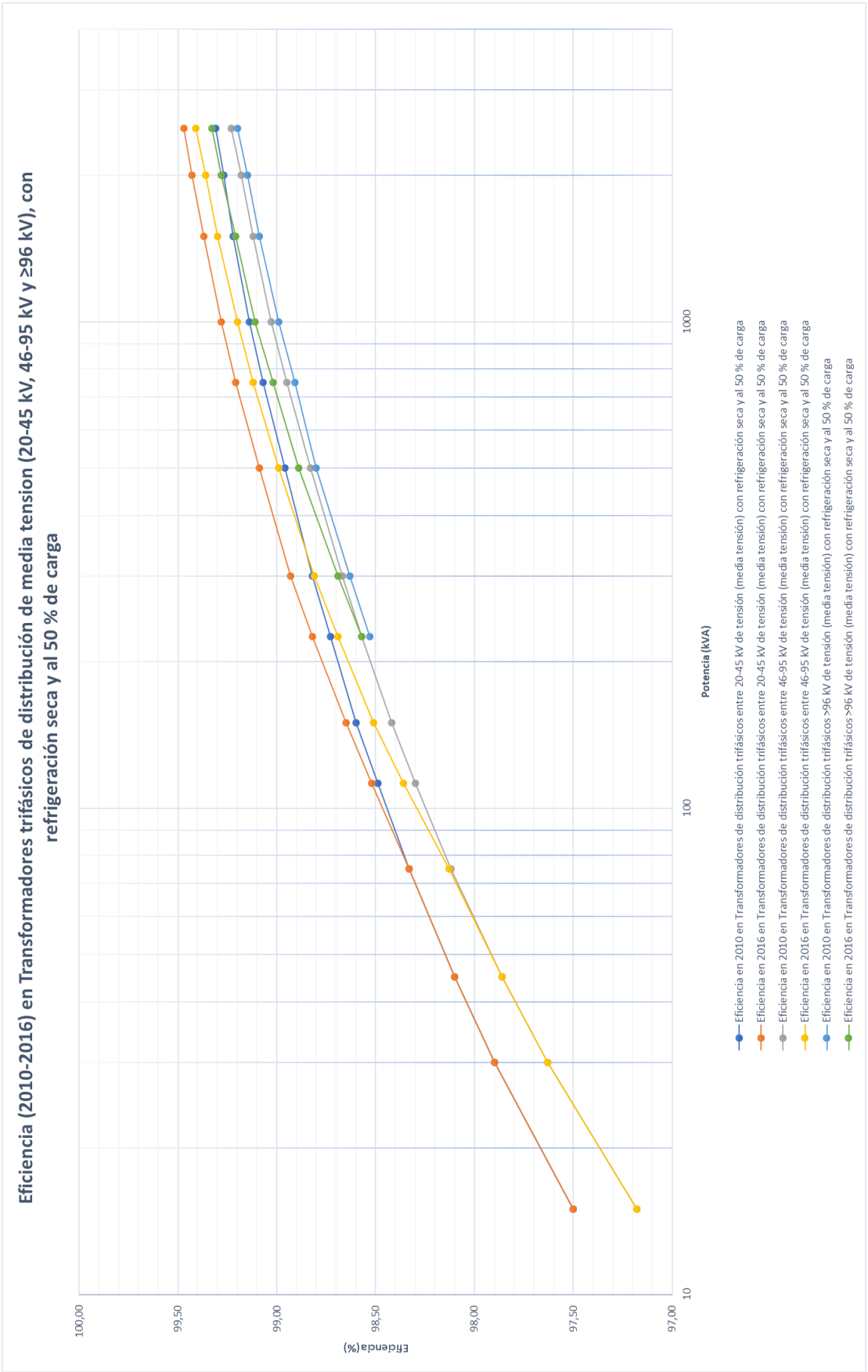


Figura 3.14. Gráfico comparativo de Eficiencia (2010-2016) en Transformadores trifásicos de distribución de media tensión (20-45 kV, 46-95 kV y ≥96 kV), con refrigeración seca y al 50 % de carga.

Podemos observar cómo, cuanto menor es la tensión de trabajo a igualdad de potencia, mayor es la eficiencia, y que claramente los objetivos que se cumplieron en 2016 eran más restrictivos que los que había en 2010, aunque para bajas potencias (15-100 kVA) no se modificó la eficiencia mínima.

Una vez expuestas las normativas y comparadas entre ellas podemos graficar los datos de los diferentes grupos de transformadores estadounidenses para observar las diferencias. Por otro lado, debido a que las Normativas que también hacen una subdivisión por rango de tensiones (Tabla 3.29) son muy extensas, he decidido hacer la comparativa solo con el rango de tensiones que es más restrictivo con la eficiencia, ese es el que está entre 20-45 kV, como se puede observar en la "Figura 3.14".

Figura 3.15. Gráfico comparativo de Eficiencias de diferentes Transformadores trifásicos de distribución en Estados Unidos

La eficiencia para aquellos transformadores cuyas eficiencias están medidas al 50 % de carga, son mayores que todas las que están medidas al 35 % de carga, eso es porque el coeficiente óptimo de carga es por definición:

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}} \qquad (35)$$

Como ya dijimos anteriormente, lo normal es que un transformador trabaje con cargas variables, y esto hace que en la práctica se diseñen estas máquinas con un índice de carga comprendido entre 0,5 y 0,7 (50 % - 70 %). Por lo tanto, al calcular las eficiencias con un índice de carga mayor o menor que ese intervalo, la misma decrece notablemente, como se puede comprobar en el gráfico.

6.11 Europa.

En Europa existe el Reglamento (UE) N.º 548/2014 DE LA COMISIÓN por el cual se establece una normativa en lo que respecta a los Transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes. Esta normativa tiene el objetivo de contribuir a conseguir los requisitos de diseño ecológico que se deben cumplir en el mercado de los Transformadores de potencia, con una potencia mínima de 1 kVA para transmisión y distribución eléctrica de 50 Hz. Este reglamento solo es aplicable a transformadores adquiridos después de la fecha de la entrada en vigor de la normativa.

Primero de todo, los datos que se enseñaran a continuación, según el ANEXO I (Requisitos de diseño ecológico) son una serie de pérdidas eléctricas y magnéticas que corresponden con el índice de eficiencia máxima, es decir, para una carga tal con la que la eficiencia del Transformador sea máxima.

En el ANEXO I, punto 1.1, se establecen los requisitos para transformadores de potencia trifásicos medianos de potencia asignada no superior a 3150 kVA. En él se establecen las perdidas máximas eléctricas (carga) y magnéticas (vacío) para Transformadores medianos con refrigeración en aceite con el lado de alta tensión a 24 kV y el de baja tensión a 1,1 kV.

Para este tipo de transformadores se dan las perdidas máximas permisibles, para el cálculo de la eficiencia a través de las perdidas Europa sigue la propia normativa que incluye un método de cálculo, en el ANEXO II: Métodos de medición y cálculo.

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0})}{S\sqrt{\frac{P_0 + P_{c0}}{P_k}}} \qquad (36)$$

Donde:

- P_0 son las pérdidas en vacío a la tensión y frecuencia asignadas, sobre la toma en cuestión
- P_{c0} es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío;
- P_k es la pérdida debida a la carga medida a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia;
- S es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P_k.

En nuestro caso, no hay normativas con lo referente a P_{c0}, por lo tanto, no consideraremos ese valor al proceder con el cálculo de la Eficiencia máxima. Esta reducción de pérdidas máximas en Transformadores de media potencia se divide en dos etapas, una primera etapa que entró en vigor el 1 de julio de 2015, y una segunda etapa que entrará en vigor a partir del 1 de julio de 2021.
En la siguiente Tabla vemos el punto 1.1 del ANEXO I del REGLAMENTO (UE) N.º 548/2014; Cuadro I.1

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)			2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)		
	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)
25	900	70	97,992	600	63	98,445
50	1100	90	98,741	750	81	99,014
100	1750	145	98,993	1250	131	99,192
160	2350	210	99,122	1750	189	99,281
250	3250	300	99,210	2350	270	99,363
315	3900	360	99,248	2800	324	99,395
400	4600	430	99,297	3250	387	99,439
500	5500	510	99,330	3900	459	99,465
630	6500	600	99,373	4600	540	99,500
800	8400	650	99,416	6000	585	99,532
1000	10500	770	99,431	7600	693	99,541
1250	11000	950	99,483	9500	855	99,544
1600	14000	1200	99,488	12000	1080	99,550
2000	18000	1450	99,489	15000	1305	99,558
2500	22000	1750	99,504	18500	1575	99,568
3150	27500	2200	99,506	23000	1980	99,572

Tabla 3.31. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración en aceite y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. [16]

En la siguiente Tabla vemos el punto 1.1 del ANEXO I del REGLAMENTO (UE) N.º 548/2014; Cuadro I.2

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)			2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)		
	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)
50	1700	200	97,668	1500	180	97,922
100	2050	280	98,485	1800	252	98,653
160	2900	400	98,654	2600	360	98,791
250	3800	520	98,875	3400	468	98,991
400	5500	750	98,984	4500	675	99,129
630	7600	1100	99,082	7100	990	99,158
800	8000	1300	99,194	8000	1170	99,235
1000	9000	1550	99,253	9000	1395	99,291
1250	11000	1800	99,288	11000	1620	99,325
1600	13000	2200	99,332	13000	1980	99,366
2000	16000	2600	99,355	16000	2340	99,388
2500	19000	3100	99,386	19000	2790	99,418
3150	22000	3800	99,419	22000	3420	99,449

Tabla 3.32. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración seca y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. [16]

Graficando los datos de las tablas anteriores podemos ver las diferencias entre la etapa 1 (T1 2015) y la etapa 2 (T2 2021) junto con las diferencias entre transformadores trifásicos con refrigeración en aceite y refrigeración seca.

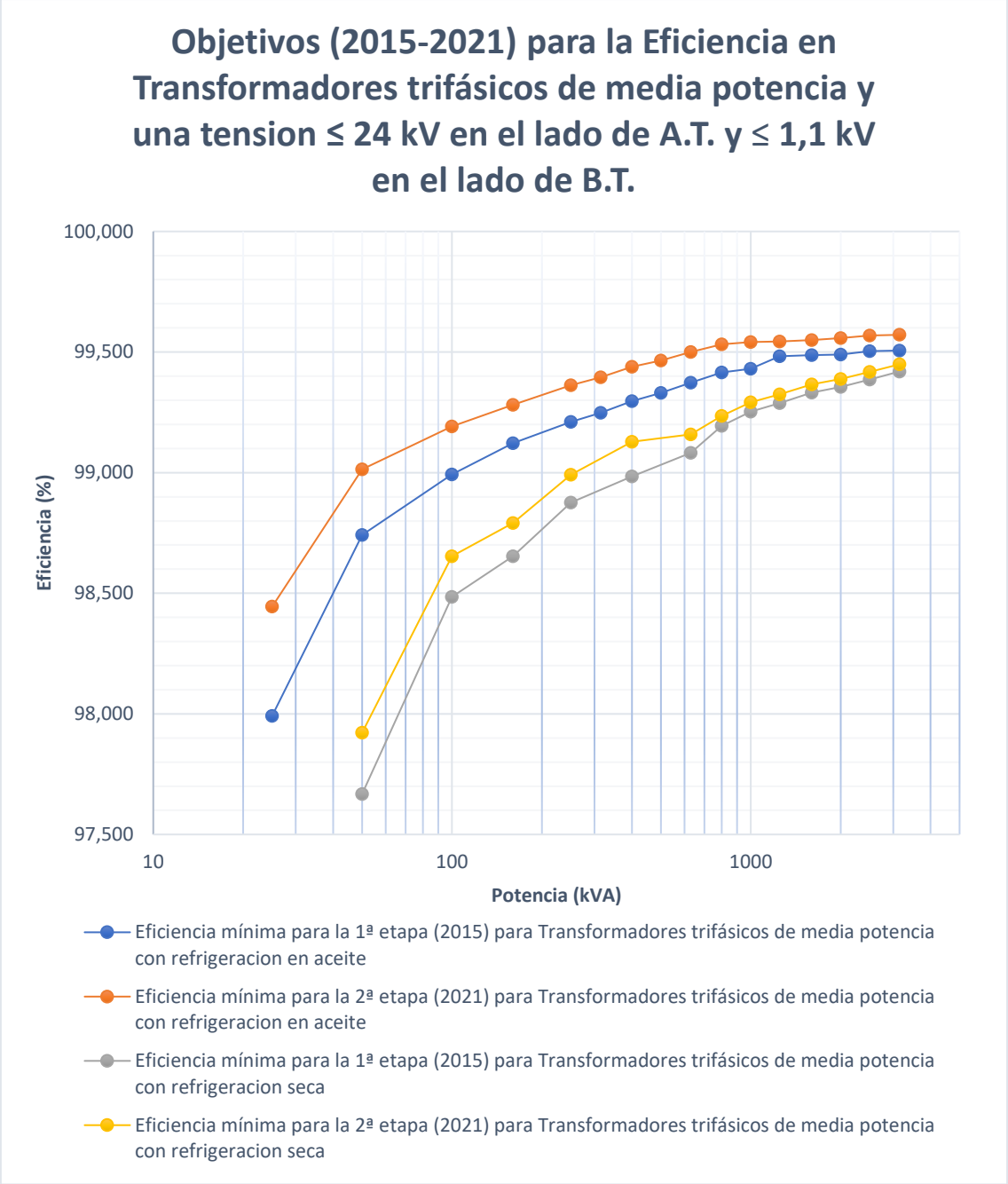


Figura 3.16. Grafico comparativo de Objetivos (2015-2021) para la Eficiencia en Transformadores trifásicos de media potencia y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T.

Cabe destacar que tanto en este grafico como en las tablas que muestran la normativa europea expresan los datos de pérdidas máximas en Transformadores trifásicos de media potencia para una tensión en el lado de $A.T. \leq 24\,kV$ y $\leq 1{,}1\,kV$ en el lado de $B.T$. Si quisiéramos calcular la mínima eficiencia (o máximas perdidas) para un diferente rango de tensiones, deberíamos seguir lo que establece el Cuadro I.3:

Una bobina con $U_m \leq 24\ kV$ y otra con $U_m > 1{,}1\ kV$	Los niveles máximos permitidos en los cuadros I.1 y I.2 deben incrementarse en un 10 % para las pérdidas en vacío y en un 10 % para las pérdidas debidas a la carga.
Una bobina con $U_m = 36\ kV$ y otra con $U_m \leq 1{,}1\ kV$	Los niveles máximos permitidos en los cuadros I.1 y I.2 deben incrementarse en un 15 % para las pérdidas en vacío y en un 10 % para las pérdidas debidas a la carga.
Una bobina con $U_m = 36\ kV$ y otra con $U_m > 1{,}1\ kV$	Los niveles máximos permitidos indicados en los cuadros I.1 y I.2 deben incrementarse en un 20 % para las pérdidas en vacío y en un 15 % para las pérdidas debidas a la carga.

Tabla 3.33. Cuadro I.3: Corrección de pérdidas debidas a la carga y en vacío en el caso de otras combinaciones de tensión de bobinas o bitensión en una bobina o en ambas (potencia asignada no superior a 3 150 kVA). [16]

Como hemos visto anteriormente, cuando mayor son las tensiones en ambos lados del Transformador, la eficiencia disminuye, por lo tanto, estudiaremos los datos que son más restrictivos. En este caso, observamos como en 2021, como era de esperar, las eficiencias para ambos tipos de Transformadores (refrigeración en aceite y seca) deberán ser mayores que en 2015, pero en media potencia, los transformadores que poseen una refrigeración en aceite tienen y tendrán una eficiencia más restrictiva (perdidas máximas menores que los de refrigeración seca), dato que no es igual en otros territorios.

Estos datos de eficiencia son para el Coeficiente de Carga Optimo, del cual ya hemos hablado en la parte teórica. El Coeficiente de Carga Optimo ocurre cuando la potencia útil es la de máximo rendimiento y es igual a la raíz cuadrada de la relación entre las perdidas fijas (magnéticas) y las perdidas variables (eléctricas).

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \qquad (35)$$

Pero para comparar las normativas unas con las otras en un marco global, es necesario que todas las eficiencias estén calculadas con los mismos parámetros, por lo tanto, el índice de carga con el que queremos calcular la eficiencia es un 50 %, ya que la gran mayoría de las normativas están referidas a ese valor. Para ello nos valemos de la definición de eficiencia:

$$\eta = \frac{C\ S \cos\varphi_2}{C\ S \cos\varphi_2 + \ P_0 + C^2\ P_{cc}} \qquad (33)$$

Donde:

- P_0 son las pérdidas en vacío a la tensión y frecuencia asignadas, sobre la toma en cuestión
- P_{cc} es la pérdida debida a la carga medida a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia;
- S es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P_k.
- $Cos\,\varphi$ es el factor de potencia, suponemos un f.d.p. unidad e igual para todos.
- C es el índice de carga, es el cociente entre la potencia aparente útil y la nominal asignada por el fabricante.

Por lo tanto, para un índice de carga del 50 %, las nuevas eficiencias las representamos en la siguiente tabla:

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)			2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)		
	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)
25	900	70	97,694	600	63	98,325
50	1100	90	98,561	750	81	98,937
100	1750	145	98,848	1250	131	99,122
160	2350	210	99,013	1750	189	99,223
250	3250	300	99,118	2350	270	99,319
315	3900	360	99,160	2800	324	99,354
400	4600	430	99,216	3250	387	99,404
500	5500	510	99,252	3900	459	99,430
630	6500	600	99,299	4600	540	99,466
800	8400	650	99,317	6000	585	99,481
1000	10500	770	99,326	7600	693	99,484
1250	11000	950	99,411	9500	855	99,486
1600	14000	1200	99,416	12000	1080	99,493
2000	18000	1450	99,409	15000	1305	99,497
2500	22000	1750	99,423	18500	1575	99,506
3150	27500	2200	99,427	23000	1980	99,512

Tabla 3.34.. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración en aceite y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. y 50 % de carga. [16]

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)			2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)		
	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)	Perdidas eléctricas máximas (carga) (W)	Perdidas magnéticas máximas (vacio) (W)	Eficiencia (%)
50	1700	200	97,561	1500	180	97,828
100	2050	280	98,440	1800	252	98,615
160	2900	400	98,613	2600	360	98,753
250	3800	520	98,838	3400	468	98,957
400	5500	750	98,949	4500	675	99,108
630	7600	1100	99,057	7100	990	99,130
800	8000	1300	99,182	8000	1170	99,214
1000	9000	1550	99,246	9000	1395	99,276
1250	11000	1800	99,277	11000	1620	99,306
1600	13000	2200	99,323	13000	1980	99,350
2000	16000	2600	99,344	16000	2340	99,370
2500	19000	3100	99,376	19000	2790	99,400
3150	22000	3800	99,413	22000	3420	99,437

Tabla 3.35. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración seca y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. y 50 % de carga. [16]

En el siguiente gráfico podremos observar como varia la eficiencia de un transformador dependiendo de la carga a la que está conectado:

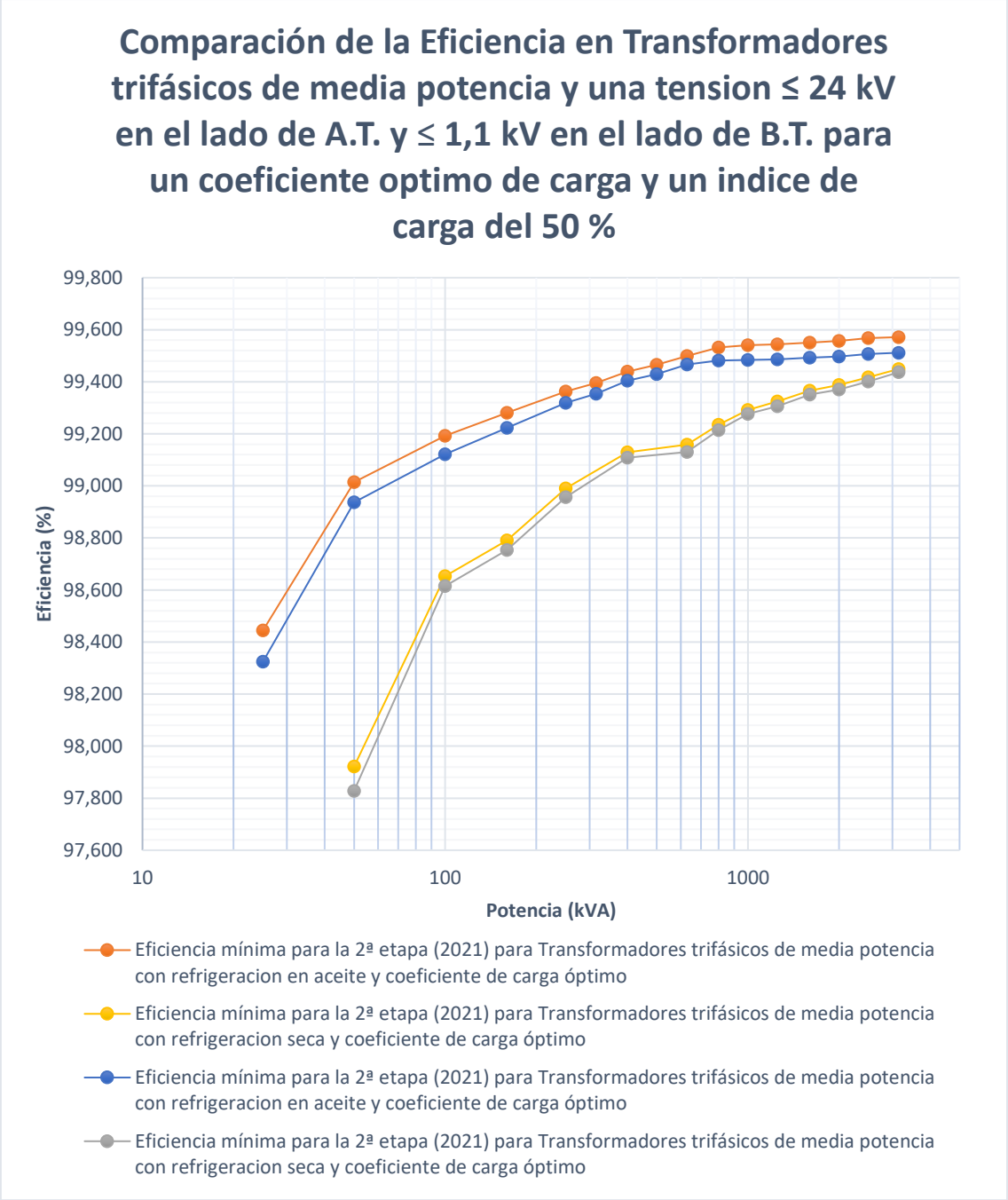


Figura 3.17. Gráfico comparativo de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de media potencia y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. para un coeficiente óptimo de carga y un índice de carga del 50%

Podemos observar, para los transformadores con refrigeración en aceite o seca, que para un índice de carga distinto al óptimo (50 % en este caso), la eficiencia de un transformador se reduce considerablemente, del orden de un 0,4 % para potencias pequeñas, y un 0,2 % para medias potencias. Sabiendo que toda la energía eléctrica que se produce y consume para por

estas máquinas eléctricas, estos pequeños cambios en la eficiencia pueden suponer grandes modificaciones a nivel económico y medioambiental.

COMPARATIVA DE NORMATIVAS REFERENTES A LA EFICIENCIA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

En esta parte el objetivo será comparar en distintos gráficos las distintas normativas que hemos expuesto en el apartado anterior, haciendo posible una comparación muy visual y sencilla. Para ello será importante agrupar las partes de las normativas que se refieren al mismo tipo de transformador de distribución, según los siguientes parámetros:

- Tipo de refrigeración (seca o en aceite)
- Índice de carga (50 % para la mayoría de los casos)
- Tensión en el lado de Alta Tensión
- Rango de Potencias
- Calidad (grado, numero de estrellas, objetivos, propuestas), de tal manera que siempre compararemos con las normativas más restrictivas que compartan estos mismos parámetros.
- Frecuencia (50 Hz o 60 Hz).

Para este último punto, es cierto que es importante tener en cuenta la frecuencia de funcionamiento, pero no hay una diferencia importante entre los 50 Hz y los 60 Hz. Los transformadores diseñados para operar a 60 Hz tenderán a tener mayores pérdidas en vacío (magnéticas) y menores perdidas en carga (eléctricas), manteniendo todos los demás parámetros constantes. Las diferencias en la eficiencia de un transformador que trabaja a 50 o 60 Hz suele ser en torno al 0,1-0,2 %, por lo tanto, podemos compararlas sin mayor problema.

7.1 Comparativa para Normativas tipo A objetivo corto plazo (MEPS)

Los parámetros para las Normativas tipo A son:

- Transformadores trifásicos de distribución.
- Refrigeración en aceite
- Índice de carga del 50 %.
- Tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV

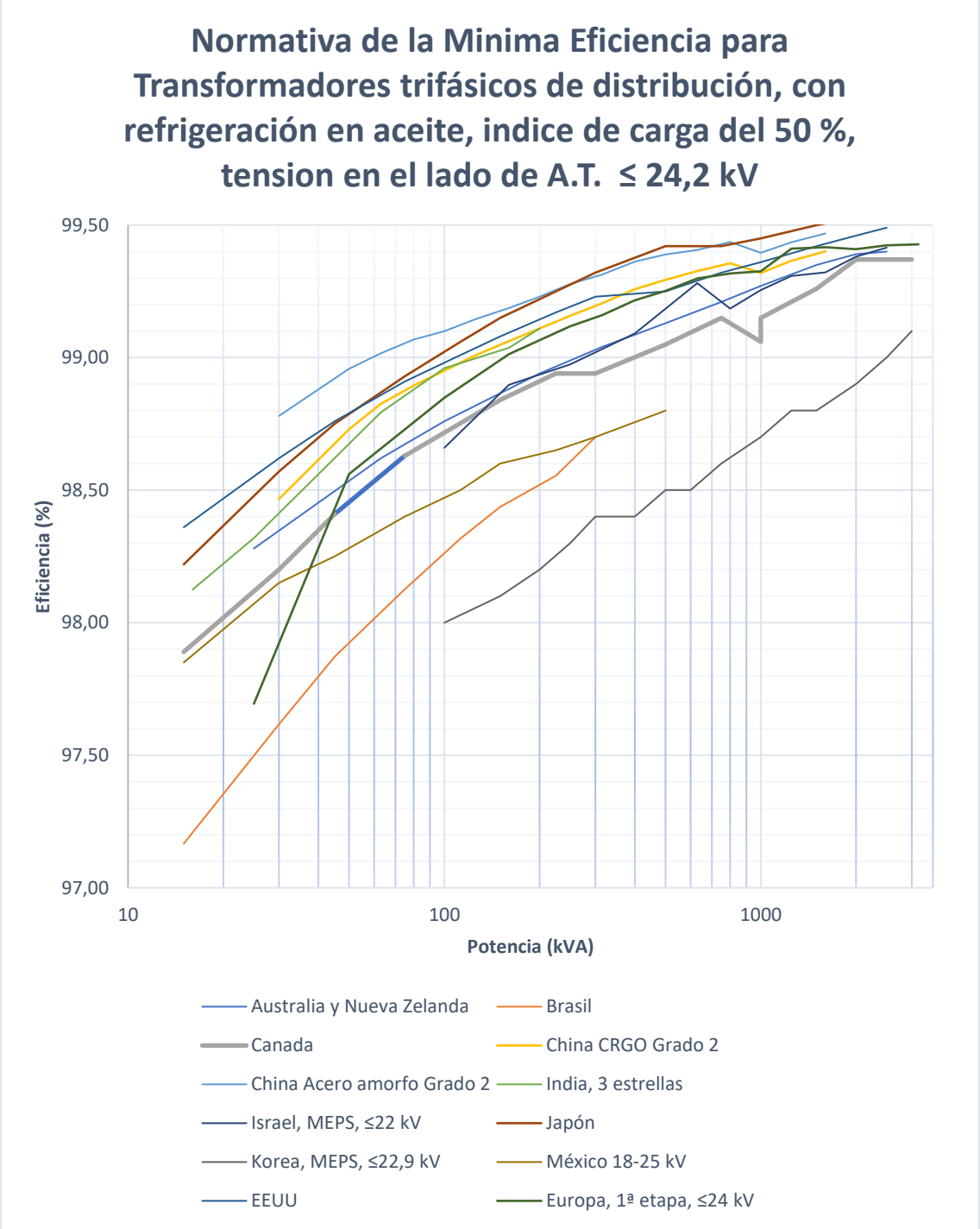


Figura 3.18. Comparación de Normativa de la Mínima Eficiencia para Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración en aceite, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV.

Observamos como los transformadores de acero amorfo de calidad "Grado 2" de China son los más eficientes hasta 250 kVA, seguidos de Estados Unidos y Japón con el programa Top Runner, el cual, para potencias mayores de 250 kVA toma la cabeza en eficiencia energética.

La primera etapa que establece el Reglamento europeo (T1, 2015), para potencias menores de 50 kVA se encuentra como la tercera peor eficiencia en transformadores de distribución, pero conforme aumenta la potencia llega a ser la cuarta normativa más restrictiva. Brasil, el MEPS de Corea y México poseen las eficiencias en transformadores menos restrictivas.
Israel, Canadá, Australia y Nueva Zelanda poseen eficiencias parejas, y poseen una eficiencia que se encuentra en la media entre las más y las menos restrictivas.

7.2 Comparativa para Normativas tipo B con objetivo a corto plazo (MEPS)

Los parámetros para las Normativas tipo B son:

- Transformadores trifásicos de distribución.
- Refrigeración seca
- Índice de carga del 50 %.
- Tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV

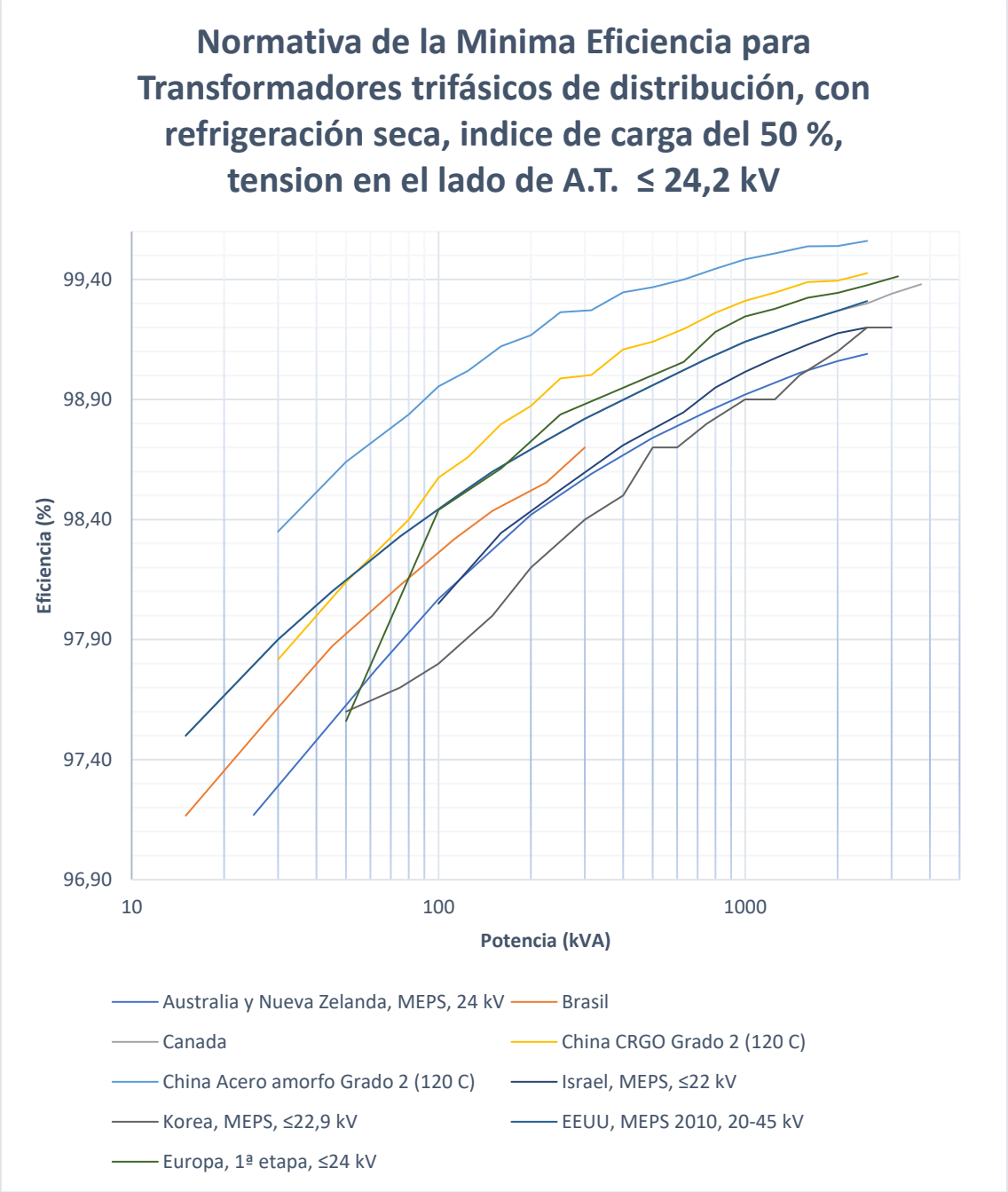


Figura 3.19. Comparación de la Normativa de la Mínima Eficiencia para Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración seca, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV

En lo correspondiente a la comparación de normativas que contemplan los parámetros indicados, tenemos que la normativa más restrictiva sin duda es para los transformadores trifásicos en China construidos con acero amorfo de calidad "Grado 2", seguido de los construidos con acero de grano orientado. Estados Unidos y Canadá (curva de eficiencia calcada) se encuentra como la segunda normativa más restrictiva hasta los 50 kVA, donde el núcleo de acero orientado de China lo adelanta, aumentando un

poco más la potencia, en 190 kVA, Europa (cuya normativa para potencias menores de 100 kVA es de las menos restrictivas), delante de nuevo a EEUU y se coloca en tercer lugar. En este caso Corea es la más permisiva con la eficiencia en transformadores de estas características, seguidos de Australia y Nueva Zelanda, Israel, y Brasil que se encuentra en la zona media-baja.

7.3 Comparativa para Normativas tipo A objetivo largo plazo (HEPS, TEPS)

Los parámetros para las Normativas tipo A son:

- Transformadores trifásicos de distribución.
- Refrigeración en aceite
- Índice de carga del 50 %.
- Tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV

Pero analizando las normativas, reglamentos o regulaciones de carácter voluntario que tienen los diferentes territorios, tales como

- HEPS: High Efficiency Performance Standard, Australia y Nueva Zelanda e Israel
- TEPS: Target Efficiency Performance Standard, EEUU y Corea
- 2ª Etapa del Reglamento europeo para la eficiencia energética en transformadores
- Aceros de calidad "Grado 1" en el caso de China.
- 5 estrella en la etiqueta del transformador en el caso de India

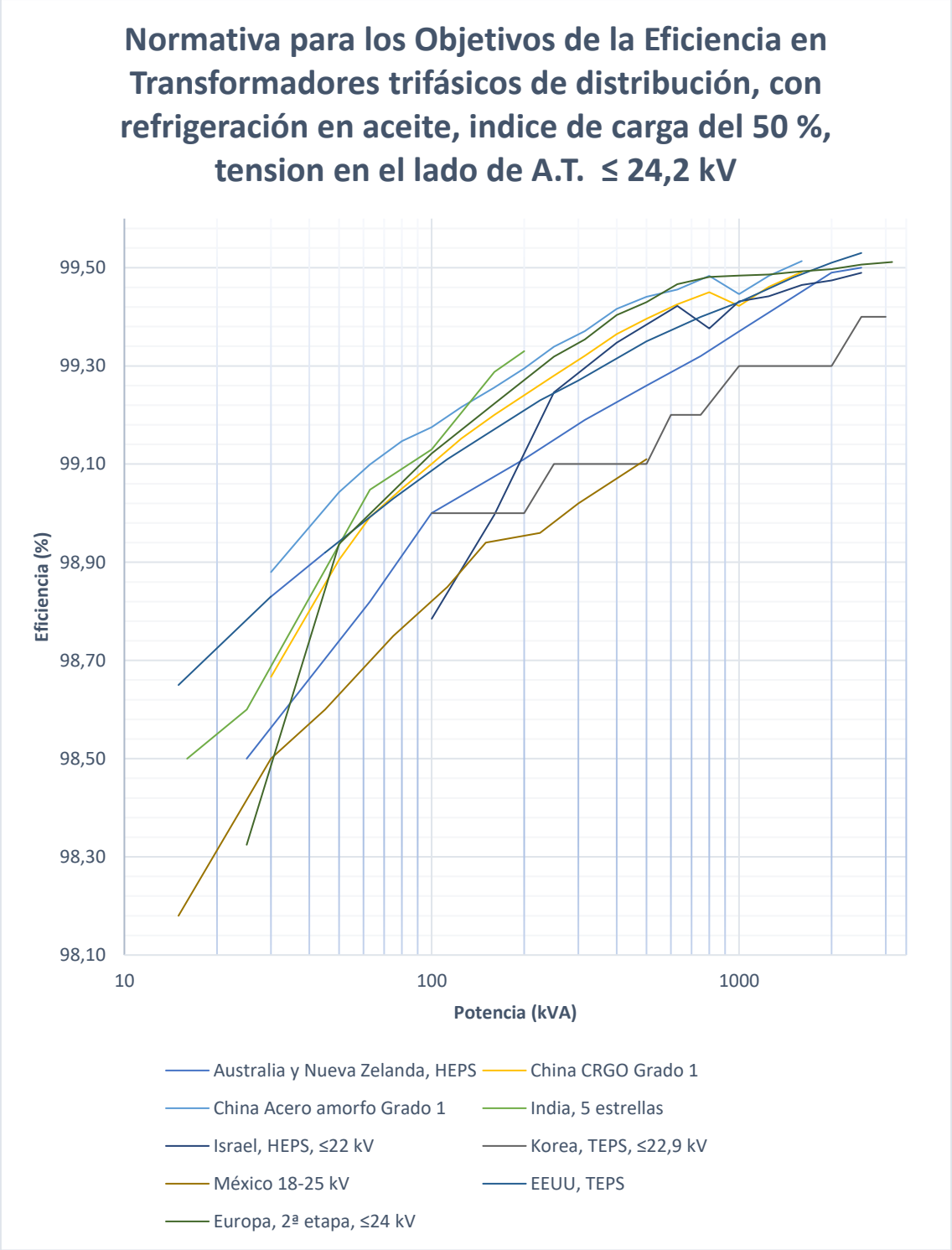


Figura 3.20. Comparación de la Normativa para los Objetivos de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración en aceite, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV.

En este gráfico se exponen los objetivos a largo plazo que tienen los diferentes territorios para la eficiencia energética de sus transformadores de distribución. Observamos que las diferencias entre unos y otros son

menores lo que provoca que las líneas que representan la eficiencia con respecto al rango de potencias de cada territorio tengan un valor muy parejo.

De nuevo los transformadores de núcleo de acero amorfo de calidad "Grado 1" de China son a los que se les exige una mayor eficiencia, excepto para el rango entre 140 kVA y 200 kVA en el que los transformadores con un etiquetado de 5 estrellas deben tener una eficiencia mayor que los de acero amorfo de "Grado 1" de China. India comienza en tercer lugar como el país que tendrá los transformadores más eficientes en el futuro, pero su rango de alcance es muy pequeño, solo hasta los 200 kVA, mientras otros países más desarrollados energéticamente contemplan en su normativa hasta los 3150 kVA.

Europa, que como hemos visto en apartados anteriores posee un reglamento poco restrictivo para transformadores menores de 50 kVA, se convierte a partir de este valor en el tercer territorio con un reglamento más restrictivo (pasando a ser segundo por la reducida potencia de los transformadores de distribución indios) y llega a ser primero desde los 800 kVA hasta los 1200 kVA, donde es adelantado por los de acero amorfo de "Grado 1" de China y el objetivo para los transformadores de EEUU, que se mantiene segundo en eficiencia prácticamente durando todo el rango de potencias.

Las normativas para Israel (poco restrictiva hasta los 250 kVA), y la de China para los transformadores de núcleo de grano orientado de "Grado 1" se mantienen en unos valores parejos a los más restrictivos, menos de un 0,1 % por detrás.

El TEPS de Australia y Nueva Zelanda se encuentra tercera por abajo, mientras que los objetivos de Corea y México son los menos restrictivos.

7.4 Comparativa para Normativas tipo B objetivo largo plazo (HEPS, TEPS)

Los parámetros para las Normativas tipo B son:

- Transformadores trifásicos de distribución.
- Refrigeración seca
- Índice de carga del 50 %.
- Tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV

Pero analizando las normativas, reglamentos o regulaciones de carácter voluntario que tienen los diferentes territorios, tales como

- HEPS: High Efficiency Performance Standard, Australia y Nueva Zelanda e Israel
- TEPS: Target Efficiency Performance Standard, EEUU y Corea
- 2ª Etapa del Reglamento europeo para la eficiencia energética en transformadores
- Aceros de calidad "Grado 1" en el caso de China.

Países como India, Brasil y Canadá no contemplan transformadores con estas características.

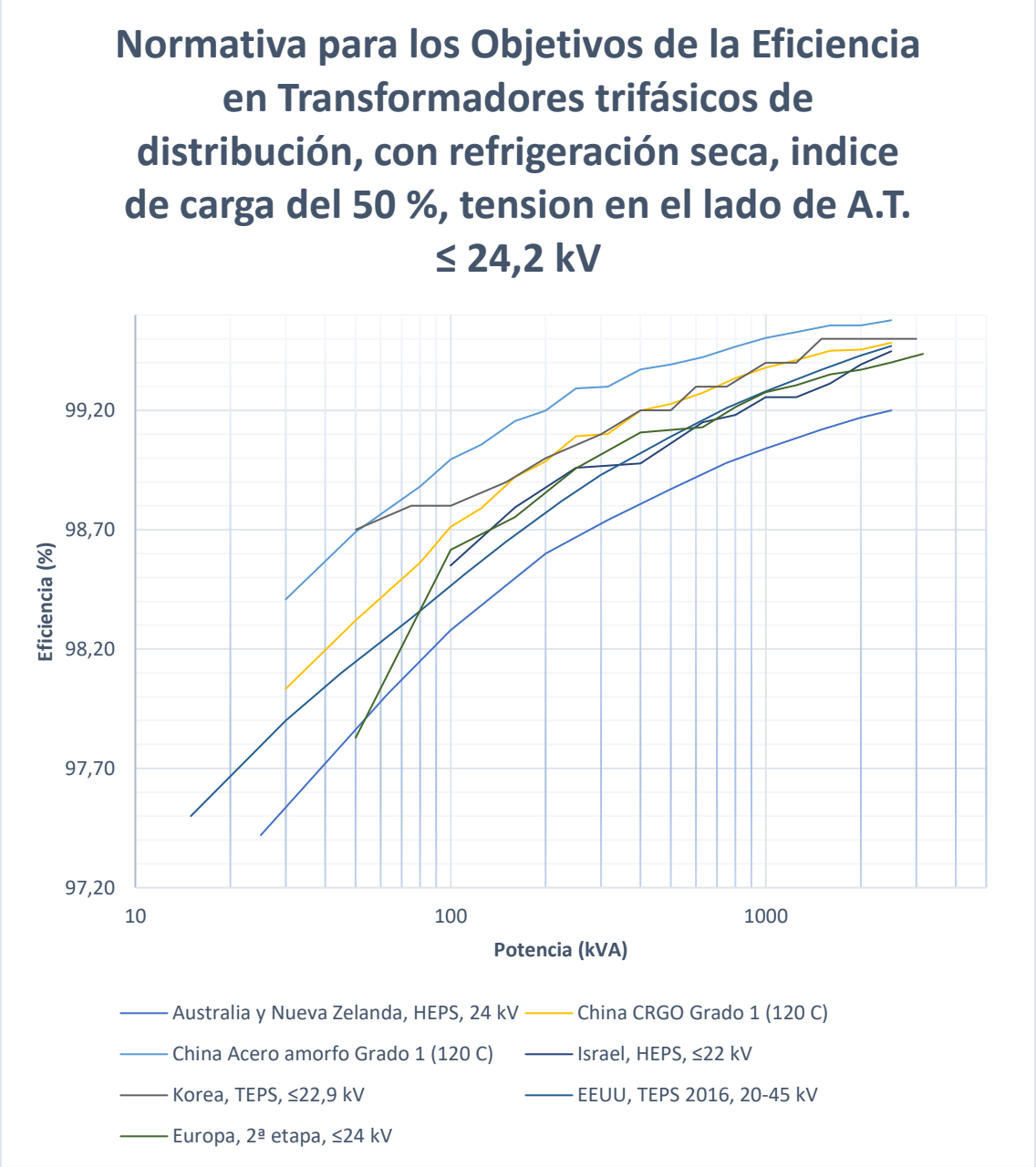


Figura 3.21. Comparación de las Normativas para los Objetivos de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración seca, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV.

La normativa de China para transformadores con núcleo de acero amorfo "Grado 1" posee la normativa más restrictiva, como viene siendo habitual. Corea, que en transformadores con refrigeración en aceite era de las permisivas, se sitúa en segundo lugar, muy pareja con la normativa de China para transformadores de núcleo de grano orientado "Grado 1".

Israel, Estados Unidos y Europa se encuentran antes unas eficiencias mínimas como objetivos muy similares, mientras que Australia y Nueva

Zelanda tienen los objetivos menos ambiciosos con lo que respecta a la eficiencia.

CAPÍTULO 4. INCLUSIÓN DE UNA FLOTA DE TRANSFORMADORES REALES EN EL ESCENARIO MUNDIAL DE NORMATIVAS

ÍNDICE

ÍNDICE..... 168

INTRODUCCIÓN 169

CONSIDERACIONES DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES 169

3.1 Clasificación por niveles de perdidas 169

3.2 Determinación de la eficiencia..... 170

PRESENTACIÓN DE LA FLOTA DE 21 TRANSFORMADORES REALES 171

4.1 Análisis gráfico de la eficiencia de los transformadores de la flota 172

INTRODUCCIÓN DE LA FLOTA EN EL MARCO MUNDIAL DE NORMATIVAS 173

5.1 Consideraciones 173

5.2 Comparativa con las Normativas tipo A con objetivo a corto plazo 174

CONCLUSIONES 175

INTRODUCCIÓN

En este apartado, una vez expuestas las normativas de los diferentes países y conjunto de países y acabada ya la comparación entre los mismos, procederemos a hacer un estudio practico incluyendo una flota de transformadores de distribución, trifásicos y con refrigeración en aceite en el marco mundial de normativas obtenidos en base a un artículo (Environmental cost of distribution transformer losses) realizao por el profesor Pavlos S. Georgilakis.

CONSIDERACIONES DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES

Para que el estudio sea lo más representativo posible, hemos escogido una pequeña flota con siete diferentes rangos de potencia entre los 100 kVA y los 1600 kVA, con una tensión en el lado de alta tensión ≤ 36 kV y una frecuencia de 50 Hz.

3.1 Clasificación por niveles de perdidas

Además, por cada rango de potencia tenemos un transformador con tres diferentes niveles de perdidas estudiados: alto, medio y bajo en pérdidas. [34]

1. Transformador de Perdidas Altas. Se establece D1 para un transformador con Perdidas Altas. Esta categoría de pérdidas se representa con el código (D1) acompañado del rango de potencia al que pertenece, kVA-D1 (ej. 100-D1).
2. Transformador con Perdidas Medias. Se establece D2 para un transformador con Perdidas Medias. Esta categoría de pérdidas se representa con el código (D2) acompañado del rango de potencias al que pertenece, kVA-D2 (ej. 100-D2).
3. Transformador con Perdidas Bajas. Se establece D3 para un transformador con Perdidas Bajas. Esta categoría de pérdidas se

representa con el código (D3) acompañado del rango de potencias al que pertenece, kVA-D3 (ej. 100-D3).

3.2 Determinación de la eficiencia

Por lo tanto, a nivel de eficiencia, los transformadores con una categoría de perdidas D3 tendrán un mayor rendimiento que los que posean una categoría D2 y estos a su vez un rendimiento mayor que los que tengan una categoría D1.

El rendimiento de cada transformador ha sido calculado a través de la siguiente ecuación, demostrada en los apartados teóricos: [1]

$$\eta = \frac{C\ S_n \cos\varphi_2}{C\ S_n \cos\varphi_2 +\ P_0 + C^2\ P_{cc}} \qquad (33)$$

Donde:

- P_0 son las pérdidas en vacío a la tensión y frecuencia asignadas, sobre la toma en cuestión
- P_{cc} es la pérdida debida a la carga medida, a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia;
- S_n es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P_k.
- $\cos\varphi_2$es el factor de potencia, suponemos un f.d.p. unidad e igual para todos.
- C es el índice de carga, es el cociente entre la potencia aparente útil y la nominal asignada por el fabricante.

PRESENTACIÓN DE LA FLOTA DE 21 TRANSFORMADORES REALES

En la siguiente Tabla se muestran la lista de 21 transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración en aceite con diferente categoría de pérdidas.

Podemos ver por columnas el código que expresa la calidad de pérdidas, pérdidas magnéticas (núcleo) y perdidas eléctricas (cobre). En la última columna podemos ver la eficiencia de cada uno de ellos expresada en tanto por ciento, la cual ha sido calculada con la ecuación para el cálculo del rendimiento de un transformador.

Código (Calidad)	kVA	Pérdidas Magnéticas (W)	Pérdidas Eléctricas (W)	Eficiencia (%) al 50 % de carga
100-D1	100	320	2150	98,314
100-D2	100	260	1750	98,624
100-D3	100	210	1475	98,856
160-D1	160	460	3100	98,480
160-D2	160	375	2350	98,811
160-D3	160	300	2000	99,010
250-D1	250	650	4200	98,658
250-D2	250	530	3250	98,937
250-D3	250	425	2750	99,118
400-D1	400	930	6000	98,800
400-D2	400	750	4600	99,059
400-D3	400	610	3850	99,220
630-D1	630	1200	8700	98,940
630-D2	630	940	6750	99,173
630-D3	630	800	5600	99,306
1000-D1	1000	1700	13000	99,020
1000-D2	1000	1400	10500	99,201
1000-D3	1000	1100	9000	99,334
1600-D1	1600	2600	20000	99,059
1600-D2	1600	2200	17000	99,200
1600-D3	1600	1700	14000	99,354

Tabla 4.1. Lista de 21 transformadores de distribución, trifásicos, con refrigeración en aceite, con sus pérdidas y eficiencia calculada al 50 % de carga. [34]

4.1 Análisis gráfico de la eficiencia de los transformadores de la flota

Podemos expresar este conjunto de datos en una serie de gráficos que nos permitan ver como varia la eficiencia tanto con la potencia, tal y como hemos venido haciendo hasta ahora, como con la calidad del transformador (D1, D2, D3)

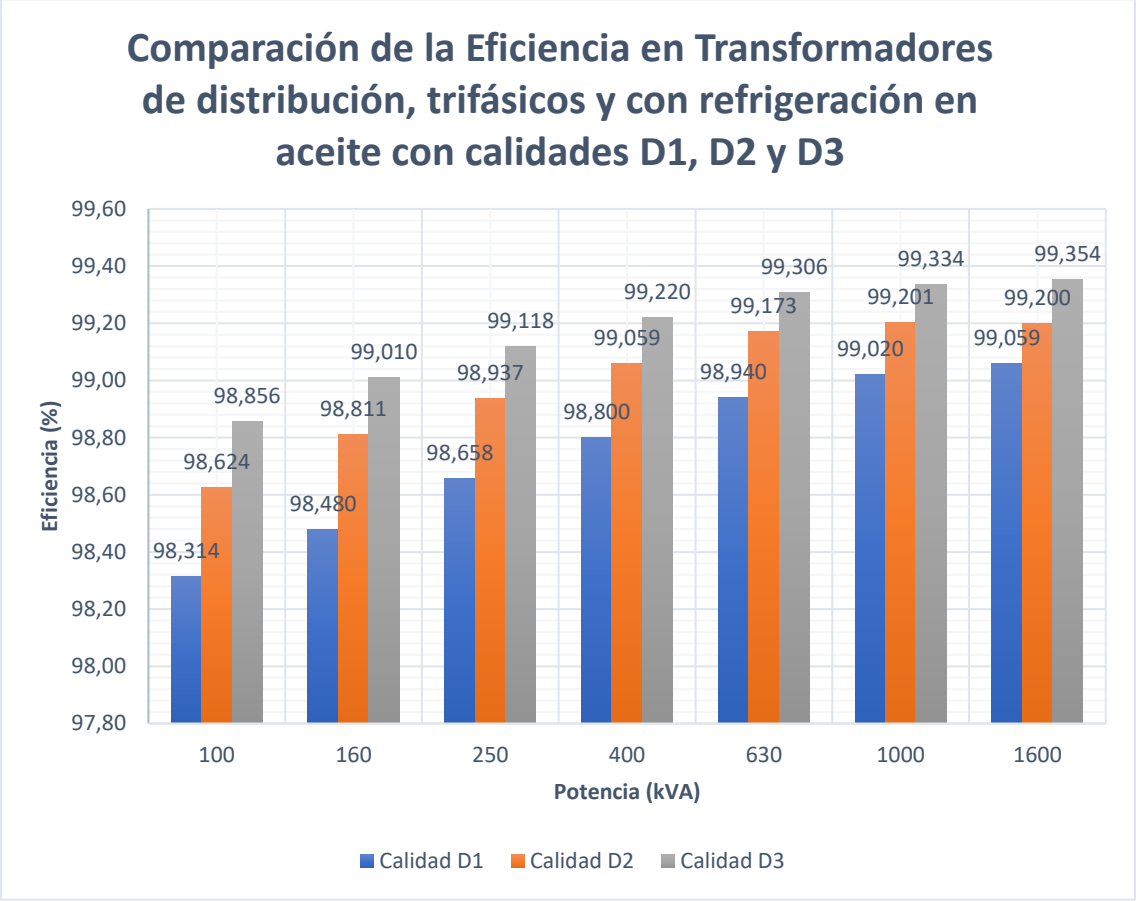


Figura 4.1. Gráfico comparativo de la Eficiencia en Transformadores de distribución, trifásicos y con refrigeración en aceite con calidades D1, D2 y D3.

En los cuales vemos claramente como la eficiencia es notablemente mayor en los transformadores con pérdidas bajas y que en máquinas grandes (mayor potencia) el rendimiento es mayor también.

INTRODUCCIÓN DE LA FLOTA EN EL MARCO MUNDIAL DE NORMATIVAS

Una vez definida nuestra flota de transformadores, pasaremos a introducirla en el marco mundial de normativas, es decir, vamos a comparar esta Tabla y los parámetros que la definen (rango de potencia, frecuencia, código de calidad para pérdidas…) con las demás normativas que cumplen con estos mismos parámetros, de forma que la comparativa sea lo más precisa y representativa posible.

5.1 Consideraciones

Por ello, tomaremos como referencia los parámetros que definen a nuestra flota de transformadores, y serán:

- Transformadores de distribución trifásicos.
- Refrigeración en aceite
- Índice de carga del 50 %.
- Tensión del primerio (lado de A.T.) ≤ 36 kV
- Frecuencia 50 Hz

Para este último apartado, el de la frecuencia, es cierto que es importante tener en cuenta la frecuencia de funcionamiento, pero no hay una diferencia importante entre los 50 Hz y los 60 Hz. Los transformadores diseñados para operar a 60 Hz tenderán a tener mayores pérdidas en vacío (magnéticas) y menores perdidas en carga (eléctricas), manteniendo todos los demás parámetros constantes. Las diferencias en la eficiencia de un transformador que trabaja a 50 o 60 Hz suele ser en torno al 0,1-0,2 %, por lo tanto, podemos compararlas sin mayor problema. [35]

En el siguiente gráfico introducimos nuestra pequeña flota de transformadores con diferentes niveles de pérdidas en el marco global de las normativas que regulan la eficiencia en los transformadores actualmente, para analizar en qué territorios podrían ser instalados.

5.2 Comparativa con las Normativas tipo A con objetivo a corto plazo

Lo compararemos con las normativas que se refieran a este tipo de transformador (tipo A), que posean estos mismos parámetros:

- Transformadores trifásicos de distribución.
- Refrigeración en aceite
- Índice de carga del 50 %.

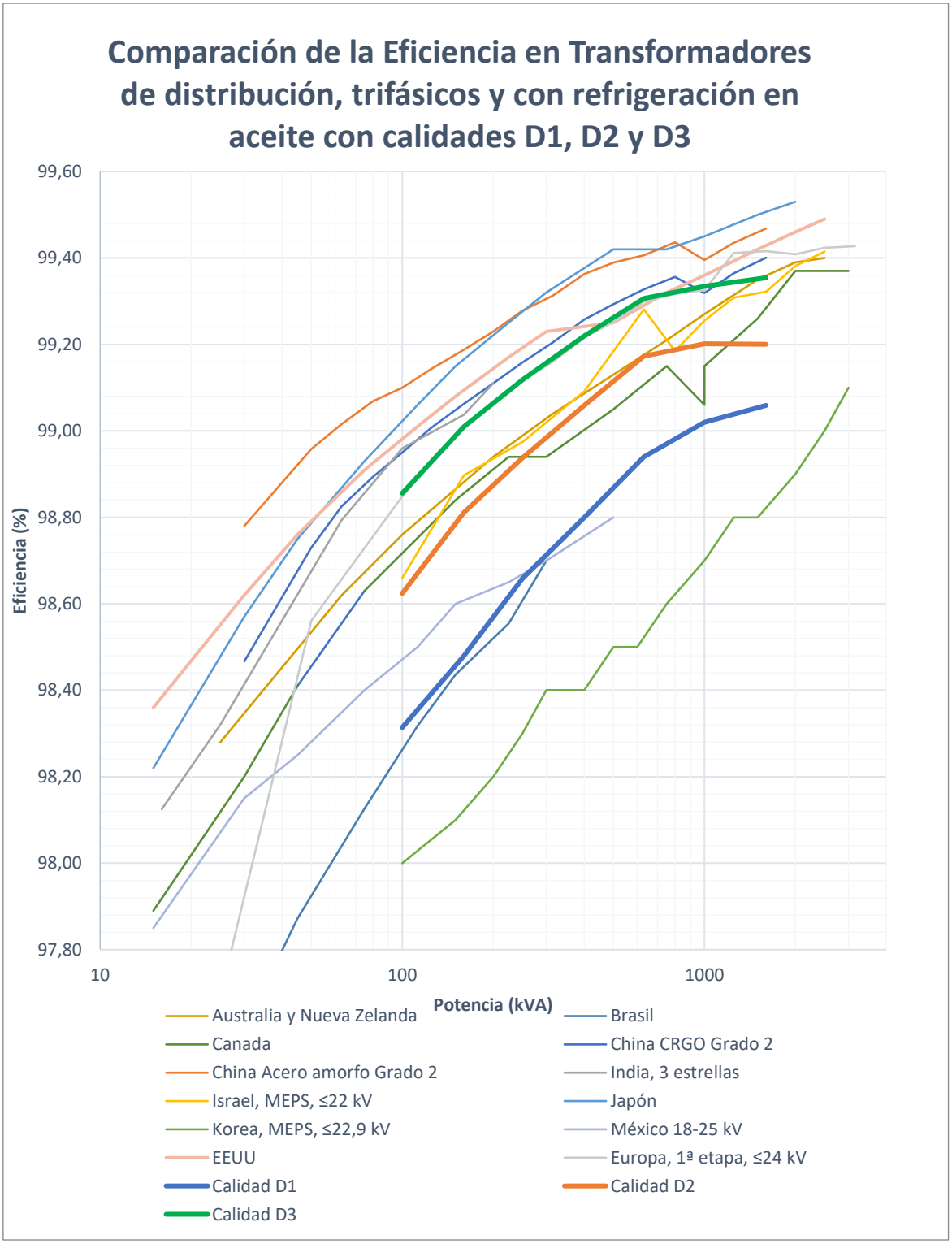


Figura 4.2. Inclusión de la flota de transformadores en el marco de normativas mundiales rigente.

CONCLUSIONES

En el grafico podemos observar el marco de normativas mundiales que regula la mínima eficiencia en transformadores con las mismas

características que los de nuestra flota, observamos que si introdujéramos ahora mismo estos transformadores en uno de estos territorios:

Los de Calidad D1 (catalogados como transformadores de pérdidas altas) solo podrían instalarse en Brasil, Corea y México para potencias mayores que 200 kVA.

Los de Calidad D2 (catalogados como transformadores de perdidas medias) podría entrar en funcionamiento en México, Brasil, Corea y en Canadá siempre que el tipo de transformador se encuentre entre los 250 kVA y los 1100 kVA.

Por último, para los de calidad D3 (catalogados como transformadores de bajas pérdidas) podrían instalarse en Brasil, Canadá, Corea, México, Israel, Australia y Nueva Zelanda, y Europa los menores de 1000 kVA de potencia, quedándose excluidos de Estados Unidos, China, Japón e India. Estos últimos coinciden en todo su rango de potencias con la mínima eficiencia establecida para la primera etapa de la misma (T1, 2015).

En la siguiente Tabla vemos resumida esta información.

Territorio	Posibilidad de puesta en funcionamiento		
	Calidad D1	Calidad D2	Calidad D3
Australia y Nueva Zelanda	No	No	Sí
Canada	No	Sí*	Sí
China	No	No	No
Japón	No	No	No
Israel	No	No	Sí
Corea	Sí	Sí	Sí
EEUU	No	No	No
Brasil	Sí	Sí	Sí
India	No	No	No
Mexico	Sí	Sí	Sí
Europa	No	No	Sí*

**Los Si* requieren una condición en el rango de potencias para la puesta en funcionamiento en el territorio al que se refieren.*

Tabla 4.2. Resumen de la posibilidad de introducción de los transformadores que forman la flota en los diferentes territorios en función de su calidad de pérdidas.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DEL MARCO EUROPEO DE LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES

ÍNDICE

ÍNDICE 178
INTRODUCCIÓN 180
CATEGORÍAS FUNCIONALES 182
3.1 Tracción. 182
3.2 GSU. Elevador generador. 182
3.3 Distribución. 182
3.4 Transmisión 182
FLOTA DE TRANSFORMADORES 183
4.1 Clasificación por categoría 183
4.2 Clasificación por distribución en territorios 184
4.3 Clasificación por edad del transformador 185
4.4 Clasificación por potencia máxima y mínima 186
4.5 Clasificación por rango de tensiones máximas y mínimas del lado de alta tensión 187
4.6 Clasificación por sistema de refrigeración 187
4.6.1 Nomenclatura para determinar el tipo de refrigeración 187
4.6.2 Análisis de sistema de refrigeración de nuestra flota 188
4.7 Clasificación por potencias. 192
REGLAMENTO (UE) N.º 548/2014 195
5.1 Consideraciones previas a la redacción 195
5.2 Potencial de mejora 196
5.3 Definiciones 196
ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE MEDIA POTENCIA 199
6.1 Normativas tabuladas 199
6.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota 201

6.2.1 Excepciones 203
6.3 Comparación con la normativa europea 203
6.3.1 Comparación grafica 203
6.3.2 Comparación analítica 205
6.4 Resultados 206
ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE GRAN POTENCIA. 209
7.1 Normativas tabuladas 209
7.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota y comparación con la normativa europea 211
7.2.1 Comparación gráfica 211
7.2.2 Excepciones 213
7.2.3 Comparación analítica 213
7.3 Resultados 214
ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE MÁS DE 100 MVA DE POTENCIA 216
8.1 Normativa tabulada 216
8.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota y comparación con la normativa europea 216
8.3 Resultados 218

INTRODUCCIÓN

Una vez hecho el estudio a nivel global, nos centraremos en el marco europeo, cuya normativa incluye transformadores de alta potencia del orden de MVA. En este apartado estudiaremos el Reglamento Europeo N.º 548/2014 y clasificaremos y analizaremos una flota europea de medios y grandes transformadores, gracias a una base de datos obtenida por el Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria, el cual estudia la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia con una tensión del primario de más de 36 kV. La base de datos también incluye autotransformadores, pero solo incluye 13 ejemplares, además este tipo de máquinas poseen unas potencias muy altas, casos que no se contemplan en el Reglamento europeo.

Nuestra flota se compone de 7512 transformadores, de los cuales tenemos datos sobre la eficiencia de 7191 de ellos (ya que muchos de ellos no contienen todos los datos necesarios para la correcta obtención de la eficiencia y categoría a la que pertenece el transformador). Están distribuidos en diferentes categorías como son:

- Tracción
- GSU
- Network
- Distribución

Comenzaremos definiendo cada tipo de transformador

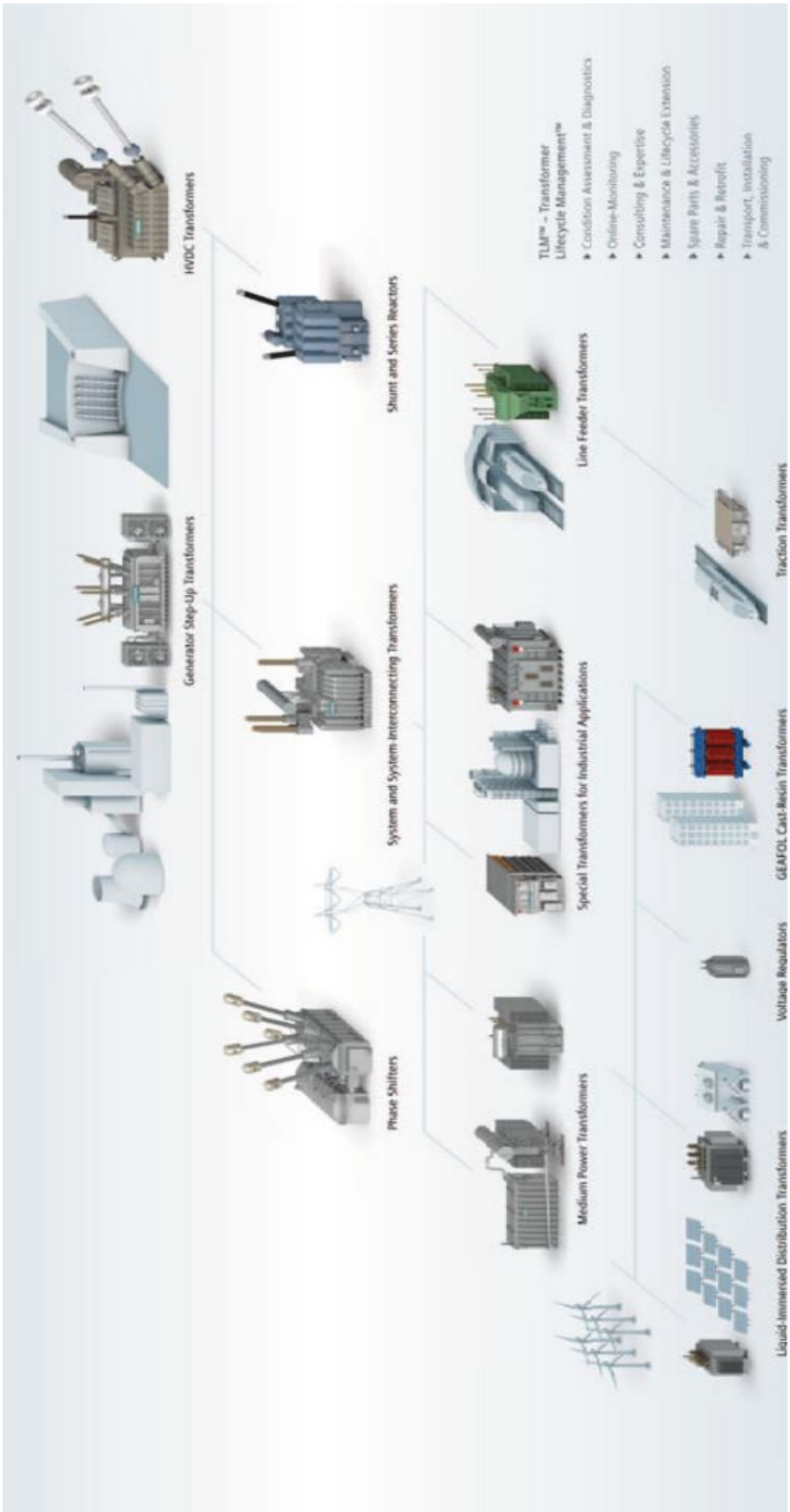


Figura 5.1. Función de los transformadores por categoría. [42]

CATEGORÍAS FUNCIONALES

3.1 Tracción.

Transformadores utilizados para electrificar las redes ferroviarias; diseñados específicamente para soportar importantes variaciones en la carga y el alto contenido de armónicos tanto de tensión como de corriente causados por la operación del sistema de tracción ferroviario.

3.2 GSU. Elevador generador.

Transformadores utilizados como la unión entre la estación donde se genera la energía eléctrica y la red de transmisión. En general operan día y noche a plena carga. [37]

Son transformadores utilizados para suministrar potencia a redes de distribución secundarias en áreas de alta densidad de carga, como grandes ciudades. [38]

3.3 Distribución.

Son transformadores que reducen la tensión del primario al secundario, también se conocen como Step-Down Transformers y así hacer que la potencia tenga unos parámetros que pueden ser consumidos por industrias u hogares. [39]

3.4 Transmisión

Los transformadores del sistema de transmisión son generalmente las maquinas más grandes que operan en el sistema eléctrico de cada país. Manejan tensiones superiores a los 150 kV y potencias en rango de los MVA. Su refrigeración suele ser compleja debido a la cantidad de calor a evacuar.

FLOTA DE TRANSFORMADORES

Nuestra flota se compone de 7512 transformadores, de los cuales tenemos datos sobre la eficiencia de 7191 de ellos

4.1 Clasificación por categoría

Podemos hacer un gráfico el cual nos indica los porcentajes de cada tipo de transformador que tenemos. La flota de transformadores a estudiar representa únicamente el 0,2 % del total de transformadores que hay en Europa, según un estudio hecho por la asociación que representa los intereses de la industria eléctrica a nivel europeo hay más de 3,6 millones de transformadores en Europa.

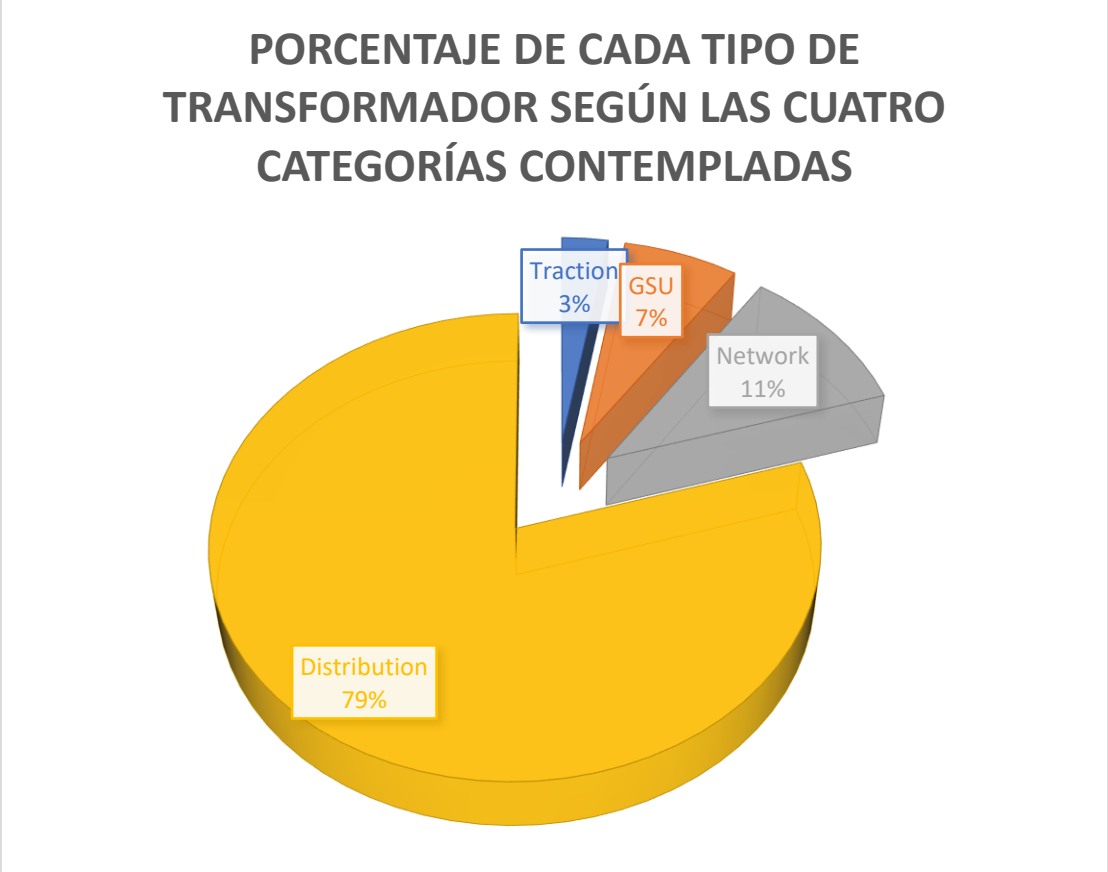


Figura 5.2. Porcentaje de cada tipo de transformador según las cuatro categorías contempladas

4.2 Clasificación por distribución en territorios

Todas las maquinas a estudiar están funcionando en los siguientes países: Reino Unido, Suecia, España, Rumania, Portugal, Polonia, Noruega, Italia, Francia y Croacia

Podemos graficar igual que en el caso anterior el porcentaje de los transformadores que contiene la flota en cada uno de los lugares mencionados.

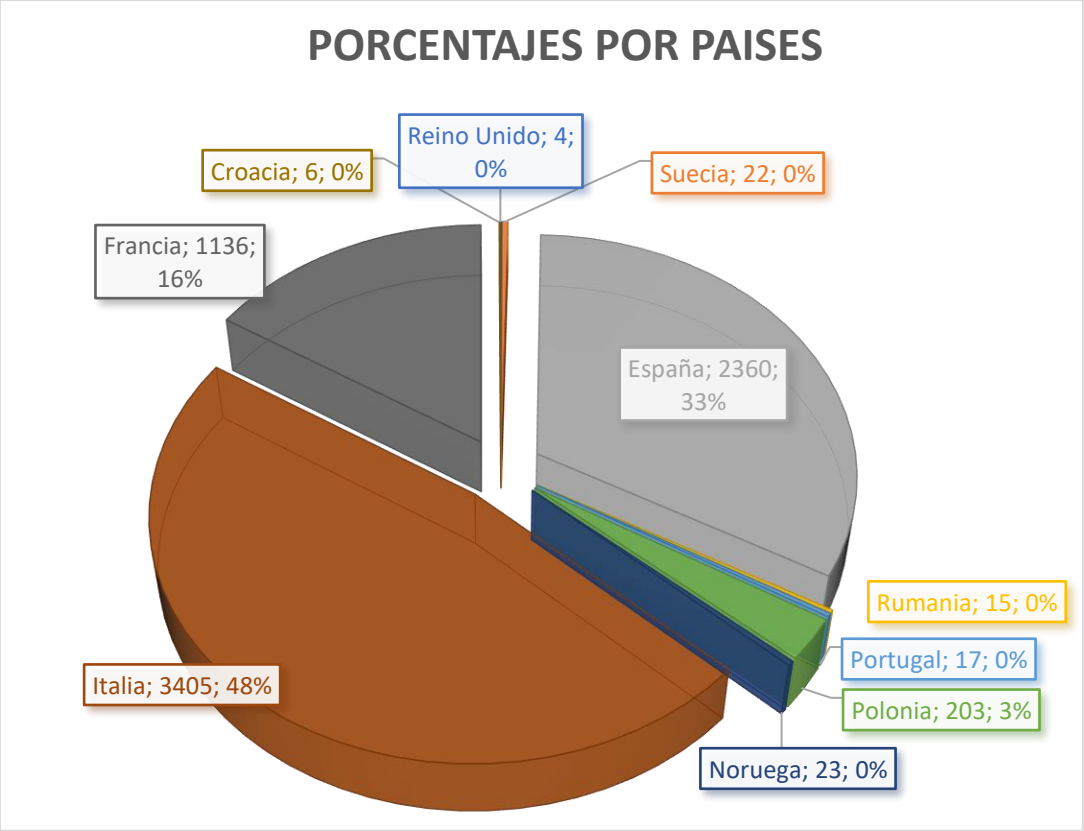


Figura 5.3. Porcentajes de transformadores en cada país.

Como vemos, los países más significativos en este estudio son Italia, España y Francia, también Polonia, pero los demás países no presentan un número de transformadores significativo en el estudio. Hay que contemplar que el acceso a este tipo de datos es complicado de obtener, muchas empresas fabricantes de estos transformadores no suministran los datos con facilidad ya que su rendimiento y éxito depende de ellos, por ello en muchos lugares de Europa es complicado obtener datos significativos.

4.3 Clasificación por edad del transformador

La base de datos también nos da la posibilidad de clasificar los transformadores por su edad. Este dato es uno de los más interesantes. Como hemos visto las nuevas normativas que están surgiendo en los diferentes territorios del mundo son para transformadores que se van a fabricar a partir de la fecha que indique el reglamento. Aquí podemos ver qué cantidad de transformadores de han hecho en los últimos 10 años y hacernos una idea de cómo evoluciona la fabricación de los transformadores que acataran las normas sobre la eficiencia que rigen en estos momentos.

De los 7512 transformadores incluidos en el estudio, 2448 de ellos son menores de 10 años, lo que supone que casi un 32,6 % de los contemplados son relativamente jóvenes, teniendo en cuenta que la vida media de un transformador de gran potencia ronda entre los 25-40 años, dependiendo del mantenimiento y calidad de los aislamientos.

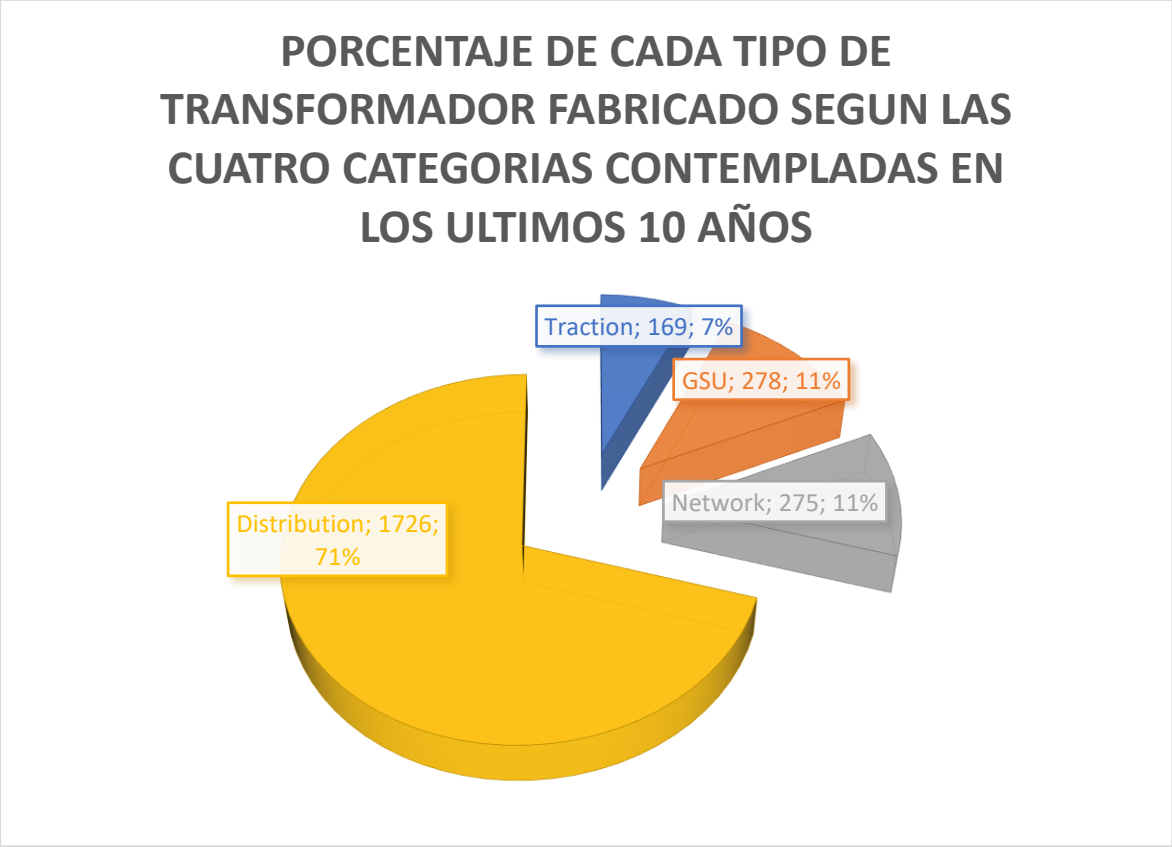


Figura 5.4. Porcentaje de cada tipo de transformador fabricado según las cuatro categorías contempladas en los últimos 10 años

Este grafico nos indica cómo se distribuye la fabricación de los transformadores en los últimos 10 años, como vemos los que más se utilizan son los de distribución, aunque si vamos a que categoría es la que más se ha construido en los últimos 10 años, varia notablemente.

	Totales	>10 años	%
Traction	204	169	82,84
GSU	510	278	54,51
Network	811	275	33,91
Distribution	5987	1726	28,83

Tabla 5.1.Porcentaje de los transformadores estudiados menores de 10 años

En esta Tabla observamos que el 82,84 % de los transformadores de tracción contemplados en la flota tienen menos de 10 años, mientras que solo el 28,83 % de los transformadores de distribución estudiados son menores de 10 años. Por otro lado, observamos que, en cantidades, hay más de diez veces de transformadores de distribución que de tracción instalados en los últimos 10 años, por esta razón las normativas se centran en mejorar la eficiencia de los de distribución.

4.4 Clasificación por potencia máxima y mínima

En la siguiente Tabla vemos la potencia máxima y mínima medidas en la flota de transformadores según sus categorías.

	Máxima Potencia (MVA)	Mínima Potencia (MVA)	Potencia media (MVA)
Traction	60	7,3	16,65
GSU	760	5,1	264,66
Network	315	20	220,07
Distribution	750	6,3	41,12

Tabla 5.2. Potencia máxima y mínima y media según la categoría

Los transformadores elevadores de tensión a la salida dela generación son los que más potencia media tienen, como es lógico ya que la potencia que

pasa por ellos es la generada en las centrales y es donde menos perdidas existen, por lo tanto, serán los que más potencia transformen.

4.5 Clasificación por rango de tensiones máximas y mínimas del lado de alta tensión

	Máxima lado de Alta tensión (kV)	Mínima lado de Alta tensión (kV)	Media (kV)
Traction	400	63	107,85
GSU	420	63	312,65
Network	1000	69	284,68
Distribution	420	45	125,69

Tabla 5.3. Tensiones máximas y mínimas y media del lado de alta tensión según la categoría.

Las conclusiones son las mismas que en el apartado anterior, cuanta más potencia se transporta, a más tensión se eleva para minimizar las perdidas.

4.6 Clasificación por sistema de refrigeración

Por último, podemos clasificar nuestra flota por el tipo de refrigeración que posee, recordando previamente lo visto en los apartados teóricos anteriores en los que se explicaba la nomenclatura para determinar el tipo de refrigeración.

4.6.1 Nomenclatura para determinar el tipo de refrigeración

El tipo de refrigeración de un transformador se designa según la Norma IEC (International Electrotechnical Commision) según la siguiente tabla:

Aceite mineral o líquido aislante sintético inflamable	O
Liquido aislante sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A

Tabla 5.4. Identificación de cada tipo de refrigerante según el IEC

Según el modo que circule el medio refrigerante se utilizan los siguientes símbolos

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

Tabla 5.5. Identificación del modo de circulación del refrigerante según el IEC

Por ejemplo, un transformador en baño de aceite, con circulación natural por convección, a su vez está refrigerado por aire con movimiento natural, se designará por las letras ONAN. Si el movimiento del aire llega a hacerse con la ayuda de ventilaciones (convección forzada) se hubiera designado por ONAF.

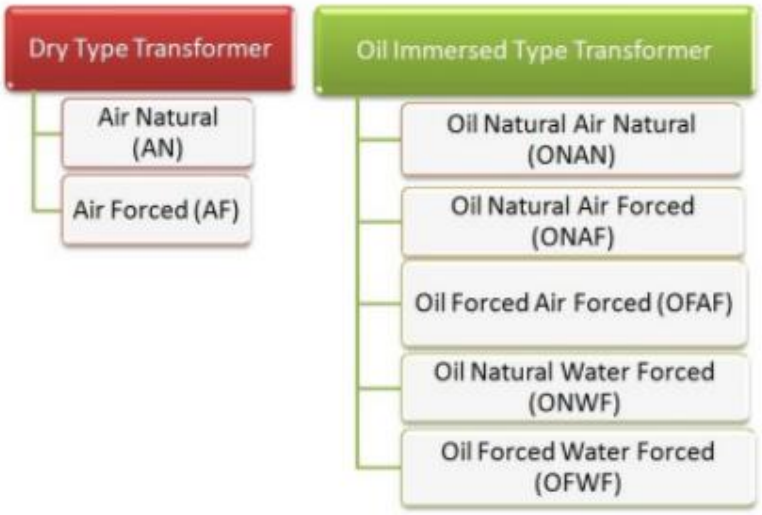


Figura 5.5. Tipos de sistemas de refrigeración para transformadores. [4]

4.6.2 Análisis de sistema de refrigeración de nuestra flota

En la siguiente Tabla vemos la cantidad de unidades, por categoría, que poseen cada uno de los sistemas de refrigeración.

Refrigeracion	Traction	GSU	Network	Distribution
ONAN	204	116	18	4232
ONAF	0	2	0	297
OFAF	0	97	68	133
ODAF	0	278	981	303
OFWF	0	10	0	1
ONAN/ONAF	0	13	26	952
ONAN/ODAF	0	0	75	0
ONAN/ODAN/ODAF	0	0	0	1
ONAN/ONAF/ODAF	0	0	7	0

Tabla 5.6. Clasificación por tipo de refrigeración según la categoría.

La refrigeración más utilizada para los transformadores de distribución es con aceite y convección natural en el interior y aire natural en el exterior (ONAN).

En el siguiente gráfico observamos la cantidad de ejemplares que poseen los diferentes tipos de refrigeración que se contemplan, tanto el ONAN/ODAN/ODAF como el OFWF no tienen un número de ejemplares que sea significativo.

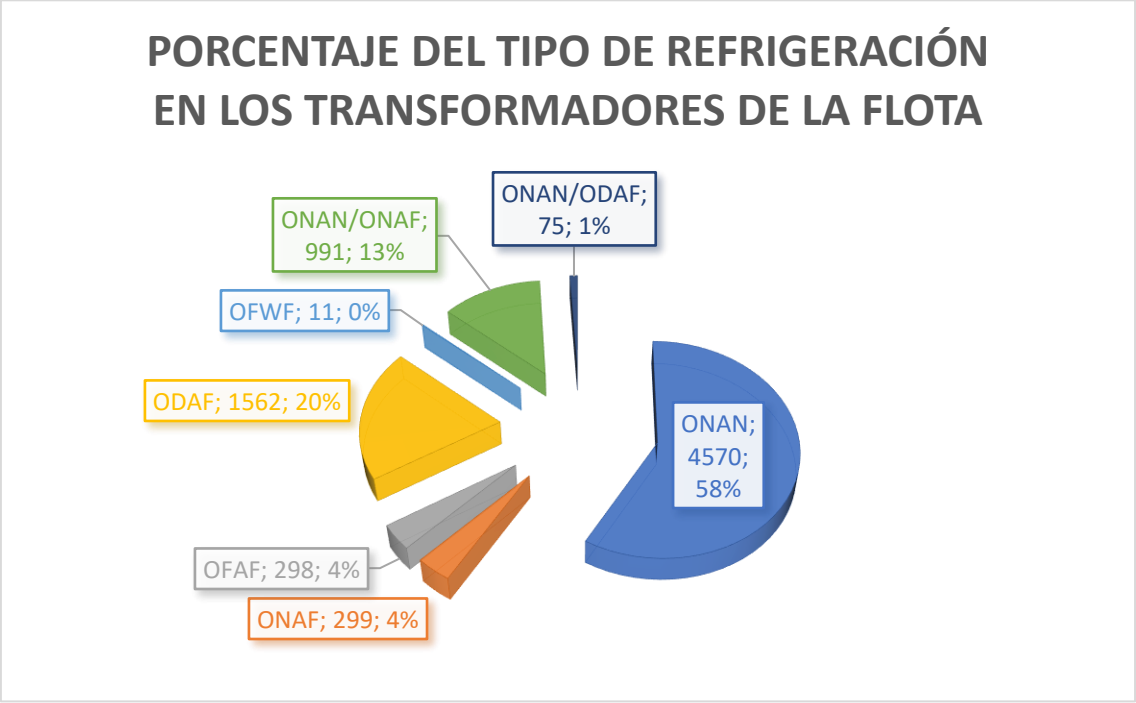


Figura 5.6.Porcentaje del tipo de refrigeración en los transformadores de la flota

Si pasamos a analizar el tipo de refrigeración que existe por cada categoría de transformador (Network o transmisión, GSU o de generación, Tracción

y Distribución), observamos que en algunos de ellos hay ciertas diferencias con el porcentaje total de la flota sin entrar a las categorías.

4.6.2.1 Transformadores de distribución

En el caso de los transformadores de distribución (los más abundantes en nuestra flota), el porcentaje de transformadores que utilizan como sistema de refrigeración el ONAN aumenta de un 58 % a un 72 %, mientras que el sistema de refrigeración ODAF disminuye de un 20 % a un 5%. Los demás se mantienen más o menos constantes.

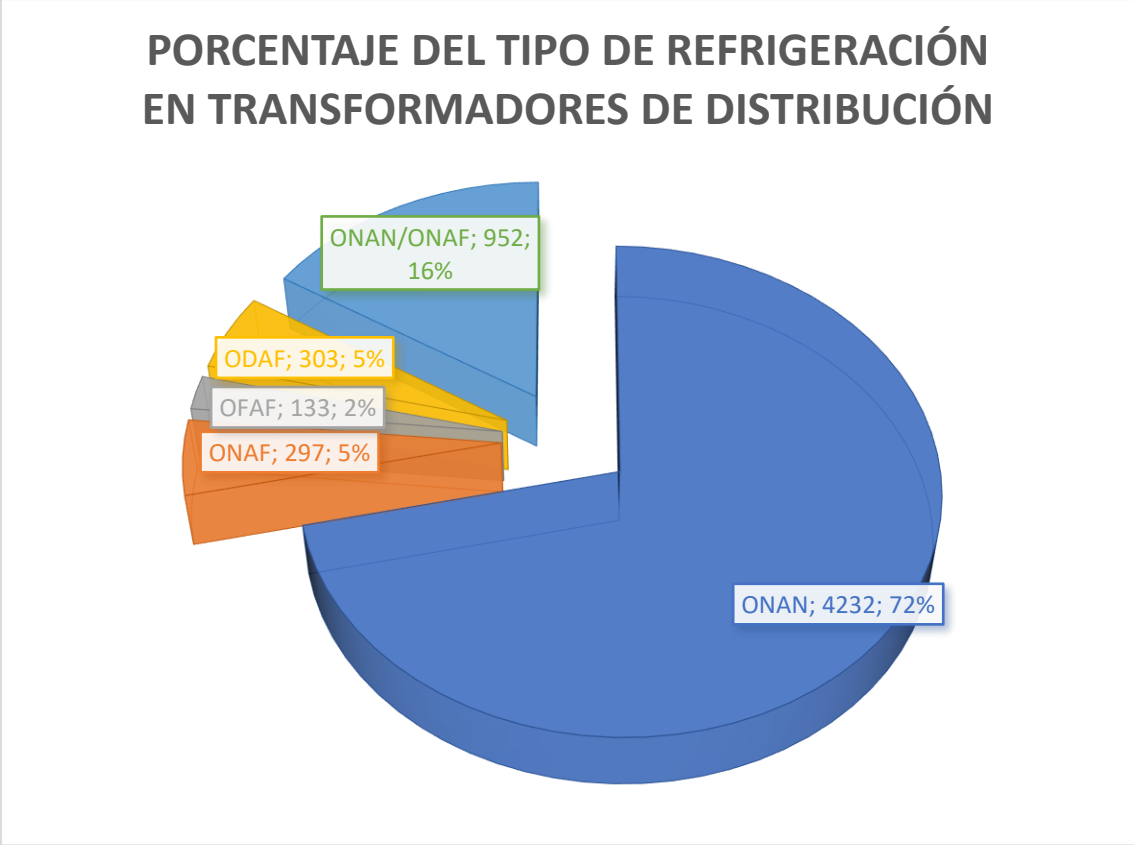


Figura 5.7. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de distribución.

4.6.2.2 Transformadores de transmisión

En el caso de los transformadores de transmisión (Network), la refrigeración más usada es la ODAF, parecida a la OFAF, pero evolucionada, ya que el aceite se transporta por canales especiales que van al núcleo y al

devanado. En los transformadores de generación también es la más usada. Este sistema de refrigeración aumenta de un 20 % a un 83 %, mientras que el ONAN se reduce a un 2 %.

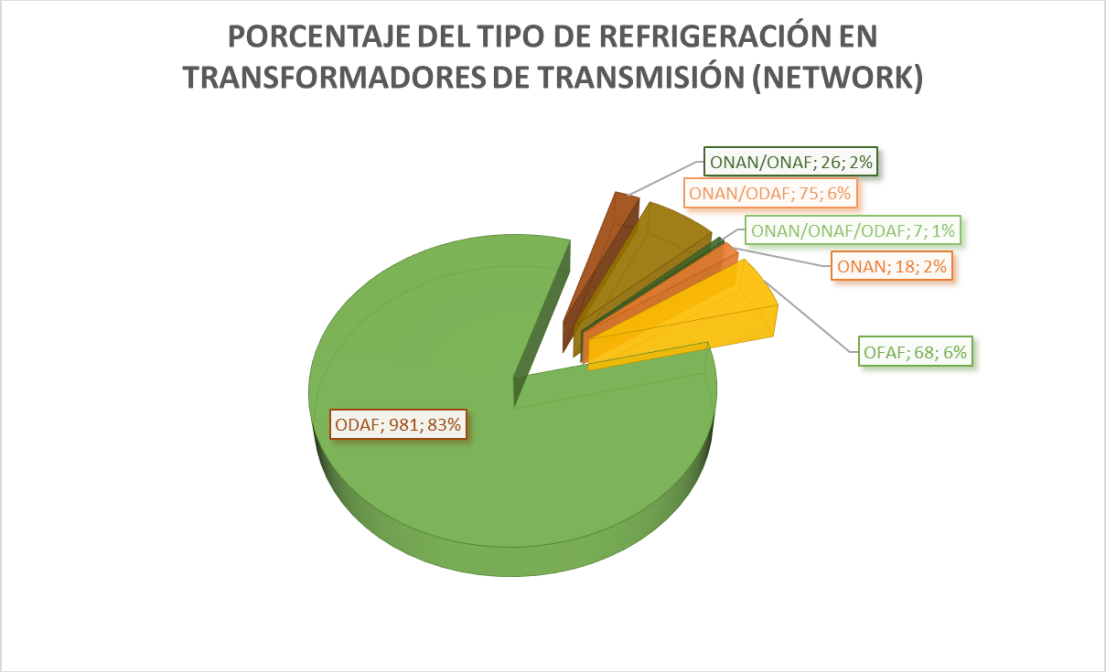


Figura 5.8. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de transmisión (network)

4.6.2.3 Transformadores de generación

Algo parecido pasa en los transformadores de generación de la flota, el sistema de refrigeración ODAF está en cabeza con un 54 % de los ejemplares pertenecientes a esta categoría, mientras el sistema ONAN cae a un 22 %.

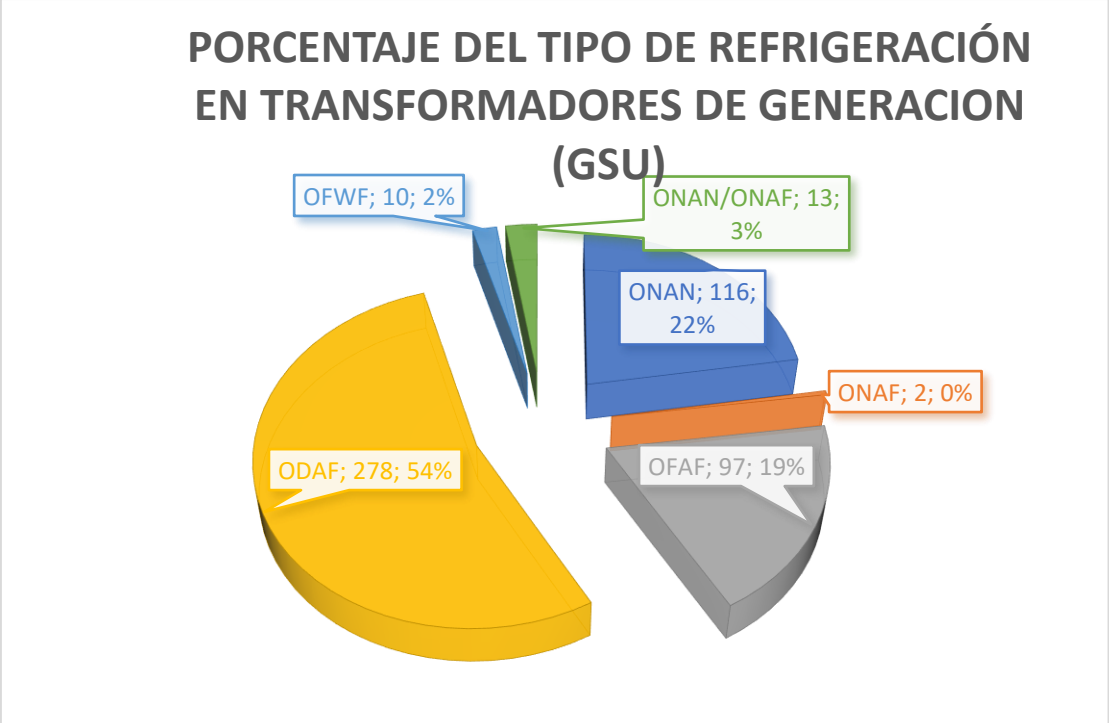


Figura 5.9. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de generación (GSU)

4.7 Clasificación por potencias.

Para ver los rangos de potencias que predominan, pasamos a ordenar los datos según la cantidad de ejemplares que pertenecen a los diferentes rangos de potencia. En el siguiente gráfico vemos como queda la distribución.

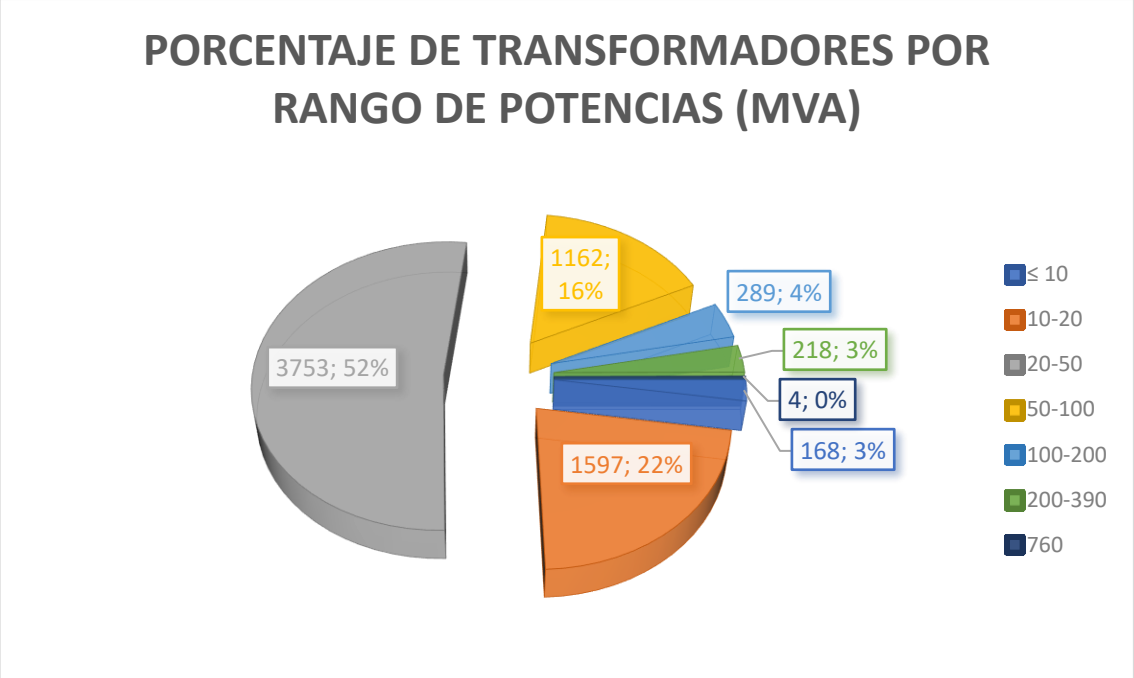


Figura 5.10. Porcentaje de transformadores por rango de potencias. Leyenda en MVA

Los datos son claros, como observamos en la Tabla 5.2 "Potencia máxima y mínima y media según la categoría", se observa que la potencia media de los transformadores de distribución es de 41,12 MVA. A su vez en la Figura 5.1 observamos que el mayor porcentaje de transformadores pertenecientes a la flota son de distribución con un 79 %, lo que demuestra que este grafico es coherente, ya que el rango de potencias donde se encuentra la mayor cantidad de ellos es el de 20-50 MVA.

Los transformadores con un rango de potencias entre 20-50 MVA son los que más abundan en el estudio. En la siguiente Tabla podemos ver las cantidades de ejemplares en cada rango expuesto en el gráfico.

MVA	Cantidad
≤ 10	168
10-20	1597
20-50	3753
50-100	1162
100-200	289
200-390	218
760	4

Tabla 5.7. Cantidades de ejemplares para cada rango de potencias (MVA)

La siguiente y ultima clasificación seria por categoría y eficiencia, pero antes de pasar a este apartado es necesario estudiar la norma que regula a estos transformadores de alta potencia, estudiar como clasifica la norma y comparar las eficiencias de aquellos que están sujetos a los mismos parámetros (rango de potencia, sistema de refrigeración, tensión de primario…). En este apartado, tanto la normativa como el estudio se hace a 50 Hz.

REGLAMENTO (UE) N.º 548/2014

Como ya comentamos en la primera parte del estudio, la normativa que regula la mínima eficiencia para transformadores en Europa es el Reglamento (UE) N.º 548/2014 de la comisión del 21 de mayo de 2014. [16]

5.1 Consideraciones previas a la redacción

El reglamento considera que antes de proceder a su redacción se llevó a cabo un estudio preparatorio en el cual se analizaban los aspectos medioambientales y económicos de los transformadores. Varias partes afectadas por esta normativa y los cambios que supone intervinieron en el estudio. El estudio demostró que la energía en la fase de utilización es el aspecto medioambiental más significativo que puede abordarse en el diseño del producto. Tanto con el cuidado en la extracción y tratado de las materias primas utilizadas para la fabricación del producto (cobre, hierro, resina, aluminio), como el mantenimiento de los mismos durante la vida útil.

Este reglamento solo es aplicado para contratos que entren en vigor después de la fecha de publicación del reglamento.

Por otro lado, es importante optimizar tiempo y recursos que se invierten en este tipo de estudios, por ello no todas las categorías de transformadores entraron en el ámbito de aplicación, ya que el consumo de energía y el potencial de ahorro de esos transformadores es insignificante en comparación con los que se hace referencia. Una de las principales razones de este estudio es concluir a partir de la flota a estudiar, que tipo concreto de transformadores son los que más capacidad de mejora tienen y cuales merece la pena regular, viendo la proyección que tiene su fabricación y comercialización.

El punto 8 de las consideraciones sobre el diseño ecológico establece que al establecer la norma que regula la eficiencia energética de estos transformadores de media y gran potencia debe contribuir también al

funcionamiento eficiente del mercado interior y a la mejora del comportamiento medioambiental de los Estados miembros.

5.2 Potencial de mejora

En 2008 las pérdidas totales dela flota de transformadores en Europa ascendieron a 93,4 TWh. En este año se generaron 3220 TWh en Europa, por lo tanto, solo las pérdidas en la flota de transformadores europea supusieron un 2,9 % de la producción total de energía. Este dato equivale a 39,23 millones de Toneladas de CO_2 (420 $g\,CO_2/kWh$) [46] y lo que equivale también a lo producido por 13 centrales nucleares en un año. [40]
El potencial de mejora de la rentabilidad con un diseño más eficiente se ha estimado en unos 16,2 TWh anuales en 2025, lo que corresponde a 3,7 millones de toneladas de emisiones de CO_2. [41]
Es necesario también, prever una entrada en vigor escalonada, con unos plazos para cumplir los requisitos y teniendo en cuenta los impactos sobre los costes para los fabricantes, sobre todo para las pequeñas y medianas empresas.

5.3 Definiciones

En el Artículo 2 se establecen una serie de definiciones que se aplican en la normativa: [16]

1. «Transformador de potencia»: aparato estático con dos o más bobinas que, por inducción electromagnética, transforma un sistema de tensión y corriente alternas en otro sistema de tensión y corriente alternas, generalmente con diferentes valores y con la misma frecuencia, a fin de transmitir potencia eléctrica;
2. «Transformador de potencia pequeño»: transformador de potencia cuya mayor tensión para los equipos sea inferior o igual a 1,1 kV;
3. «Transformador de potencia mediano»: transformador de potencia cuya mayor tensión para los equipos sea superior a 1,1 kV pero

inferior o igual a 36 kV y cuya potencia asignada sea igual o superior a 5 kVA pero inferior a 40 MVA;

4. «Transformador de potencia grande»: transformador de potencia cuya mayor tensión para los equipos sea superior a 36 kV y cuya potencia asignada sea igual o superior a 5 kVA, o igual o superior a 40 MVA independientemente de la tensión máxima para los equipos; 5) «transformador sumergido»: transformador de potencia cuyo circuito magnético y cuyas bobinas estén sumergidos en un líquido; 6) «transformador seco»: transformador de potencia cuyo circuito magnético y cuyas bobinas no estén sumergidos en un líquido aislante;
5. «Tensión más elevada para los equipos» (Um) aplicable a la bobina de un transformador: tensión eficaz entre fases más elevada en un sistema trifásico para la que está diseñada dicha bobina con respecto a su aislamiento;
6. «Potencia asignada» (Sr): valor convencional de la potencia aparente asignada a una bobina que, junto con su tensión asignada, determina su corriente asignada;
7. «Pérdida debida a la carga» (Pk): potencia activa absorbida a la frecuencia asignada y temperatura de referencia en un par de bobinas cuando la corriente asignada (corriente de toma) atraviesa el borne o bornes de línea de una bobina y los bornes de las otras bobinas están en cortocircuito con cualquier bobina equipada con tomas conectada en su toma principal, mientras que las otras bobinas, si existen, están en circuito abierto;
8. «Pérdida en vacío» (Po): potencia activa absorbida a la frecuencia asignada cuando el transformador está bajo tensión y el circuito secundario está abierto; la tensión aplicada es la tensión asignada y, si la bobina en tensión dispone de una toma, está conectada a su toma principal;

9. «Índice de eficiencia máxima» (PEI): valor máximo de la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador.

ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE MEDIA POTENCIA

En la primera parte de este estudio se contemplaron potencias de hasta 3150 kVA, en este estudio trabajaremos con transformadores de media potencia superior a 3150 kVA y con transformadores de alta potencia, en las tablas a trabajar vendrán expuestos por un lado la potencia asignada, y por otro lado el valor mínimo del PEI (índice de eficiencia máxima), que es la eficiencia mínima que se tiene con el índice de carga optimo, como hemos dicho en otras ocasiones, cuando se igualan las perdidas en carga y en vacío. [1]

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \qquad (35)$$

6.1 Normativas tabuladas

En esta tabla, el Cuadro 1.4 del Anexo I, se establecen los valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos sumergidos:

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
3 150 < Sr ≤ 4 000	99,465	99,532
5000	99,483	99,548
6300	99,510	99,571
8000	99,535	99,593
10000	99,560	99,615
12500	99,588	99,640
16000	99,615	99,663
20000	99,639	99,684
25000	99,657	99,700
31500	99,671	99,712
40000	99,684	99,724

Tabla 5.8 . Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos sumergidos. [16]

Graficando los valores de la tabla, obtenemos:

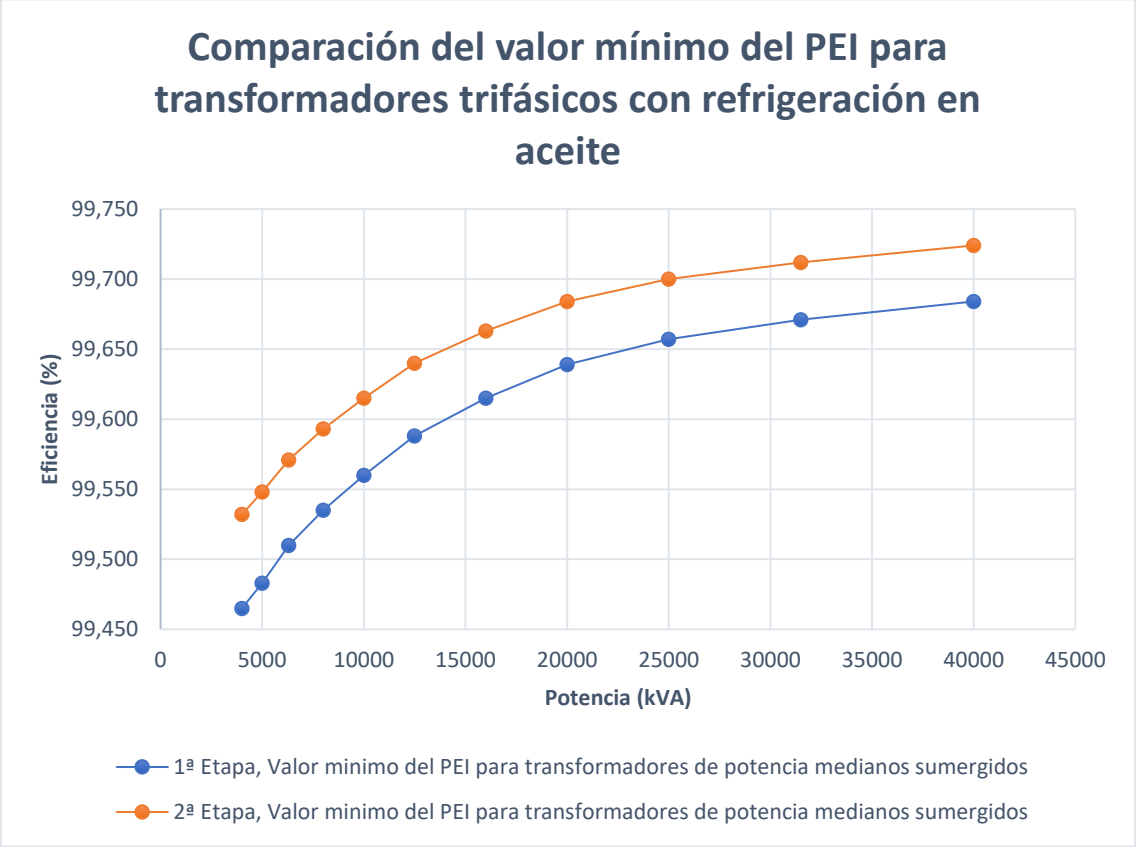


Figura 5.11. Comparación de los valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos sumergidos

Observamos como la evolución es paralela, la segunda etapa (propuesta para 2021), restringe aún más el valor mínimo del PEI (eficiencia máxima). Para los transformadores medianos con refrigeración seca, tenemos:

kVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
3 150 < Sr ≤ 4 000	99,348	99,382
5000	99,354	99,387
6300	99,356	99,389
8000	99,357	99,390
≥10000	99,357	99,390

Tabla 5.9. Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos. [16]

Al graficar los datos, obtenemos:

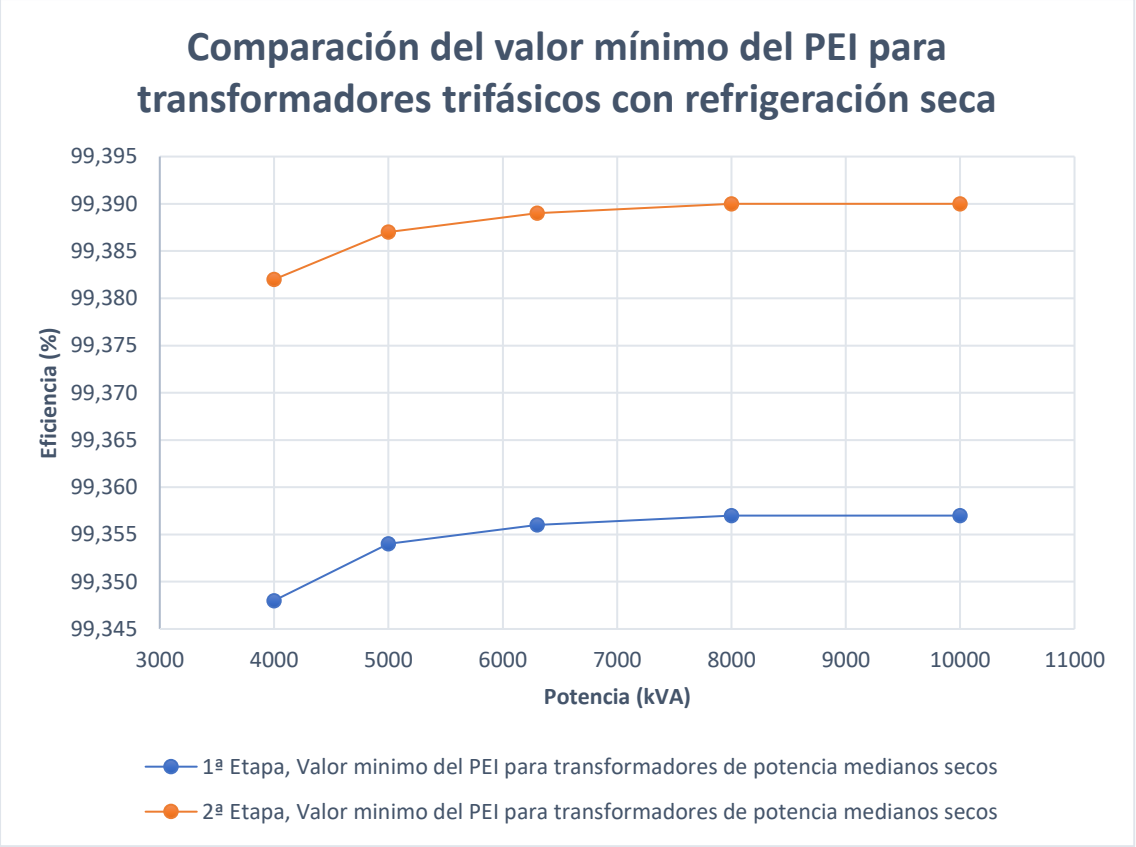


Figura 5.12. Comparación de los valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos

Vemos que la eficiencia exigida a este tipo de transformador es menor que a los de refrigeración en aceite. Desde 2015 hasta 2021 se espera incrementar el rendimiento máximo de estos transformadores en un 0,035 %.

6.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota

En nuestro conjunto de transformadores de los cuales poseemos datos, todos ellos poseen refrigeración en aceite, por ello, aunque es ilustrativo ver en qué se diferencian las normativas para cada tipo de transformador, solo vamos a trabajar con la Tabla 5.10 "Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos".

Para ello pondremos a parte los transformadores de nuestra flota que se encuentran dentro del rango de potencias al que hace referencia esta Tabla de la normativa europea.

En este caso, este rango va desde los 3150 kVA hasta los 40 MVA.

Como expusimos anteriormente, la mayor parte de nuestra flota se encuentra en este rango, 5243 transformadores, de las 4 categorías, trifásicos y sumergidos en aceite, por convección natural o forzada.

Nuestro objetivo será tabular estos datos y graficarlos para poder hacer una comparación ilustrativa en la que se vea qué porcentaje cumpliría los propósitos de 2015 y cuales ya podrían cumplir los de 2021.

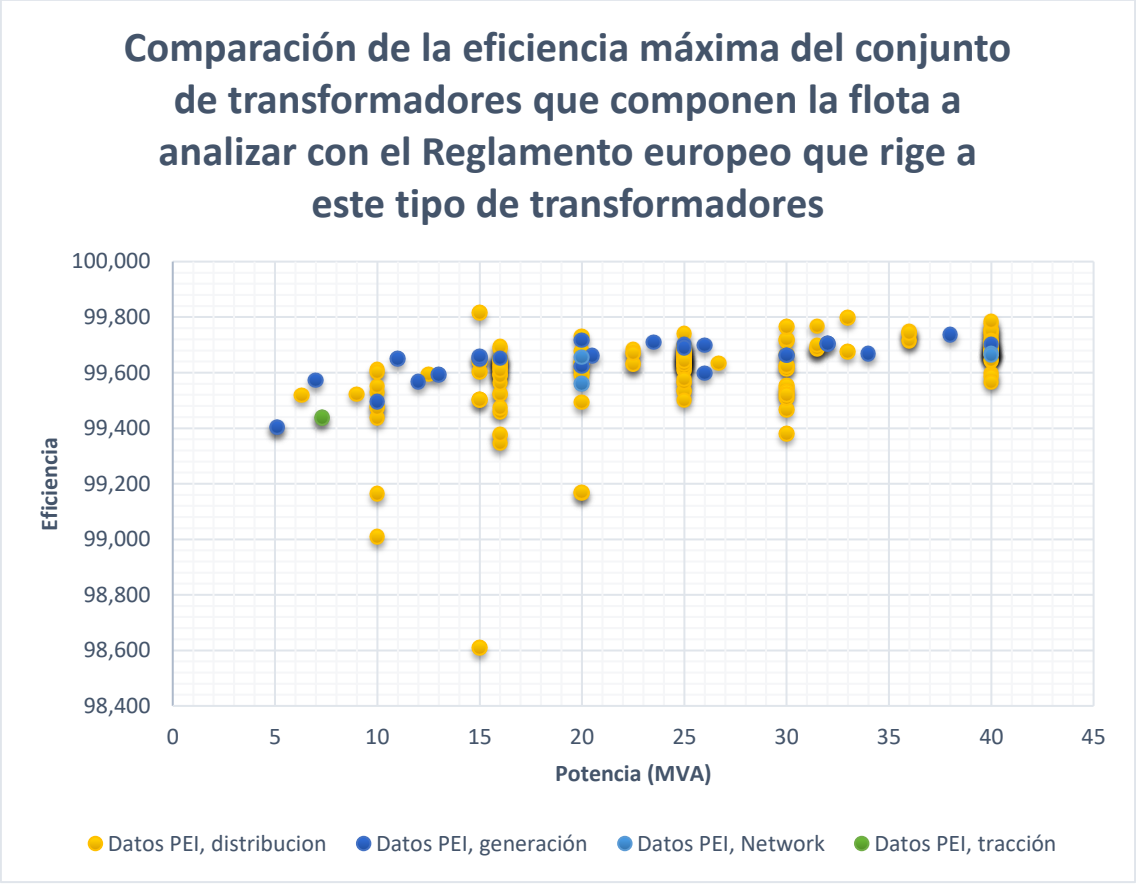


Figura 5.13. Eficiencias de los transformadores trifásicos con refrigeración en aceite pertenecientes a la flota de transformadores (3150 kVA-40MVA)

En este grafico podemos visualizar las diferentes eficiencias máximas de los diferentes transformadores pertenecientes a la flota a analizar.

Como podemos observar la gran mayoría de ellos para los diferentes rangos de potencias se encuentran entre un ±0,5 % de diferencia en la máxima eficiencia, pero hay algunos casos que llegan a estar un 1,2 % por debajo de la eficiencia media.

6.2.1 Excepciones

Si analizamos estas anomalías en la base de datos, podemos obtener conclusiones interesantes. Si observamos el dato que más alejado está del conjunto, posee una potencia de 15 MVA, es un transformador de transmisión (Network) y tiene una eficiencia del 98,609 %, su refrigeración en sumergido en aceite por convección natural, pero sus pérdidas en vacío son de 80,16 kW y en carga de 135,84 kW. Las perdidas en vacío son entre 5 y 10 veces mayores que los transformadores de la misma potencia, mientras que las pérdidas en carga son entre 1,5 y 2 veces mayores que los de sus mismas características. Este transformador fue manufacturado en 1987, mientras que los de su misma potencia datan entre 2000 y 2009. Aun así, se trata de una excepción.

En el caso de las dos excepciones de los transformadores de 10 MVA y el de 20 MVA que se encuentran bastante por debajo de la media, es debido a que sus pérdidas en carga son cerca de doble que sus transformadores compañeros de su misma potencia. Como vemos datos aislados dentro de un conjunto de transformadores de casi 6000 unidades.

6.3 Comparación con la normativa europea

6.3.1 Comparación grafica

Una vez definido el conjunto, pasamos a compararlo con la normativa europea, superponiendo en el gráfico anterior el reglamento europeo expuesto anteriormente:

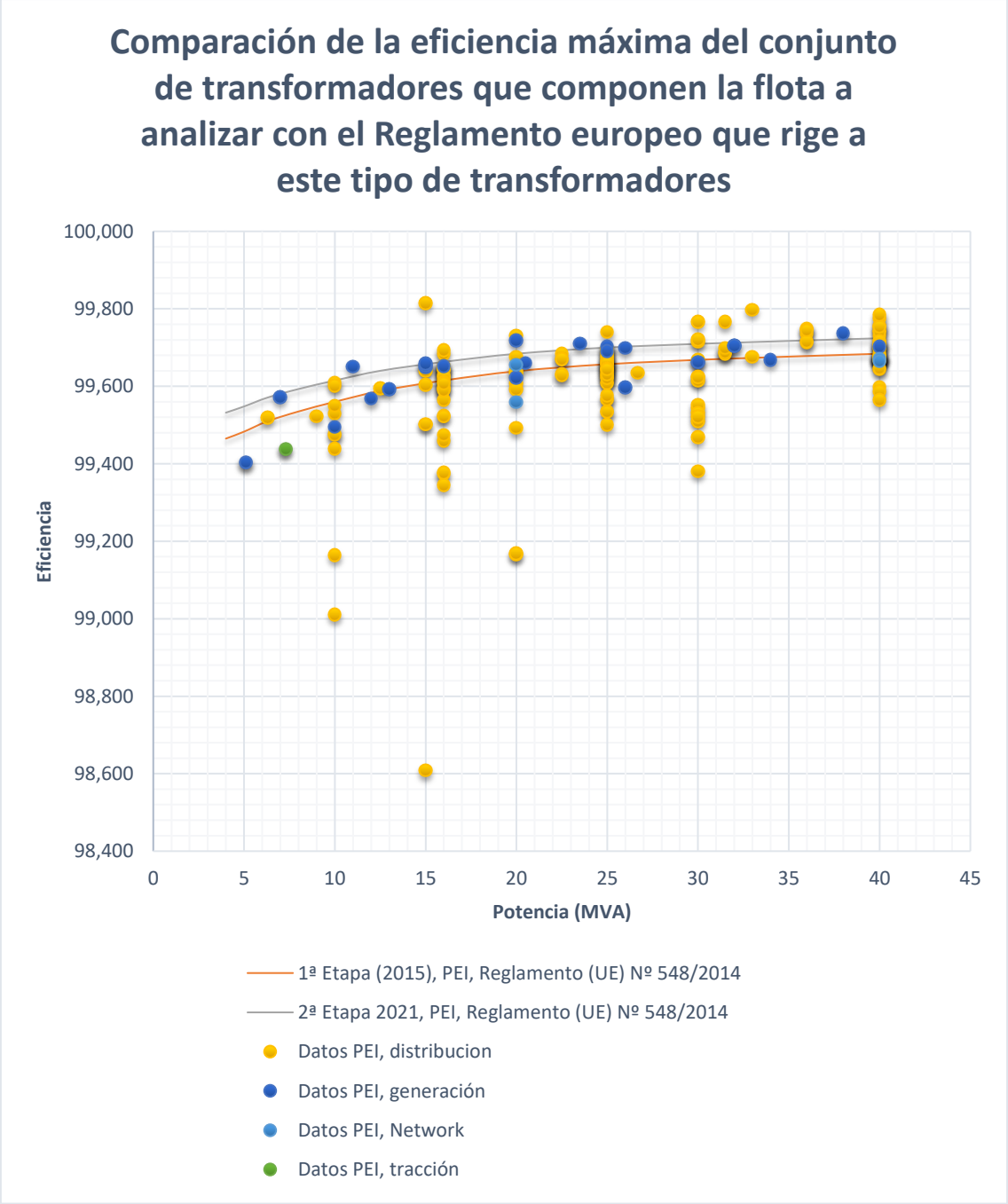


Figura 5.14. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores

A simple vista vemos que, en comparación con la primera etapa, desde 3150 kVA hasta 16 MVA la mayoría de los transformadores que componen la flota están por debajo de esta normativa, dado que la mayoría de los transformadores datan de antes del año 2000. En cambio, para 20 MVA prácticamente hay tantos por encima como por debajo. Para el rango entre

25-30 MVA la gran mayoría están por debajo del PEI mínimo que establece la normativa, pero para 40 MVA de nuevo vuelve a equilibrarse.

6.3.2 Comparación analítica

Para ver con más exactitud que cantidades y porcentajes de transformadores que están por encima y por debajo del Reglamento que se refiere a ellos, desarrollamos la siguiente tabla.

6.3.2.1 Interpolación de la normativa

Para detectar la cantidad de transformadores por encima o por debajo de la media que hay por cada potencia contemplada en la flota, interpolamos el Reglamento tal y como nos indica el mismo incluyendo en él las potencias de las que tenemos datos en nuestra flota, lo que nos queda:

MVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
4	99,465	99,532
5	99,483	99,548
5,1	99,486	99,550
6,3	99,510	99,571
7	99,519	99,582
7,3	99,523	99,589
8	99,535	99,593
9	99,548	99,604
10	99,560	99,615
11	99,571	99,625
12	99,581	99,635
12,5	99,588	99,640
13	99,590	99,643
15	99,606	99,656
16	99,615	99,663
20	99,639	99,684
20,5	99,637	99,686
22,5	99,645	99,692
23,5	99,648	99,695
25	99,657	99,700
26	99,656	99,702
30	99,667	99,709
26,7	99,658	99,703
31,5	99,671	99,712
32	99,672	99,713
33	99,674	99,715
34	99,676	99,716
36	99,678	99,718
38	99,681	99,721
40	99,684	99,724

Tabla 5.11. Reglamento europeo para transformadores de media potencia interpolado para las potencias que presenta nuestra flota. [16]

6.4 Resultados

A partir de esta tabla, desarrollamos la siguiente en la que indicamos la cantidad de transformadores por rango de potencias que sobrepasan o que no alcanzan la eficiencia exigida para 2015 y para 2021.

MVA	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2015 (T1)	%	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2021 (T2)	%
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
5,1	0	0,00%	0	0,00%
6,3	1	100,00%	0	0,00%
7,3	0	0,00%	0	0,00%
8	-	-	-	-
9	0	0,00%	0	0,00%
10	2	15,38%	0	0,00%
11	1	100,00%	1	100,00%
12	0	0,00%	0	0,00%
12,5	2	100,00%	0	0,00%
13	1	100,00%	0	0,00%
15	16	72,73%	2	9,09%
16	14	2,91%	2	0,42%
20	1079	99,08%	2	0,18%
20,5	1	100,00%	0	0,00%
22,5	6	54,55%	0	0,00%
23,5	2	100,00%	2	100,00%
25	75	3,95%	50	2,63%
26	1	25,00%	0	0,00%
26,7	0	0,00%	0	0,00%
30	0	0,00%	0	0,00%
31,5	23	100,00%	9	39,13%
32	4	100,00%	0	0,00%
33	2	100,00%	1	50,00%
34	0	0,00%	0	0,00%
36	88	100,00%	56	63,64%
38	43	100,00%	43	100,00%
40	417	31,42%	406	30,60%
TOTALES	1778	33,91%	574	10,95%

Tabla 5.12. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (3150 kVA-40 MVA)

Podemos observar que del total de transformadores pertenecientes a este rango de potencias dentro de la flota (5243), solo el 10,95 % de ellos cumplirían lo requisitos que se requieren para 2021, y únicamente el 33,91 % cumplen para los requisitos que se establecieron para 2015. Esto se debe a que el transformador más joven del que se tiene constancia (ya que en muchos de ellos no aparece la fecha de fabricación) es de 2012, cuando este Reglamento no era tan restrictivo, aunque en general, los que se

fabricaron a partir de 2005 cumplen bien con la normativa de 2015 aunque como vemos pocos de ellos cumplen la de 2021. Por otro lado, muchos de los transformadores datan de antes de 1990, aunque en muchos de ellos la última fecha de mantenimiento sí que data después del 2000, lo que ha podido mejorar aislamientos y así mejorar el valor de la eficiencia.

ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE GRAN POTENCIA

Una vez analizado los trasformadores de nuestra flota considerados de media potencia, procedemos de la misma manera para los transformadores que en el Reglamento 548/2014 considera de gran potencia. En este se incluyen desde los 4 MVA hasta los 100 MVA, pero los estudiados previamente (3150 kVA-40 MVA) los considera a la vez de media y gran potencia, por lo tanto, trabajaremos desde los 40 MVA hasta los 100 MVA como transformadores de gran potencia.

7.1 Normativas tabuladas

En la siguiente Tabla se plasma los valores mínimos del PEI que regula el Cuadro I.7 del Anexo 1 del Reglamento N.º 548/2014:

MVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
50	99,696	99,734
63	99,709	99,745
80	99,723	99,758
≥100	99,737	99,770

Tabla 5.13. Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes sumergido. [16]

A su vez, aunque no incluyamos los transformadores con refrigeración seca en este estudio, podemos aprovechar para hacer una comparación grafica entre ambos tipos (refrigeración en aceite y seca).

En la siguiente Tabla observamos los requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes y refrigeración seca:

MVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
50	99,585	99,623
≥63	99,590	99,626

Tabla 5.14. Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos. [16]

En el siguiente gráfico comparamos ambas normativas:

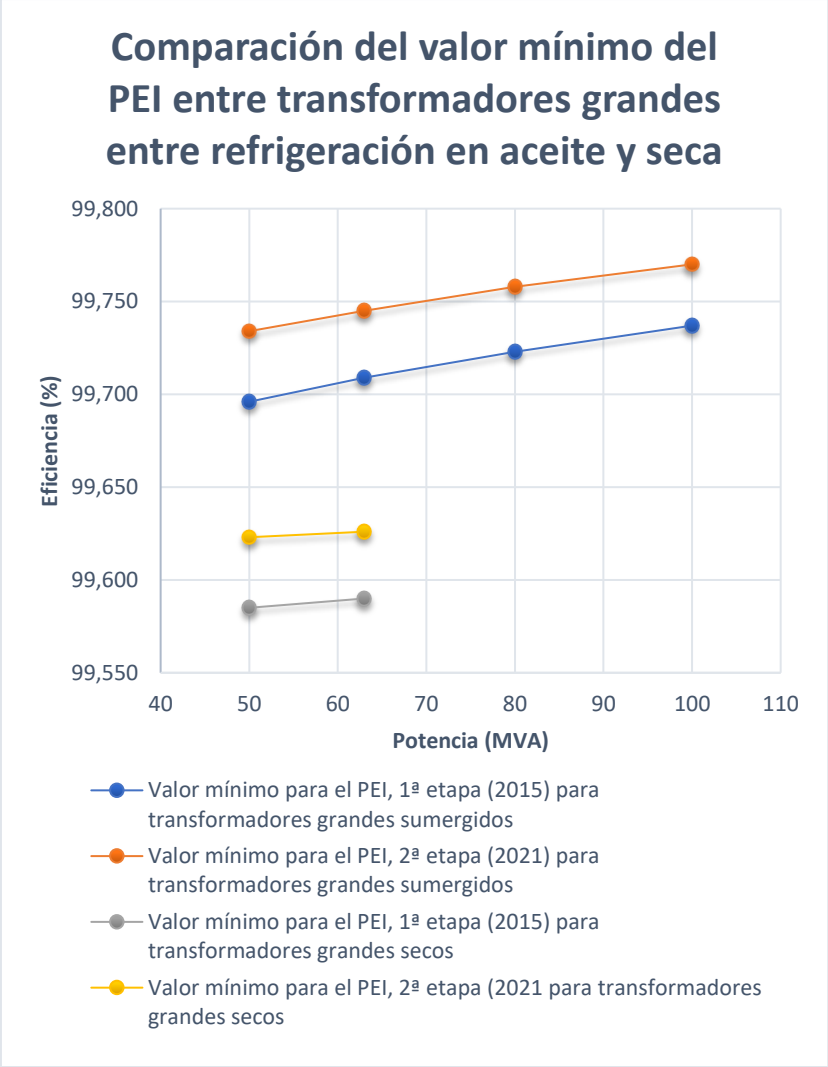


Figura 5.15. Comparación del valor mínimo del PEI entre transformadores grandes entre refrigeración en aceite y seca

Aunque existen pocos datos para transformadores grandes con refrigeración seca, sí que es visible que para los de refrigeración en aceite se les exige un mayor valor mínimo del PEI.

7.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota y comparación con la normativa europea

7.2.1 Comparación gráfica

En el siguiente gráfico comprobamos visualmente nuestra flota de transformadores en el rango de potencias desde 40 MVA hasta 100 MVA, junto con los reglamentos de 2015 y 2021.

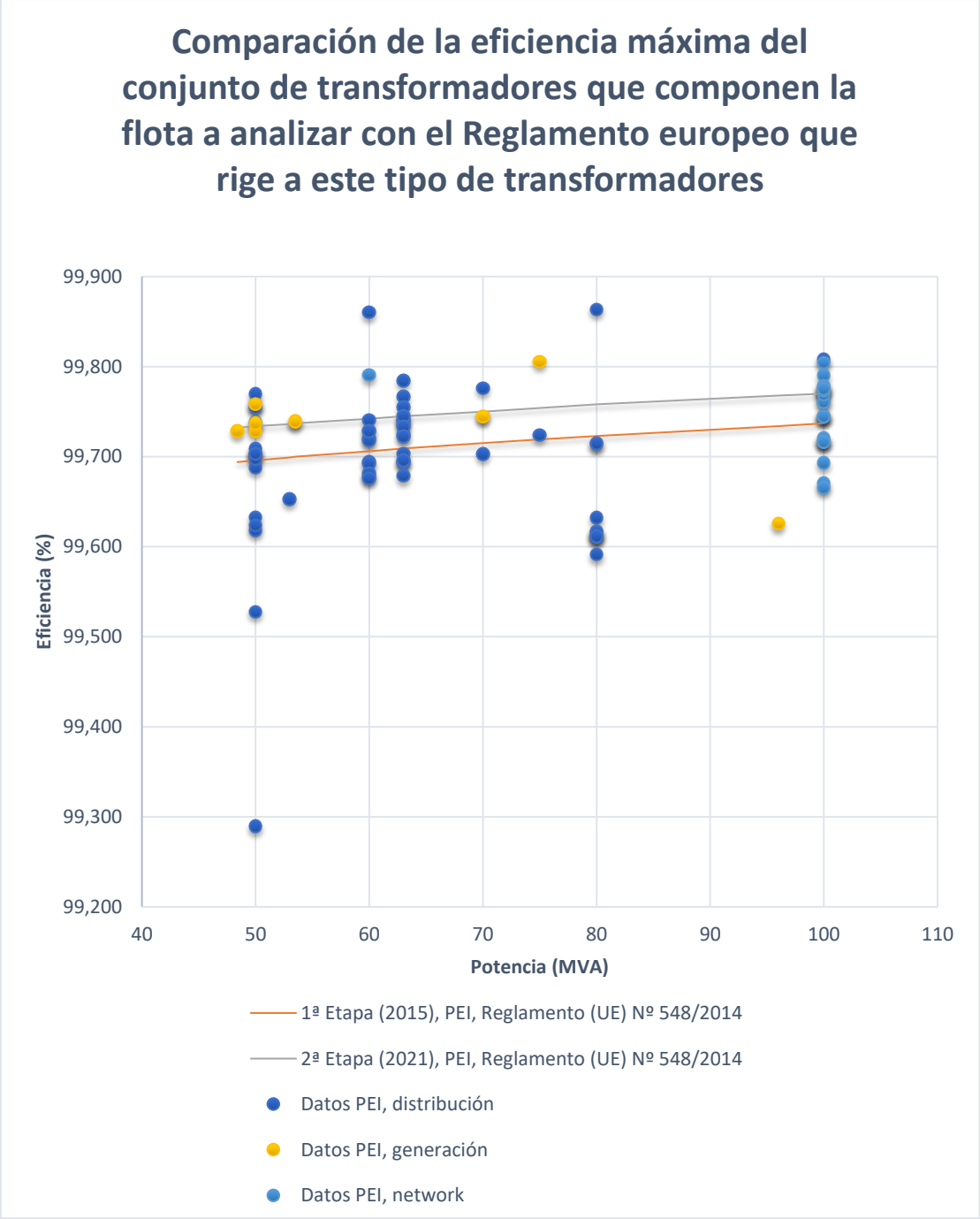


Figura 5.16. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores.

Podemos observar que la mayoría de nuestros ejemplares pertenecientes a la flota poseen un valor de eficiencia máxima que es mayor que el valor mínimo del PEI establecido por el Reglamento europeo para 2015, mientras que en lo que se refiere a lo establecido en la segunda etapa para 2021, la gran mayoría se encuentra por debajo de ello.

7.2.2 Excepciones

Hay un dato que se encuentra 0,4 puntos por debajo de sus compañeros con misma frecuencia. Observando la información que nos proporciona la base de datos vemos que tiene una eficiencia del 99,290 %, lo que está muy por debajo de la media. El problema está en que presenta unas perdidas en vacío dos veces mayores que los de su misma potencia (82,95 kW) y en carga presenta entre 1,5 y 2 veces más perdidas que los demás (380,06 kW). La fecha de fabricación data de 1973, mientras que no está especificada la fecha de la última actualización, lo que significa que no se ha hecho y probablemente el método de fabricación y tecnología de la época provoque este aumento en las perdidas y por lo tanto reducción de la eficiencia máxima.

7.2.3 Comparación analítica

Tras esta presentación, mediante interpolación lineal tal y como indica el Reglamento europeo, calcularemos el valor mínimo del PEI para las potencias que aparecen en ejemplares de nuestra flota, de tal manera que podamos proceder al análisis tal y como hicimos para los transformadores medianos anteriormente.

7.2.3.1 Interpolación de la normativa

En la siguiente Tabla se encuentran los datos del Reglamento europeo adecuado a las potencias de nuestra flota de transformadores por interpolación lineal.

MVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
48,4	99,694	99,732
50	99,696	99,734
53	99,699	99,736
53,5	99,700	99,737
60	99,706	99,742
63	99,709	99,745
70	99,715	99,750
75	99,719	99,754
80	99,723	99,758
96	99,734	99,768
100	99,737	99,770

Figura 5.17. Datos del Reglamento europeo adecuado a las potencias de nuestra flota de transformadores por interpolación lineal. [16]

7.3 Resultados

Una vez hecho el análisis gráfico, es necesario, al igual que en el caso anterior ese necesario un análisis numérico de la base de datos para dar los datos con exactitud. En la siguiente Tabla se exponen, por rango de potencias, el número de unidades que cumplen el valor mínimo de la máxima eficiencia propuesto en la Tabla 5.17 por el Reglamento europeo y el porcentaje, primero por rango de potencias y en amarillo el total, que supera dicho reglamento.

MVA	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2015 (T1)	%	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2021 (T2)	%
48,4	1	100,00%	0	0,00%
50	231	84,31%	190	69,34%
53	0	0,00%	0	0,00%
53,5	2	100,00%	2	100,00%
60	29	47,54%	2	3,28%
63	118	50,21%	92	39,15%
70	27	84,38%	25	78,13%
75	10	100,00%	5	50,00%
80	76	45,78%	76	45,78%
96	0	0,00%	0	0,00%
100	134	20,74%	100	15,48%
TOTALES	628	43,70%	492	34,24%

Tabla 5.15. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (40 MVA-100 MVA)

ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE MÁS DE 100 MVA DE POTENCIA

Por último, quedan por analizar en el marco energético los transformadores de más de 100 MVA.

8.1 Normativa tabulada

Estos, no están contemplados en el Reglamento europeo, simplemente establecen que para potencias mayores o iguales a 100 MVA:

MVA	1ª etapa (a partir del 1 de julio de 2015)	2ª etapa (a partir del 1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del PEI (%)	
≥100	99,737	99,770

Tabla 5.16. Reglamento europeo para transformadores grandes sumergidos con una potencia de 100 MVA o superior. [16]

8.2 Eficiencias de las unidades de nuestra flota y comparación con la normativa europea

En el siguiente gráfico se señalan las eficiencias de todas las unidades de nuestra flota, junto con el reglamento europeo para 2015 (T1) y para 2021 (T2).

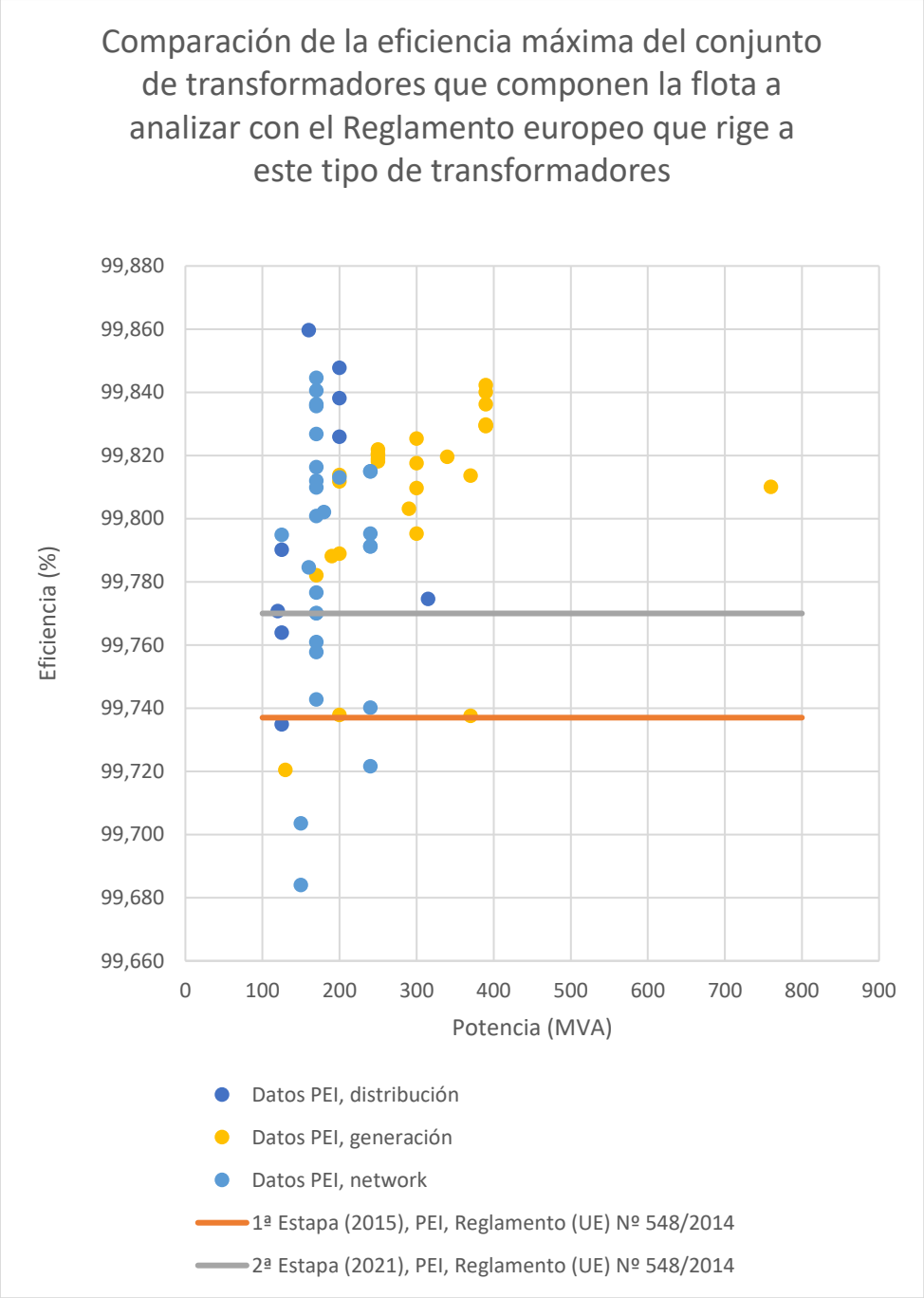


Figura 5.18. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores (≥ 100 MVA)

El reglamento no entra en estos rangos de potencia, como se observa en el gráfico hay otros rangos donde la capacidad de mejora o de optimización es mucho mayor que en transformadores de este tipo y en el punto 5 de las consideraciones establece que determinadas categorías de transformadores no deben entrar en el ámbito de aplicación del presente

Reglamento. El consumo de energía y el potencial de ahorro de estos transformadores es insignificante en comparación con los otros.

8.3 Resultados

Aunque el resultado es más que visible en el gráfico, procedemos a un estudio analítico más exacto, tal y como hemos hecho para los demás rangos de potencias.

MVA	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2015 (T1)	%	Cantidad que cumplen el Reglamento para 2021 (T2)	%
120	4	100,00%	4	100,00%
125	58	98,31%	57	96,61%
130	0	0,00%	0	0,00%
150	0	0,00%	0	0,00%
160	2	100,00%	2	100,00%
170	162	100,00%	126	77,78%
180	2	100,00%	2	100,00%
190	24	100,00%	24	100,00%
200	8	100,00%	7	87,50%
240	11	24,44%	9	20,00%
250	6	100,00%	6	100,00%
290	1	100,00%	1	100,00%
300	57	100,00%	57	100,00%
315	1	100,00%	1	100,00%
340	5	100,00%	5	100,00%
370	97	100,00%	14	14,43%
390	6	100,00%	6	100,00%
760	4	100,00%	4	100,00%
TOTALES	448	87,67%	325	63,60%

Tabla 5.17. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (≥100)

Vemos como prácticamente todas las unidades cumplen el reglamento para 2015 y como la gran mayoría lo cumplen para 2021, aun sabiendo que todos los transformadores de la flota han sido construidos antes de 2015. Esto reafirma que hay algunas categorías que no merece la pena reglamentar ya que su eficiencia es muy alta comparada con otros rangos de potencias menores.

CAPÍTULO 6. POTENCIAL DE AHORRO DE CO_2 DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES EUROPEOS

ÍNDICE

ÍNDICE 220

INTRODUCCIÓN 221

CANTIDAD DE $CO2$ EMITIDO POR UNIDAD DE POTENCIA GENERADO .. 222

3.1 Clasificación por países 222

3.2 España 224

3.3 Francia 225

3.4 Noruega 226

3.5 Valor medio europeo $g\ CO2\ /\ kWh$ generado 226

NÚMERO DE TRANSFORMADORES EN EUROPA Y EXPECTATIVAS 228

POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO 229

5.1 Potencial de ahorro por categorías 229

5.1.1 Conclusiones 230

5.2 Comparación del potencial de ahorro con las pérdidas totales en la flota 231

CONVERSIÓN DE RESULTADOS A EMISIONES DE $CO2$ 233

6.1 Primera alternativa 233

6.2 Segunda alternativa 233

6.3 Conclusiones 234

INTRODUCCIÓN

Tras cuatro años en los cuales Europa redujo sus emisiones de CO_2 sobre un 3,1 % por año, en 2015 este nivel aumento un 1,3 % comparado con los niveles del año anterior (2014). En 2015 se emitieron alrededor de 3500 millones de toneladas de CO_2, 50 millones de toneladas más que en 2014. En particular, en España e Italia las emisiones crecieron un 7 % y un 5 % respectivamente. La principal razón es que en España por un aumento del 24 % en el consumo de carbón, Italia por su parte aumento un 8 % el consumo en petróleo y gas natural. [43]

De estos 3500 millones de toneladas de CO_2 casi 31 millones de toneladas de CO_2 fueron debidas a perdidas únicamente en los transformadores. [43]

Con la normativa europea, entre 2015 y 2021 se pretende reducir en 3,7 millones de toneladas las emisiones de CO_2. Estas nuevas normas reguladores que promueven y obligan al eco diseño se añade a una lista de más de veinte Regulaciones de eco diseño realizadas para maquinas industriales y del hogar, motores y bombas, refrigeración y ventilación. [44]

Solo con estas normas reguladoras que promueven el eco diseño se prevé que contribuirá a un tercio de los objetivos de eficiencia energética acordados por Europa para 2020. [44]

En este apartado, trataremos de analizar las perdidas en términos de potencia que poseen los transformadores de nuestra flota europea, estableciendo como limites los establecidos por el Reglamento Europeo N.º 548/2014 que regula la eficiencia en transformadores, de tal manera que podamos observar el potencial de ahorro que tenemos en las dos etapas en las que se divide la normativa (2015 y 2021). Por la falta de datos el objetivo de extrapolar los datos a nivel europeo se muestra inalcanzable.

CANTIDAD DE CO_2 EMITIDO POR UNIDAD DE POTENCIA GENERADO

Para ello deberemos estudiar cual es la equivalencia entre potencia generada y cantidad de CO_2 que se emite en Europa.

Esta equivalencia está en constante cambio y varía dependiendo de donde esté situado el transformador. Por ejemplo, las pérdidas que se producen en un transformador elevador utilizado para introducir a la red eléctrica la potencia generada por un parque de aerogeneradores no equivaldrán a la misma cantidad de CO_2 que el mismo tipo de transformador que inyecta potencia a la red eléctrica proveniente de una central térmica de carbón.

Entre los países que forman Europa ocurre exactamente lo mismo, gracias a la página web "electricitymap.org" podemos conocer a tiempo real la equivalencia entre potencia generada y cantidad de CO_2 emitida.

3.1 Clasificación por países

La clasificación, siendo los primeros los que menos cantidad de CO_2 emiten por unidad de potencia generada es la siguiente (existen cambios mínimos a lo largo del día, esta clasificación es de un jueves a las 17h)

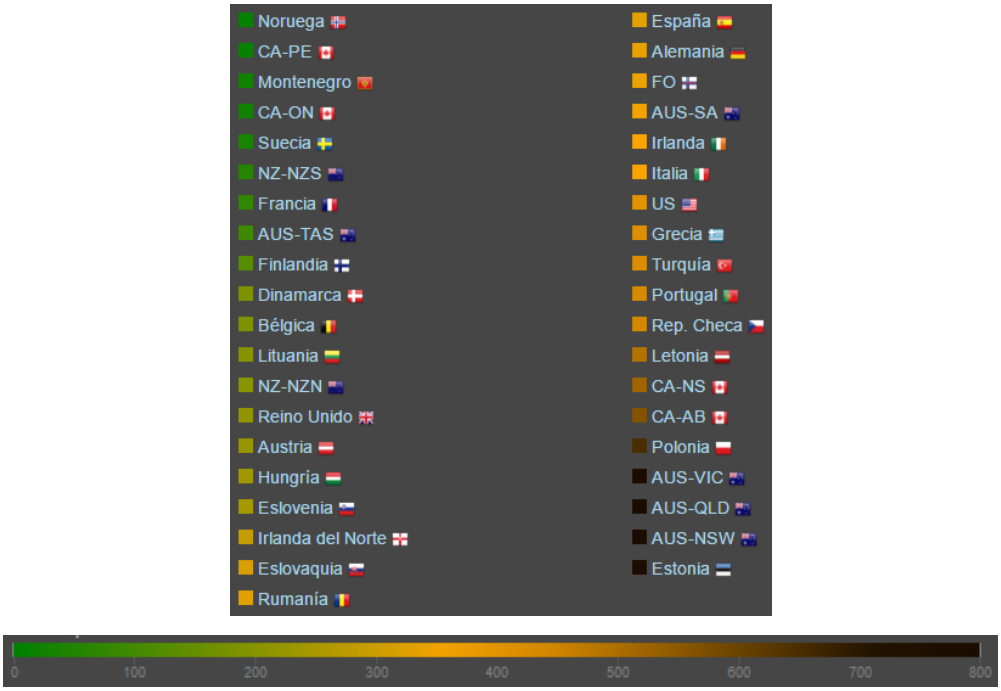


Figura 6.1. Clasificación de los países con menos ratio CO_2 emitido/unidad de potencia generada. [45]

Observamos como Los países nórdicos son los que menos ratio de CO_2 emitido/unidad de potencia generado tienen.

En la siguiente imagen podemos ver el conjunto de países europeos de la misma manera:

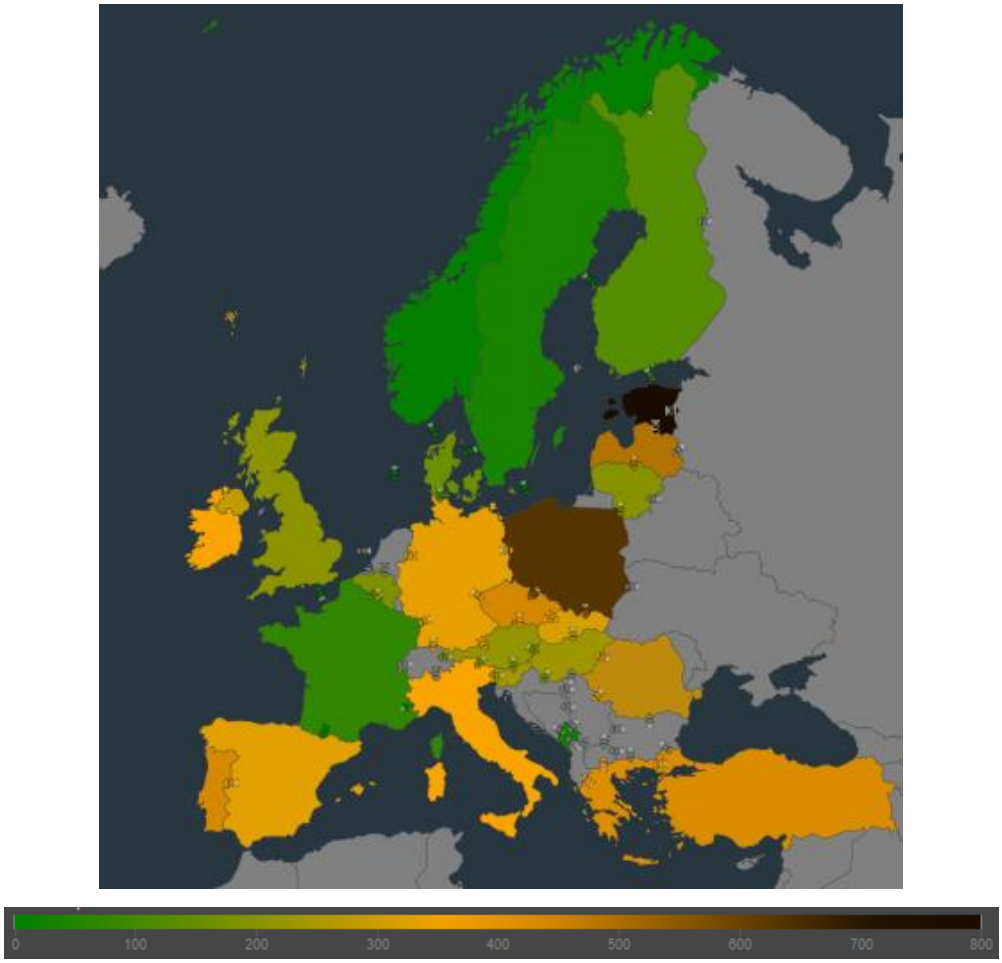


Figura 6.2. Mapa de países de Europa con su ratio $g\ CO_2\ /\ kWh$. [45]

Comparando por ejemplo España, Francia y Noruega, nos podemos hacer una idea de las diferencias de emisiones que puede haber entre unos países y otros de Europa.

3.2 España

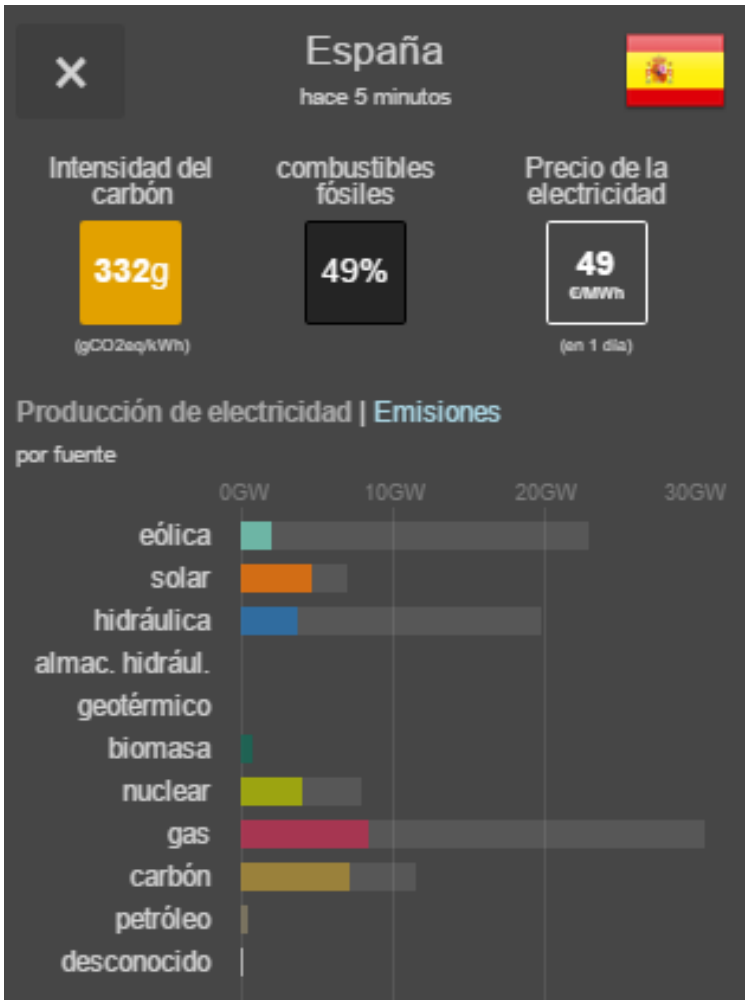


Figura 6.3. Desglose de la producción de energía eléctrica en España y ratio $g\ CO_2\ /\ kWh$. [45]

Como vemos el uso del carbón cuando no hay demasiado viento aprovechable para la generación eléctrica (ya que hay instalados 23 GW de potencia) aumenta en gran medida, junto a la utilización del gas natural el ratio de $g\ CO_2\ /\ kWh$ emitidos.

3.3 Francia

Si observamos Francia:

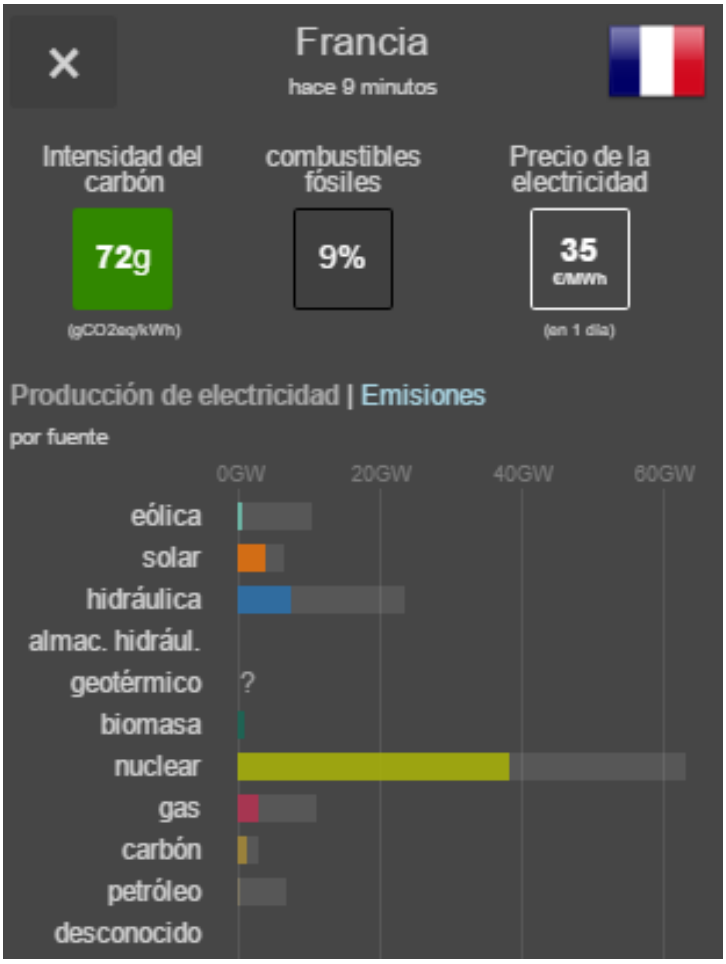


Figura 6.4. Desglose de la producción de energía eléctrica en Francia y ratio g CO_2 / kWh. [45]

Observamos unas notables diferencias, la energía nuclear, que no emite CO_2 durante su explotación, junto con la gran potencia instalada de este tipo de energía hacer que sea una energía más barata (14 € más barata por MWh que en España) y más limpia, sin entrar a los peligros e inconvenientes que presenta este tipo de energía.

3.4 Noruega

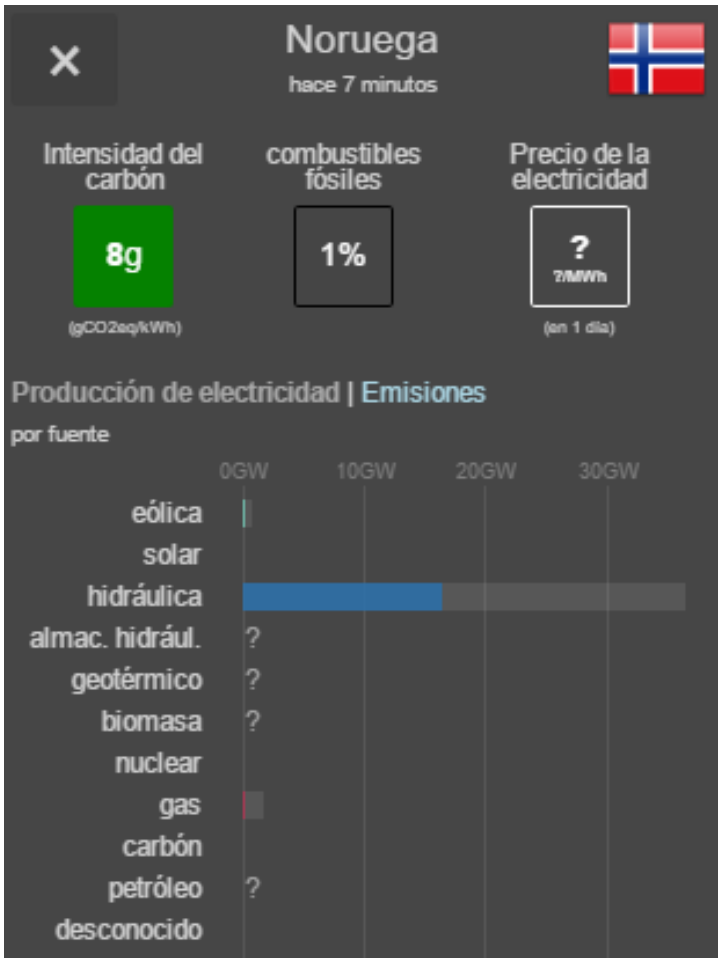


Figura 6.5. Desglose de la producción de energía eléctrica en Noruega y ratio $g\ CO_2\ /\ kWh$. [45]

En noruega prácticamente toda la energía consumida es producida por fuentes renovables, además suministra energía limpia a Dinamarca, Finlandia, Suiza y Holanda, haciendo que el ratio de $g\ CO_2\ /\ kWh$ se reduzca en estos países también. La población, situación geográfica y su aprovechamiento hace que Noruega sea un país de ejemplo de la autonomía enérgica a base de fuentes renovables.

3.5 Valor medio europeo $g\ CO_2\ /\ kWh$ generado

Estos datos son muy interesantes, pues para que nuestros datos cuadren tendremos que fijarnos de qué países proceden nuestra flota para, a la hora de hacer equivalencias en cantidades de CO_2, ser lo más exactos posibles.

Para estudiar el caso de Europa, cogeremos la media de gramos de CO_2 emitidos por kilovatio-hora generado, que, para el año 2016 (no se encuentran datos más recientes) se encuentra en 420 $g\ CO_2 / kWh$. [57]
Posteriormente haremos una media de la cantidad de CO_2 por kWh que suponen los transformadores de nuestra flota teniendo en cuenta el lugar de procedencia de nuestro transformador.

NÚMERO DE TRANSFORMADORES EN EUROPA Y EXPECTATIVAS

La cifra de transformadores en Europa en 2011 fue de 3,6 millones de unidades [46], esperando llegar a 4,7 millones en 2025, por lo tanto, algo más de un millón de ejemplares va a ser instalado lo que equivale a algo más de un cuarto de la población actual de transformadores, que tendrán que ser tan eficientes como la normativa exige, y por lo tanto conseguiremos reducir el porcentaje emisiones de CO_2 emitido por kWh generado.

POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO

Como hemos dicho anteriormente, nuestro objetivo ahora es calcular el ahorro energético que supondría el hecho de que los transformadores que no llegan a cumplir la normativa vigente pasaran a tener como mínimo dicho valor. Haremos el estudio tanto para la primera etapa que estipula el reglamento para 2015 (T1) como la segunda etapa en 2021 (T2).

5.1 Potencial de ahorro por categorías

Vamos a realizar este cálculo en primer lugar por categorías, de tal manera que podamos ver qué categoría de transformadores son los que mayor ahorro supone invertir en una mejora de la eficiencia. El ahorro lo obtenemos el MW, posteriormente pasamos estos datos $GWh/año$ de tal manera que podamos, en segundo lugar, pasar estos datos a cantidad de CO_2 que tenemos el potencial de ahorrar.

En la siguiente Tabla observamos el ahorro energético que se produce en la flota al hacer cumplir a las unidades que la componen el valor del PEI mínimo que exige en cada una de las dos etapas, T1 y T2:

	T1 (GWh/año)	T2 (GWh/año)
Distribución	104,138	281,844
Tracción	2,759	4,930
Network	98,353	192,154
Generación	1,623	61,426
TOTAL	206,873	540,354

Tabla 6.1. Potencial de ahorro de energía en la flota de transformadores.

En el siguiente gráfico vemos las diferencias entre las distintas categorías y entre las dos etapas que conforman la normativa europea:

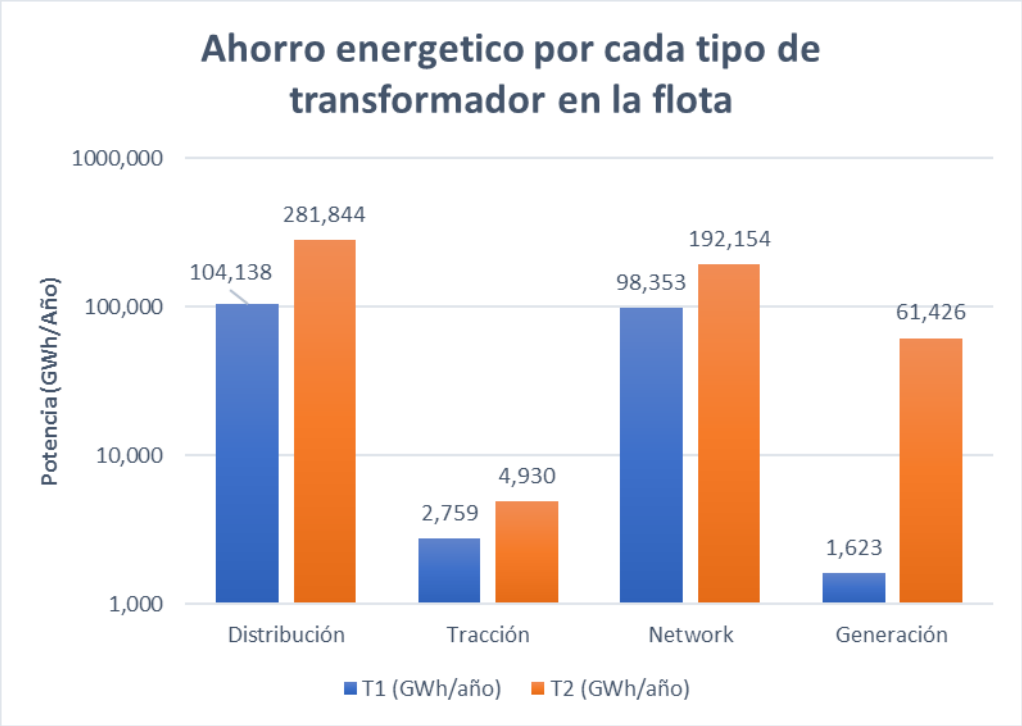


Figura 6.6. Comparación del potencial de ahorro en las diferentes categorías de la flota de transformadores

5.1.1 Conclusiones

Observamos como en los trasformadores de distribución como en los de transmisión (Network), en la primera etapa de la normativa (T1 2015) ambos potenciales de ahorro son similares, aunque el número de unidades de la categoría de distribución es unas ocho veces mayor que la de transmisión (Network), pero esta diferencia se compensa con la potencia media de las unidades que componen la categoría de transmisión, 98,7 MVA frente a un 32,8 MVA por parte de la categoría de distribución, por ello ambos potenciales de ahorro son comparables. En la segunda parte de la normativa T2 (2021) esta diferencia se dispara y el potencial de ahorro crece mucho más rápido en los transformadores de distribución de la flota que en los de transmisión (Network).

Los transformadores de tracción y generación poseen un reducido número de unidades que componen la flota un 2 % y un 5,4 % respectivamente, y esto se ve reflejado en el potencial de ahorro, ya que es mucho más reducido que los otros dos (la categoría de distribución abarca el 81 % de

los transformadores de la flota por lo que es comprensible que el potencial de ahorro energético sea mucho mayor).

5.2 Comparación del potencial de ahorro con las pérdidas totales en la flota

Si hacemos este mismo gráfico comparando el potencial de ahorro con las pérdidas totales que se producen en la flota (9,29 $TWh/año$), tenemos:

	T1 (%)	T2 (%)
Distribución	5,202	14,079
Tracción	14,999	26,800
Network	9,217	18,007
Generación	0,192	7,265
TOTAL	5,260	13,739

Tabla 6.2. Potencial de ahorro de pérdidas comparado con las pérdidas totales de la flota en porcentaje.

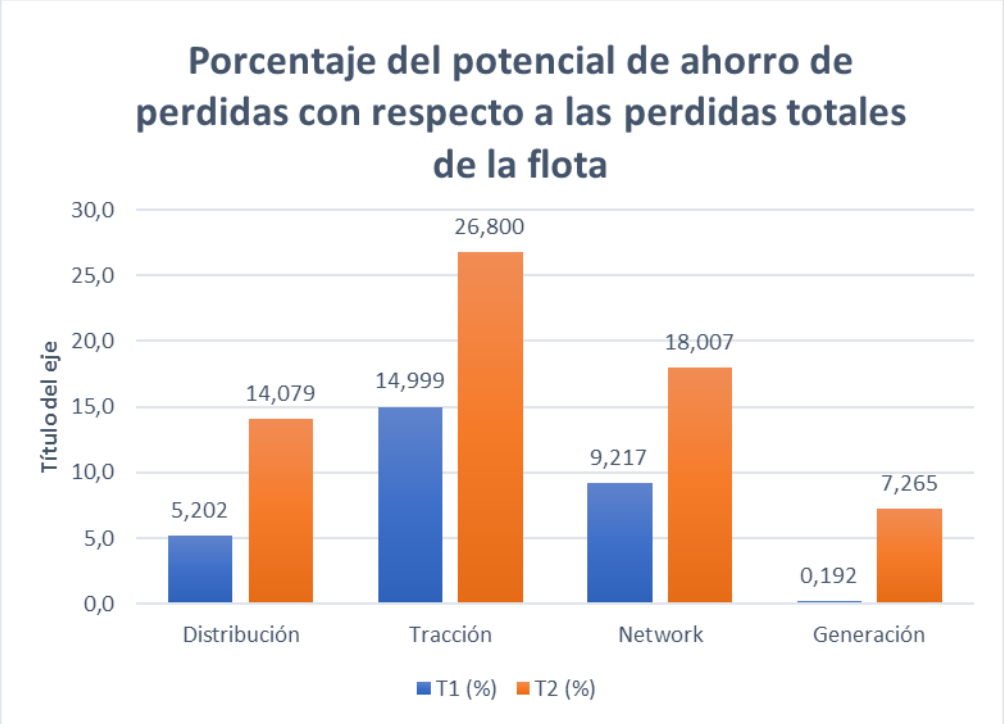


Figura 6.7. Gráfico ilustrativo del porcentaje de potencial de ahorro por categoría respecto a las pérdidas totales de la flota

Vemos que, donde más se deberían de reducir las pérdidas para alcanzar los niveles impuestos por la normativa son los transformadores de tracción, pero no es aquí donde se encuentra el mayor potencial de ahorro, sino que

esté se encuentra, como se demostró anteriormente, en los transformadores de distribución y de transmisión. Al reducir las pérdidas en un porcentaje totalmente posible con las nuevas tecnologías (un 13,7 % de media) de una flota de poco más de 7000 unidades, pueden suponer cientos de miles de toneladas de CO_2 que se dejan de emitir a la atmosfera en un año.

Lo más interesante seria poder extrapolar los datos a toda Europa, pero dado la poca cantidad de datos que tenemos se vuelve una tarea demasiado imprecisa. Nuestros transformadores datan de entre 1973-2012, por lo tanto, en teoría a ninguno les afecta la normativa, ya que es para transformadores fabricados e introducidos en la red eléctrica a partir de 2015. Por otra parte, estos transformadores poseen una vida de entre 30-40 años, por lo que van a tener que irse sustituyendo por otros que, si deban cumplir la normativa, pero en nuestro estudio esto se hace para todos de una vez.

Por ello denominamos a este apartado potencial de ahorro. Las emisiones que se dejarán de emitir a largo plazo cuando se vayan sustituyendo los antiguos transformadores (los menos eficientes) por los nuevos que cumplan las normativas de diseño eficiente.

CONVERSIÓN DE RESULTADOS A EMISIONES DE CO_2

El siguiente paso es la conversión de estos datos a niveles de emisión de CO_2 y hacer las comparativas pertinentes e intentar extrapolar los resultados a Europa. Para ello vamos a hacer dos vertientes.

6.1 Primera alternativa

En la primera escogeremos el valor medio de la equivalencia de gramos de CO_2 producido por kWh producido medio en Europa en 2016 (último dato de 2015), se estima en 420 $g\ CO_2 / kWh$ generado para países pertenecientes a La Organización de Cooperación económica y desarrollo (OCED). [46]
Para la primera alternativa tendremos los siguientes ahorros de CO_2 :

	T1 (miles de Toneladas de CO2)	T2 (miles de Toneladas de CO2)
Distribución	43,738	118,374
Tracción	1,159	2,071
Network	41,308	80,705
Generación	0,682	25,799

Tabla 6.3. Potencial de ahorro de CO_2 emitido para nuestra flota anualmente (primera alternativa).

6.2 Segunda alternativa

En la segunda, dado que tenemos acceso a este dato de cada país que conforma la flota, haremos una media ponderada del valor significativo que aporta cada país a la flota europea en términos de cantidad de $g\ CO_2 / kWh$.
En la siguiente Tabla observamos la cantidad de unidades por país que posee nuestra flota, junto con los datos obtenidos por electricitymap.org [45] para obtener los gramos de CO_2 emitidos por kWh generado y ponderar el peso que tiene cada país.

Pais	Unidades	gCO2/kWh	Contribución Unitaria
Reino Unido	4	293	0,16
Suecia	22	40	0,12
España	2360	332	109,05
Rumania	15	304	0,63
Portugal	17	386	0,91
Polonia	203	723	20,43
Noruega	23	8	0,03
Italia	3405	326	154,49
Francia	1136	67	10,59
Croacia	6	Sin dato	Sin dato
TOTAL	7185		296,42

Tabla 6.4. Contribución unitaria por país a la cantidad de emisiones de CO_2 emitida por kWh generado.

Observamos que entre una consideración y otra hay valores muy diferentes, pasamos de 420 $g\ CO_2 / kWh$ [46] como media europea en 2015 a 296,42 $g\ CO_2 / kWh$ [45] como media en nuestra flota. Esto es debido en primer lugar a que la proporción de transformadores por país que contiene la flota, no es la misma que la realidad en Europa. Otra razón puede ser que los datos de la Tabla son a tiempo real, cogidos en 2017, mientras que la media europea es un dato de 2015.

Para la segunda alternativa tenemos la siguiente tabla:

	T1 (miles de Toneladas de CO2)	T2 (miles de Toneladas de CO2)
Distribución	30,869	83,545
Tracción	0,818	1,461
Network	29,154	56,959
Generación	0,481	18,208

Tabla 6.5. Potencial de ahorro de CO2 emitido para nuestra flota anualmente (segunda alternativa).

6.3 Conclusiones

Vemos como al reducir las emisiones de CO_2 medias también reducimos el potencial de ahorro que existe, esto quiere decir que cuanto menor sea este valor, mayor índice de energía limpia producimos, tal y como hemos visto que sucede en Noruega, Suecia o Finlandia, aunque gran parte de la potencia que se genera en estas dos últimas es gracias a la energía nuclear (la cual, aunque no emita CO_2 en el proceso de generación, tiene otras

desventajas y peligros, pero también es una energía que se utiliza como base y no es nociva para el cambio climático y el efecto invernadero).

Para extrapolar los datos al marco europeo nos encontramos con ciertas dificultades, lo primero es que las normativas solo afectan a los transformadores que se fabriquen después de la fecha que indica la normativa (T1-2015, T2-2021), mientras que las unidades que pertenecen a la flota datan de entre 1977-2013, por lo tanto, ninguna de estas normativas se les llegaría a aplicar. Otro dato que no tenemos es el número de horas que un transformador trabaja al año, por ejemplo, una estación transformadora de una central nuclear funcionara durante tres años seguidos prácticamente sin cambios en el índice de carga, pero una estación transformadora conectada a una central hidráulica estará funcionando cuando se deje correr el agua a través de la turbina. Estos datos son muy difíciles de encontrar y generalizar para un territorio como es Europa. Por último, dependiendo del tipo de central al que está conectada cada estación transformadora, no se emitirá la misma cantidad de CO_2, por ejemplo, una estación transformadora conectada a un parque de aerogeneradores, aunque la eficiencia sea reducida y se pierdan kWh, lo equivalente a emisiones de CO_2 va a ser insignificante comparado con una estación transformadora que sea muy eficiente, pero sea responsable de transformar la potencia que genera una central de carbón.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Desde hace varias décadas, los países y territorios más desarrollados energéticamente redactan normativas y reglamentos para la eficiencia de los transformadores dependiendo del rango de potencias y del sistema de refrigeración, de obligado cumplimiento para avanzar en la carrera para la eficiencia energética. Hemos podido observar en el marco mundial como los transformadores chinos con núcleos de acero amorfo son los que más restringida tienen la mínima eficiencia que deben cumplir, lo que nos indica cuál es el camino a seguir para mejorar el rendimiento de los transformadores.

Gracias a los métodos computacionales que nos ayudan a analizar nuevos diseños y a ver el comportamiento de nuevos materiales y estructuras, se abarata y se acelera enormemente el avance tecnológico.

Otros países menos desarrollados deben adoptar normativas de aquellos que llevan más tiempo en el desarrollo de la eficiencia para ser competitivos, aprovechándose de los avances que se están realizando con el objetivo de alcanzar la eficiencia energética lo antes posible.

Hemos podido comprobar como la gran mayoría de los transformadores europeos entre 4 MVA y 100 MVA de potencia no cumplen con la normativa vigente, mientras que la gran mayoría de los transformadores de potencia mayor que 100 MVA sí que superan las restricciones impuestas por la normativa para la primera etapa (T1 2015), por lo tanto, es en los primeros donde hay que centrarse ya que además, hemos comprobado que el 93 % de los transformadores de nuestra flota pertenecían a ese rango de potencias (4-100 MVA). Es aquí donde se encuentra el mayor potencial de mejora de la eficiencia de los transformadores, en la sustitución paulatina de los transformadores más antiguos y la introducción al mercado energético de transformadores que superen las restricciones europeas para la eficiencia.

Este potencial de ahorro no es sólo energético, también lo es medioambiental, ya que podemos pasar las pérdidas de potencia que se

producen en los transformadores a emisiones equivalentes de CO_2 a la atmósfera. Investigando sobre el valor de equivalencia de emisiones de CO_2 por unidad de potencia generado, hemos podido observar como este parámetro no es una constante, sino que varía en cada lugar del mundo y en cada momento en que se mide. Esto es debido a que la cantidad de CO_2 que se emite a la atmósfera por cada unidad de potencia que se genera (lo más común es que se mida en kWh) depende de cómo ha sido generada esa energía eléctrica, hemos visto como aquellos países cuyas fuentes de energía son fuentes renovables o energía nuclear poseen unas emisiones de CO_2 por unidad de potencia generada mucho menores que aquellos que utilizan como fuente principal los combustibles fósiles. Esto nos ha llevado a la conclusión de que mientras no se proponga una seria regeneración energética en la que se inviertan recursos y se compartan conocimientos para hacer factible una generación energética limpia, controlada e ininterrumpida que cubra la curva de la demanda en cada momento, tendremos que seguir invirtiendo grandes recursos en la mejora de la eficiencia en los transformadores, ya que, al no intervenir en la generación, es en la distribución donde el potencial de mejora es mayor.

Esto también nos lleva a la conclusión de que el potencial de mejora medioambiental no es igual en todos los países de la unión europea, ya que aquellos cuyas emisiones son muy reducidas, no por hacer la misma inversión económica para mejorar la eficiencia de sus transformadores van a reducir la misma cantidad de emisiones que otros países cuyas fuentes energéticas producen grandes emisiones, al igual que no es lo mismo mejorar la eficiencia de los transformadores que conforman una subestación que eleva la tensión de la energía eléctrica que produce un parque de aerogeneradores, que mejorar la eficiencia de una subestación transformadora que realiza la misma función en una central cuya fuente de energía son combustibles fósiles.

La mejora paulatina de la eficiencia en los transformadores es necesaria, y los nuevos métodos tecnológicos que se están desarrollando hacen que este proceso sea mucho más sencillo y barato. Estas mejoras nos

proporcionaran grandes ahorros energéticos, pero si la demanda sigue subiendo tal y como lo viene haciendo, la red eléctrica va a tener que aumentar y por lo tanto las perdidas en distribución también, por lo tanto, se puede concluir que las claves están en una regeneración paulatina de todo el sistema eléctrico. Dentro de esta regeneración, la más importante se encuentra en la generación, donde debemos apostar por invertir en fuentes limpias, renovables y sostenibles, junto con una mejora tecnológica en la distribución (mejora de la eficiencia de transformadores junto con un aumento de la tensión de distribución para reducir las pérdidas en los conductores) y en una concienciación social a la hora del consumo.

RELACION DE TABLAS Y FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 0.1. Perdidas eléctricas estimadas en la red eléctrica (TWh) y porcentaje de pérdidas con respecto a la producción total de energía eléctrica. [60] 14
Tabla 1.1. Identificación de cada tipo de refrigerante según el IEC..... 38
Tabla 1.2. Identificación del modo de circulación del refrigerante según el IEC 38
Tabla 2.1. Evolución del material del núcleo. [56]..... 85
Tabla 2.2. Resumen de las posibles mejoras y efectos..... 88
Tabla 3.1. Comparación de la definición de la eficiencia por el IEC y el IEEE. 95
Tabla 3.2. Eficiencia mínima y propuesta para transformadores de distribución con refrigeración en aceite y 50% de carga. [18] 98
Tabla 3.3. Eficiencia mínima para transformadores de distribución refrigerados con aire al 50% de carga. [18]..... 99
Tabla 3.4. Perdidas máximas y eficiencia mínima en transformadores monofásicos con refrigeración líquida y un índice de carga del 50 %. [19] 102
Tabla 3.5. Perdidas máximas y eficiencia mínima en transformadores trifásicos con refrigeración líquida y un índice de carga del 50 %. [19] 102
Tabla 3.6. Eficiencia Voluntaria para Transformadores de Distribución Canadienses con refrigeración en aceite a 50% Carga. [20]..... 105
Tabla 3.7. Mínima Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración seca a 50% Carga. [21]..... 105
Tabla 3.8. Mínima Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración seca a 50% Carga. [21]..... 106
Tabla 3.9. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos sumergidos y con núcleo magnético de grano orientado (CRGO: Cold-Rolled, Grain Oriented). [23] 109
Tabla 3.10. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos sumergidos y con núcleo magnético amorfo. [23]..... 110
Tabla 3.11. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos con refrigeración de tipo seco y núcleo magnético de grano orientado (CRGO: Cold-Rolled, Grain Oriented). [23] 111
Tabla 3.12. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores trifásicos con refrigeración de tipo seco y núcleo magnético amorfo. [23] 112
Tabla 3.13. Perdidas Máximas y Eficiencia para Transformadores monofásicos con refrigeración en aceite. [24] 112
Tabla 3.14. Pérdidas máximas totales y Eficiencia mínima para transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite. [25] 117
Tabla 3.15.Perdidas máximas y Eficiencia mínima en transformadores con refrigeración en aceite (MEPS). [26] 122

Tabla 3.16. Perdidas máximas y eficiencia para transformadores de Alta Eficiencia con refrigeración en aceite. [26] 122
Tabla 3.17. Perdidas máximas y Eficiencia mínima en transformadores con refrigeración seca. [26] 123
Tabla 3.18. Perdidas máximas y mínima eficiencia para transformadores monofásicos con refrigeración en aceite y 60 Hz y 40 % de carga. [27] 126
Tabla 3.19. Perdidas máximas y mínima eficiencia para transformadores trifásicos con refrigeración en aceite y 60 Hz. [27] 127
Tabla 3.20. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 3,3-6,6 kV / Baja Tensión. [28] 130
Tabla 3.21. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 22,9 kV / Baja Tensión. [28] 131
Tabla 3.22. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración seca de 22,9 kV / 3,3-6,6 kV. [28] 131
Tabla 3.23. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración en aceite de 3,3-6,6 kV / Baja Tensión. [30] 132
Tabla 3.24. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución con refrigeración en aceite de 22,9 kV / 3,3-6,6 kV. [30] 132
Tabla 3.25. MEPS y TEPS para transformadores de Distribución refrigerados en aceite de 22,9 kV / Baja Tensión. [30] 133
Tabla 3.26. Eficiencia actual y Eficiencia objetivo para Transformadores de distribución con refrigeración en aceite, con carga al 80%. [31] 137
Tabla 3.27. Eficiencia en 2010 y 2016 en transformadores de distribución sumergidos en aceite al 50 % de carga. [32] 140
Tabla 3.28. Eficiencia en 2007 y 2016 en transformadores de distribución de baja tensión con refrigeración seca y al 35 % de carga. [33] 141
Tabla 3.29. Eficiencia en 2010 y 2016 en Transformadores monofásicos de distribución de Media Tensión con refrigeración seca al 50 % de carga. [32] 142
Tabla 3.30. Eficiencia en 2010 y 2016 en Transformadores trifásicos de distribución de Media Tensión con refrigeración seca al 50 % de carga. [32] 143
Tabla 3.31. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración en aceite y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. [16] 149
Tabla 3.32. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración seca y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. [16] 150
Tabla 3.33. Cuadro I.3: Corrección de pérdidas debidas a la carga y en vacío en el caso de otras combinaciones de tensión de bobinas o bitensión

en una bobina o en ambas (potencia asignada no superior a 3 150 kVA). [16] 152
Tabla 3.34.. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración en aceite y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. y 50 % de carga. [16] 154
Tabla 3.35. Objetivos para las perdidas máximas (carga y vacío) y Eficiencia mínima para Transformadores trifásicos de media potencia con refrigeración seca y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. y 50 % de carga. [16] 154
Tabla 4.1. Lista de 21 transformadores de distribución, trifásicos, con refrigeración en aceite, con sus pérdidas y eficiencia calculada al 50 % de carga. [34] 171
Tabla 4.2. Resumen de la posibilidad de introducción de los transformadores que forman la flota en los diferentes territorios en función de su calidad de pérdidas. 176
Tabla 5.1.Porcentaje de los transformadores estudiados menores de 10 años 186
Tabla 5.2. Potencia máxima y mínima y media según la categoría 186
Tabla 5.3. Tensiones máximas y mínimas y media del lado de alta tensión según la categoría. 187
Tabla 5.4. Identificación de cada tipo de refrigerante según el IEC..... 187
Tabla 5.5. Identificación del modo de circulación del refrigerante según el IEC 188
Tabla 5.6. Clasificación por tipo de refrigeración según la categoría. ... 189
Tabla 5.7. Cantidades de ejemplares para cada rango de potencias (MVA) 193
Tabla 5.8 . Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos sumergidos. [16] 199
Tabla 5.9. Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos. [16]..... 200
En nuestro conjunto de transformadores de los cuales poseemos datos, todos ellos poseen refrigeración en aceite, por ello, aunque es ilustrativo ver en qué se diferencian las normativas para cada tipo de transformador, solo vamos a trabajar con la Tabla 5.10 "Valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos"..... 201
Tabla 5.11. Reglamento europeo para transformadores de media potencia interpolado para las potencias que presenta nuestra flota. [16]..... 206
Tabla 5.12. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (3150 kVA-40 MVA) 207
Tabla 5.13. Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes sumergido. [16]..... 209

Tabla 5.14. Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos. [16] 210
Tabla 5.16. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (40 MVA-100 MVA) 215
Tabla 5.17. Reglamento europeo para transformadores grandes sumergidos con una potencia de 100 MVA o superior. [16] 216
Tabla 5.18. Cantidad de transformadores pertenecientes a la flota a analizar que cumplen el Reglamento europeo en 2015 o en 2021 (≥100) 218
Tabla 6.1. Potencial de ahorro de energía en la flota de transformadores. 229
Tabla 6.2. Potencial de ahorro de pérdidas comparado con las pérdidas totales de la flota en porcentaje. 231
Tabla 6.3. Potencial de ahorro de $CO2$ emitido para nuestra flota anualmente (primera alternativa). 233
Tabla 6.4. Contribución unitaria por país a la cantidad de emisiones de $CO2$ emitida por kWh generado. 234
Tabla 6.6. Potencial de ahorro de CO2 emitido para nuestra flota anualmente (segunda alternativa). 234

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema del núcleo y devanados de un transformador [1] .. 20
Figura 1.2. Transformador ideal sin carga. [2] 21
Figura 1.3. Flujo de dispersión de un transformador. [2] 22
Figura 1.4. Microestructura de chapas de grano no orientado y de grano orientado respectivamente. [11] 27
Figura 1.5. Comparación de las perdidas y de la eficiencia para transformadores con núcleos diferentes [12] 30
Figura 1.6. Núcleo acorazado y de columnas. [1] 31
Figura 1.7. Núcleo de un transformador trifásico. [4] 31
Figura 1.8. Columnas y culatas de un transformador. [5] 32
Figura 1.9. Secciones transversales del núcleo en función de la potencia del transformador (secciones cruciformes). [1] 33
Figura 1.10. Bobinado de un núcleo trifásico. [4] 34
Figura 1.11. Devanado concéntrico y alternado. [1] 34
Figura 1.12. Componentes del sistema de refrigeración en aceite (cuba-tank, conservator-depósito de expansión). [4] 37
Figura 1.13. Tipos de sistemas de refrigeración para transformadores. [4] 39
Figura 1.14. Ejemplos y esquema de la refrigeración (ONAN y ONAF, respectivamente). [4] 39
Figura 1.15. Transformador con refrigeración en aceite. [4] 40
Figura 1.16. Transformador con refrigeración seca. [4] 40
Figura 1.17. Corrientes parásitas en el núcleo de un transformador. [13] 41
Figura 1.18. Aislador pasante. [5] 43
Figura 1.19. Relé Buchhloz. [14] 44
Figura 1.20. Transformador monofásico real. [1] 45
Figura 1.21. Un flujo sinusoidal provoca una fuerza electromotriz sinusoidal también. [2] 46
Figura 1.22. Transformador ideal sin carga y diagrama fasorial. [2] 48
Figura 1.23. Diagrama fasorial de parámetros eléctricos del transformador en carga. [2] 48
Figura 1.24. Circuito equivalente representando el núcleo imperfecto del transformador. [2] 53
Figura 1.25. Diagrama fasorial de un transformador real sin carga. [2] . 53
Figura 1.26. Transformador con núcleo infinitamente permeable sin carga. [2] 54
Figura 1.27. Representación de los flujos mutuos y se dispersión en un transformador con carga y acoplamiento imperfecto. [2] 55
Figura 1.28. Representación del flujo mutuo y de los flujos de dispersión. [2] 57

Figura 1.29. Separación de las tensiones inducidas por el flujo total (mutuo y dispersión). [2] 58
Figura 1.30. Representación de las perdidas por acoplamiento imperfecto y en los devanados del transformador. [2]..... 58
Figura 1.31. Circuito equivalente del transformador real. [2]..... 59
Figura 1.32. Circuito equivalente del transformador real reducido al primario. [1]..... 60
Figura 1.33. Simplificación del circuito equivalente del transformador real con el cual se realizan los ensayos. [1]..... 61
Figura 1.34. Conexión de los aparatos de medición en el transformador para el ensayo de vacío. [1]..... 63
Figura 1.35. Circuito equivalente del transformador en vacío. [1] 63
Figura 1.36. Diagrama fasorial del ensayo en vacío. [2] 64
Figura 1.37. Circuito de ensayo en cortocircuito. [1] 65
Figura 1.38. Circuito equivalente del transformador en el ensayo de cortocircuito. [1] 66
Figura 1.39. Balance de potencias en un transformador. [10]..... 71
Figura 1.40. Eficiencia del transformador con respecto al índice de carga y con diferentes factores de potencia. [10]..... 75
Figura 2.1. Modelo en bloques para la medida de la histéresis según el método propuesto por Preisach. [48] 79
Figura 2.2. Análisis del núcleo de un transformador por métodos finitos 3D. [49]..... 80
Figura 2.3. Solapado entre las láminas de un núcleo magnético (step-lap). [52]..... 81
Figura 2.4. Colocación de las chapas en posición paralela a la laminación (a), y en posición no paralela (b). [53]..... 82
Figura 2.5. Superposición de chapas que conforman el núcleo y perdidas por corrientes parasitas. [56]..... 85
Figura 3.1. Grafico comparativo de los Transformadores Trifásicos de distribución en Australia y Nueva Zelanda al 50 % de Carga 100
Figura 3.2. Eficiencia en Transformadores Trifásicos con refrigeración en aceite para tensiones de 15 - 24,2 - 36,2 kV..... 103
Figura 3.3. Evolución de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de refrigeración seca a 50 % de carga dependiendo del rango de tensiones en el lado de A.T. 107
Figura 3.4. Gráfico comparativo entre Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite de Grados 1 y 2 con núcleo magnético de grano orientado y de acero amorfo..... 113
Figura 3.5. Gráfico comparativo entre Transformadores trifásicos de distribución con refrigeración seca de Grados 1 y 2 con núcleo magnético de grano orientado y de acero amorfo..... 114

Figura 3.6. Gráfico comparativo de la eficiencia mínima (MEPS) para transformadores trifásicos de distribución refrigerados en aceite, con 5 tipos de calidad y al 50 % y 100 % de carga..... 119
Figura 3.7. Gráfico comparativo de las diferentes eficiencias de transformadores trifásicos con refrigeración en aceite y seca, con una tensión en el lado de A.T. ≤ 22 kV, al 50 % de carga para transformadores normales y de alto rendimiento. 124
Figura 3.8. Gráfico comparativo de la eficiencia para transformadores monofásicos y trifásicos con un índice de carga del 40 % entre 10-500 kVA y un 50 % de carga para > 500 kVA..... 128
Figura 3.9. Comparación entre la Eficiencia de Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca y en aceite, 3,3-6,6 kV en el primario y B.T. en el secundario 134
Figura 3.10. Comparación entre la Eficiencia de Transformadores de distribución trifásicos con refrigeración seca y en aceite, 22,9 kV en el primario y B.T. en el secundario 135
Figura 3.11. Gráfico comparativo de la Eficiencia actual y la Eficiencia objetivo en Transformadores trifásicos con refrigeración en aceite con tensiones en el L.P. de 15 kV, 18-25 kV y 34,5 kV 138
Figura 3.12. Grafico comparativo de la Eficiencia (2010-2016) en transformadores de distribución trifásicos con refrigeración en aceite (50 % de carga)..... 141
Figura 3.13. Gráfico comparativo de Eficiencia (2007-2016) en transformadores de distribución trifásicos de baja tensión con refrigeración seca (35 % carga) 142
Figura 3.14. Gráfico comparativo de Eficiencia (2010-2016) en Transformadores trifásicos de distribución de media tensión (20-45 kV, 46-95 kV y ≥96 kV), con refrigeración seca y al 50 % de carga..... 144
Figura 3.15. Gráfico comparativo de Eficiencias de diferentes Transformadores trifásicos de distribución en Estados Unidos..... 146
Figura 3.16. Grafico comparativo de Objetivos (2015-2021) para la Eficiencia en Transformadores trifásicos de media potencia y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. 151
Figura 3.17. Gráfico comparativo de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de media potencia y una tensión ≤ 24 kV en el lado de A.T. y ≤ 1,1 kV en el lado de B.T. para un coeficiente óptimo de carga y un índice de carga del 50% 155
Figura 3.18. Comparación de Normativa de la Mínima Eficiencia para Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración en aceite, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV. 158
Figura 3.19. Comparación de la Normativa de la Mínima Eficiencia para Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración seca, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV 160

Figura 3.20. Comparación de la Normativa para los Objetivos de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración en aceite, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV. 162
Figura 3.21. Comparación de las Normativas para los Objetivos de la Eficiencia en Transformadores trifásicos de distribución, con refrigeración seca, índice de carga del 50 %, tensión en el lado de A.T. ≤ 24,2 kV. 165
Figura 4.1. Gráfico comparativo de la Eficiencia en Transformadores de distribución, trifásicos y con refrigeración en aceite con calidades D1, D2 y D3. 172
Figura 4.2. Inclusión de la flota de transformadores en el marco de normativas mundiales rigente. 175
Figura 5.1. Función de los transformadores por categoría. [42] 181
Figura 5.2. Porcentaje de cada tipo de transformador según las cuatro categorías contempladas 183
Figura 5.3. Porcentajes de transformadores en cada país. 184
Figura 5.4. Porcentaje de cada tipo de transformador fabricado según las cuatro categorías contempladas en los últimos 10 años 185
Figura 5.5. Tipos de sistemas de refrigeración para transformadores. [4] 188
Figura 5.6.Porcentaje del tipo de refrigeración en los transformadores de la flota 189
Figura 5.7. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de distribución. 190
Figura 5.8. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de transmisión (network) 191
Figura 5.9. Porcentaje del tipo de refrigeración en transformadores de generación (GSU) 192
Figura 5.10. Porcentaje de transformadores por rango de potencias. Leyenda en MVA 193
Figura 5.11. Comparación de los valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos sumergidos200
Figura 5.12. Comparación de los valores mínimos del índice de eficiencia máxima (PEI) para transformadores de potencia medianos secos 201
Figura 5.13. Eficiencias de los transformadores trifásicos con refrigeración en aceite pertenecientes a la flota de transformadores (3150 kVA-40MVA) 202
Figura 5.14. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores 204
Figura 5.15. Comparación del valor mínimo del PEI entre transformadores grandes entre refrigeración en aceite y seca 210

Figura 5.16. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores. 212
Figura 5.17. Datos del Reglamento europeo adecuado a las potencias de nuestra flota de transformadores por interpolación lineal. [16] 214
Figura 5.18. Comparación de la eficiencia máxima del conjunto de transformadores que componen la flota a analizar con el Reglamento europeo que rige a este tipo de transformadores (≥ 100 MVA) 217
Figura 6.1. Clasificación de los países con menos ratio $CO2$ emitido/unidad de potencia generada. [45] 222
Figura 6.2. Mapa de países de Europa con su ratio $g\ CO2\ /\ kWh$. [45] ... 223
Figura 6.3. Desglose de la producción de energía eléctrica en España y ratio $g\ CO2\ /\ kWh$. [45] 224
Figura 6.4. Desglose de la producción de energía eléctrica en Francia y ratio $g\ CO2\ /\ kWh$. [45] 225
Figura 6.5. Desglose de la producción de energía eléctrica en Noruega y ratio $g\ CO2\ /\ kWh$. [45] 226
Figura 6.6. Comparación del potencial de ahorro en las diferentes categorías de la flota de transformadores 230
Figura 6.7. Gráfico ilustrativo del porcentaje de potencial de ahorro por categoría respecto a las pérdidas totales de la flota 231

BIBLIOGRAFÍA

GLOSARIO

[58] Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Es.wikipedia.org*. 2017.
[59] Comisión Electrotécnica Internacional. *Es.wikipedia.org*. 2017.

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

[60] Monthly Energy Review - Energy Information Administration. *Eia.gov*. 2017.

[61] BELMANS, R., DECLERCQ, J., KEULENAER, H., FURUYA, K., KARMARKAR, M., MARTINEZ, M., MCDERMOTT, M., PINKIEWIEZ. I. 2005. The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers. *European Copper Institute.*

CAPÍTULO 1. EL TRANSFORMADOR

[1] FRAILE MORA, J. 2016. *Máquinas eléctricas*. Sexta edición. Madrid: Garceta.
[2] WILDI, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. Traducido al castellano por R. Navarro Salas. 6ª ed. México: Pearson.
[3] KOSOW, I., CASAS JORBA, J., D'CALLAGHAN CASAS, J. y SALLARÉS PUJOL, V. 1975. *Máquinas eléctricas y transformadores*. 1. Barcelona: Reverté.
[4] MANTILLA, L.F. (2013). *Fundamentos de Transformadores Eléctricos y Máquinas Rotativas.*
[5] MANZANO ORREGO, J. 2005. *Mantenimiento de máquinas eléctricas*. 1. Madrid: Thomson-Paraninfo.
[6] About AISI | AISI - American Iron and Steel Institute. *Steel.org,* 2017.
[7] IEC - Standards development. *Iec.ch*,2017.
[8] Revista Electroindustria - La eficiencia de un transformador de distribución. *Emb.cl* 2009.
[9] Norberto A. Lemozy. Rendimiento de Transformadores
[10] POZUETA, M.A. *Transformadores.* Universidad de Cantabria.
[11] Los grados comerciales del acero de silicio. *Www1.frm.utn.edu.ar* [en línea] 2017.
[12] Han Chang Trans Co., Ldt. *hctrans.en.ec21* [en línea] 2017.
[13] U. S. Steel. *Ussteel.com*, 2017

[14] Timmler, V. 2017. MSafe® Buchholz - RELÉ BUCHHOLZ – DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN MESSKO® MSAFE® POR TRANSFORMADORES. *Reinhausen.com*

[15] S.A., I. 2017. INDUCOR INGENIERIA | MAQUINAS ELECTRICAS - CAPITULO 1. *Inducor.com.ar*.

[16] COMISIÓN EUROPEA, (2014). REGLAMENTO (EU) N. º 548/2014 por el que se desarrolla la Directica 2009/125/EC del Parlamento Europeo y del Consejo. *Transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.* 2014. Europa: Reglamento Europeo.

CAPÍTULO 2. AVANCES TECNOLÓGICOS EN EL DISEÑO DE TRANSFORMADORES

[46] PAVLIK, D., JOHNSON, D. y GIRGIS, R. 1993. Calculation and reduction of stray and eddy losses in core-form transformers using a highly accurate finite element modelling technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 8, no. 1, pp. 239-245. DOI 10.1109/61.180342. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[47] KUCZMANN, M. y KOVACS, G. 2014. Improvement and Application of the Viscous-Type Frequency-Dependent Preisach Model. *IEEE Transactions on Magnetics*. Vol. 50, no. 2, pp. 385-388. DOI 10.1109/tmag.2013.2283398. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

[48] KAUR, S. y KAUR, D. 2015. 3D Finite Element Analysis for Core Losses in Transformer. *ICAET International Conference on Advancements in Engineering and Technology.* Pp. 27-30. International Journal of Computer Applications (IJCA).

[49] NOGAWA, S., KUWATA, M., NAKAU, T., MIYAGI, D. Y TAKAHASHI, N. 2006. Study of modeling method of lamination of Reactor core. *IEEE Transactions on Magnetics*. Vol. 42, no. 4, pp. 1455-1458. DOI 10.1109/tmag.2006.872493. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[50] SWIFT, G. 1975. Excitation current and power loss characteristics for mitered joint power transformer cores. *IEEE Transactions on Magnetics*. Vol. 11, no. 1, pp. 61-64. DOI 10.1109/tmag.1975.1058541. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[51] HIHAT, N., NAPIERALSKA-JUSZCZAK, E., LECOINTE, J., SYKULSKI, J. Y KOMEZA, K. 2011. Equivalent Permeability of Step-Lap Joints of Transformer Cores: Computational and Experimental Considerations. *IEEE Transactions on Magnetics*. Vol. 47, no. 1, pp.

244-251. DOI 10.1109/tmag.2010.2089800. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[52] DAVIES, D. Y MOSES, A. 1984. A novel method of reducing iron losses in power transformer cores. *IEEE Transactions on Magnetics*. Vol. 20, no. 4, pp. 559-563. DOI 10.1109/tmag.1984.1063134. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[53] SHENG-NIAN YEH y JUNG-FANG PERN 1995. Calculating the current distribution in power transformer windings using finite element analysis with circuit constraints. *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*. Vol. 142, no. 3, pp. 231-236. DOI 10.1049/ip-smt:19951596. Institution of Engineering and Technology (IET)

[54] OLIVARES, J., ESCARELA-PEREZ, R., KULKARNI, S., DE LEON, F., MELGOZA-VASQUEZ, E. y HERNANDEZ-ANAYA, O. 2004. Improved Insert Geometry for Reducing Tank-Wall Losses in Pad-Mounted Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 19, no. 3, pp. 1120-1126. DOI 10.1109/tpwrd.2004.824431. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

[55] DEVKL ENERGY CONSULTANCY PVT. LDT. 2006. *Best Practice Manual, TRANSFORMERS. Vadodara, India.*

[56] How To Reduce Transformer Losses At Design Stage | EEP. *EEP - Electrical Engineering Portal*. 2017.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LAS NORMATIVAS EN RELACIÓN A LA EFICIENCIA A NIVEL GLOBAL PARA LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

[17] MINISTERY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY. 2015. *Top Runner Program.* Japan.

[18] Power Transformers Part 1.2: Minimum Energy Performance Standard (MEPS) requirements for distribution transformers. AS2374.1.2:2003/Amdt1-2005. Australia and New Zealand: Standards Australia.

[19] ABNT. *Transformadores de potencia Parte 1: Generalidades*. NBR 5356-1:2007 Versión: 2012. Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas

[20] CSA GROUP. *Minimum efficiency values for liquid-filled distribution transformers*. CSA C802.1- 2013. Canada: Standards Canada.

[21] CSA GROUP. *Minimum efficiency values for dry-type Transformers*. CAN/CSA-C802.2-12. Canada: Standards Canada.

[22] NAJLE ORMAZÁBAL, B. y MORALES O., N. 2013. *Transformadores de distribución con núcleo de metal amorfo: investigación y diseño teórico*. Pregrado. S.l.: Universidad de Chile.

[23] CHINA NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDIZATION. *Minimum allowable values of energy efficiency and energy efficiency grades for three-phase distribution Transformers*. GB 20052-2013. China: Chinese Standards.

[24] CHINA NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDIZATION. *Technical Parameter and Requirement of Single-phase Liquid-filled Distribution Transformer.* JB/10317-02. China: Chinese Standards.

[25] THE NATIONAL STANDARDS BODY OF INDIA. *Outdoor type oil immersed distribution transformers up to and including 2500 kVA, 33kV*. IS 1180 (Part 1). 2014. India: Indian Standard.

[26] National Network Unit. *Requirements for energy efficiency and labelling. IS 5484*. 2011. Israel: Israeli Standard.

[27] ASOCIACIÓN DE FABRICANTES ELÉCTRICOS DE JAPÓN. *配電用 6 kV 油入変圧器 (6 kV Oil-immersed distribution Transformers).* JIS C 4304: 2013. Japan: Japanese Industrial Standards.

[28] KOREAN STANDARDS ASSOCIATION. *Dry-type transformer.* KS C 4311:2012. Korea: Korean Standards.

[29] KOREAN STANDARDS ASSOCIATION. *Tow bushing type pole transformer for 22.9 kV.* KS C 4316:2011. Korea: Korean Standards.

[30] KOREAN STANDARDS ASSOCIATION. *Distribution transformers not more than 3MVA for 22.9kV.* KS C 4317:2011. Korea: Korean Standards.

[31] DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN. *Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.* NOM-002-SEDE/ENER-2014. Mexico: NOM.

[32] Energy Efficiency and Renewable Energy Office. *Liquid-immersed and medium-voltage dry-type distribution Transformers energy conservation standard.* EERE-2010-BT-STD-0048.USA: US Departament of Energy

[33] Energy Efficiency and Renewable Energy Office. *Low-voltage dry-type distribution Transformers energy conservation standard.* EERE-2011-BT-STD-0051.USA: US Departament of Energy

[16] COMISIÓN EUROPEA, (2014). REGLAMENTO (EU) N. º 548/2014 por el que se desarrolla la Directica 2009/125/EC del Parlamento Europeo y del Consejo. *Transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.* 2014. Europa: Reglamento Europeo.

CAPÍTULO 4. INCLUSIÓN DE UNA FLOTA DE TRANSFORMADORES REALES EN EL ESCENARIO MUNDIAL DE NORMATIVAS

[34] GEORGILAKIS, P. 2011. Environmental cost of distribution transformer losses. *Applied Energy*. Vol. 88, no. 9, pp. 3146-3155. DOI 10.1016/j.apenergy.2010.12.021. Elsevier BV

[1] FRAILE MORA, J. 2016. *Máquinas eléctricas*. Sexta edición. Madrid: Garceta.

[35] Worldwide AC Voltages and Frequencies by Ron Kurtus - Physics Lessons: School for Champions. *School-for-champions.com*, 2017.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DEL MARCO EUROPEO DE LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES

[36] Tubos Trans Electric. *Ttesa.com.ar*. Transformadores de potencia, tracción. 2017.

[37] Generator step-up transformers (GSU) - Power transformers (Transformers) | ABB. *New.abb.com*. 2017

[38] Howard Industries, Inc. Network Transformers, Catalog Section 94-10. ISO-9001 Certified. 2010.

[39] Distribution Transformer | All Day Efficiency of Distribution Transformer | Electrical4u. *Electrical4u.com*. 2017.

[4] MANTILLA, L.F. (2013). *Fundamentos de Transformadores Eléctricos y Máquinas Rotativas.*

[40] COCCIONI, R. *Distribution Transformers Evolve to Meet Efficiency and Decarbonization Goals* - Schneider Electric Blog. *Schneider Electric Blog*. 2016.

[41] Consumption of energy - Statistics Explained. *Ec.europa.eu*, 2016.

[16] COMISIÓN EUROPEA, (2014). REGLAMENTO (EU) N. º 548/2014 por el que se desarrolla la Directica 2009/125/EC del Parlamento Europeo y del Consejo. *Transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.* 2014. Europa: Reglamento Europeo.

[1] FRAILE MORA, J. 2016. *Máquinas eléctricas*. Sexta edición. Madrid: Garceta.

[42] Siemems Energy Sector. *Transformers. Power Engineering Guide.* Edition 7.0

CAPÍTULO 6. POTENCIAL DE AHORRO DE CO_2 DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES EUROPEOS

[43] PBL Netherlands Environmental Assessment Agency 2016. *Trends in Global CO2 emissions*: 2016 report. The Hague: PBL and EC-JRC.

[44] European Commission - PRESS RELEASES - Press release - Energy savings and reduced emissions from new efficiency requirements for transformers. *Europa.eu*, 2014.

[45] Live CO2 emissions of electricity consumption. *Electricitymap.org*, 2017.

[57] OECD/IEA 2016. *Recent trends in the OECD: energy and CO2 emissions: 2016 preliminary report.*