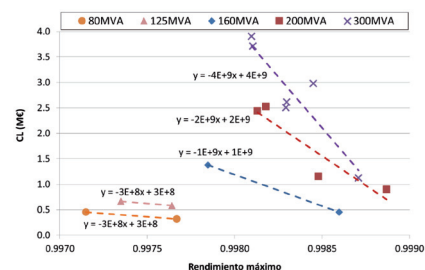


Efecto de la adquisición, considerando la capitalización de pérdidas, en la eficiencia de flotas de transformadores de potencia

Effect of the acquisition, considering the capitalization of losses, in fleet efficiency of power transformers



Félix Ortiz-Fernández, Carlos J. Renedo-Estébanez, Fernando Delgado-San-Román, Alfredo Ortiz-Fernández, Inmaculada Fernández-Diego y Cristian Olmo-Salas

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA. Av. Los Castros, s/n - 39005 Santander. Tfno: +34 942 20 22 23. ortizfa@unican.es

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7898> | Recibido: 30/11/2015 • Aceptado: 03/03/2016

ABSTRACT

- In the current context where the objective is the reduction of the world energy consumption, it has been published the Commission Regulation No 548 of 21 May 2014 on Implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament with regard to small, medium and large power transformers. This regulation establishes minimum performance values for each size and type of machine. The performance considered in this document corresponds to the maximum value developed for each transformer. This parameter is independent of the loading regime and helps to carry out performance comparisons in the operating point of minimal losses. On the other hand, some Transmission System Operators and Utilities consider the cost of losses when purchasing new transformers, this is known as capitalization of losses. This article has studied the effect of losses capitalization on the performance of power transformer fleets. For this objective, the losses of a large population of European power transformers have been considered. The machines analyzed are classified by the regulation as liquid immersed large power transformers. Moreover, the study takes into account machines with power higher than 100MVA. This European legislation proposes the same performance limits for any transformer exceeding this power.
- Keywords:** Power Transformer, Maximum performance, Losses Capitalization, Load Index, No-load losses, Load losses.

RESUMEN

En el contexto actual donde el objetivo es la reducción del consumo mundial de energía, se ha publicado el Reglamento n°548 de 21 de mayo de 2014 en aplicación de la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo con respecto a transformadores de pequeña, mediana y gran potencia. Este reglamento establece los valores mínimos de rendimiento para cada tamaño y tipo de máquina.

El rendimiento de un transformador no es constante, varía con el régimen de trabajo; no obstante, para poder realizar una comparación de diferentes máquinas, en este artículo se ha considerado el índice de eficiencia máximo del transformador, que queda definido en el Reglamento anterior.

Por otra parte, algunos operadores de sistemas de transmisión y compañías distribuidoras de energía eléctrica consideran el costo de las pérdidas en la compra de nuevos transformadores, esto se conoce como capitalización de pérdidas.

En este artículo se ha estudiado el efecto de la capitalización de pérdidas en el rendimiento de las flotas de transformadores

de potencia. Para este objetivo, se han considerado las pérdidas de una gran población de transformadores de potencia europeos.

Las máquinas analizadas se clasifican dentro del citado reglamento como grandes transformadores inmersos en líquido. Por otra parte, el estudio tiene en cuenta las máquinas con una potencia superior a 100 MVA. Esta legislación Europea propone los mismos límites de rendimiento para cualquier transformador superior a esta potencia.

Palabras clave: Transformador de potencia, Rendimiento máximo, Capitalización de pérdidas, Índice de carga, Pérdidas en vacío, Pérdidas en carga.

1. INTRODUCCIÓN

La gestión de la producción, distribución, uso y desmantelamiento de los equipos consumidores de energía tiene importantes consecuencias para el medio ambiente. Se pueden mencionar ejemplos como son: la reducción de los recursos naturales, la generación de residuos o la emisión de sustancias peligrosas al medio ambiente [1-4]. Se estima que durante la etapa de diseño de estos equipos queda determinado más del 80% de los impactos ambientales asociados a los mismos [5].

Además de los efectos ambientales, la crisis financiera global, que estalló en 2008, la necesidad de garantizar la seguridad de los equipos y el incremento del beneficio, son los factores que están motivando la toma de decisiones de los gestores de las instalaciones [6, 7]. Es en los países industrializados en los que estas medidas han alcanzado un nivel de desarrollo mayor.

Internacionalmente, hay diferentes instrumentos para procurar que se reduzca el consumo energético asociado a los equipamientos. Las herramientas más eficaces para promover el desarrollo y la difusión de dispositivos de bajo consumo son el etiquetado energético y las normativas sobre eficiencia que se imponen a los equipos en la fase de diseño [8, 9]. La primera estrategia consiste en llamar la atención de los usuarios de estos dispositivos, ya que la clasificación del equipo les indica si van a ahorrar energía y dinero. La segunda limitará la oferta a modelos con la eficiencia energética adecuada, de acuerdo con la legislación correspondiente.

A este respecto, la Unión Europea ha promovido la Directiva 125 de octubre de 2009, que crea un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico para los equipos consumidores de energía eléctrica. Esta directiva no contiene ninguna disposición directa sobre requisitos obligatorios para productos específicos. Los requisitos de eficiencia que deben cumplir los pro-

ductos que utilizan energía eléctrica se implementan a través de regulaciones y acuerdos voluntarios. La regulación específica para transformadores de potencia es el Reglamento n°548 de 21 de mayo 2014 [10] implementado bajo la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo [11].

1.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Los transformadores son dispositivos de gran importancia en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que tienen un gran impacto en la eficiencia económica y la fiabilidad de la red [12, 13]. La mayor parte de la energía eléctrica consumida está sujeta a varias etapas en las que el nivel de tensión se aumenta o se reduce. Las principales causas de estos cambios son: la necesidad de transportar la energía a la tensión más alta posible, reduciendo así las pérdidas, y la necesidad de consumir energía en el nivel de tensión más bajo posible, para aumentar la seguridad de los usuarios. De las plantas de generación a los puntos de consumo, la energía cambia un promedio de tres veces su nivel de tensión. Dos son los tipos de empresas que juegan un papel principal en la transformación de la energía; los operadores del sistema de transmisión (TSO) y los operadores del sistema de distribución (DSO). Por lo general, los primeros gestionan la red con una tensión superior a 150kV, bajo la supervisión del gobierno; y los segundos gestionan la red con una tensión inferior a 150kV, siendo generalmente empresas privadas.

Las pérdidas asociadas con los transformadores de distribución pueden llegar hasta un 26,6% de las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución, lo que supondría el 7,5% de la energía generada [14].

La mejora de la eficiencia de estas máquinas contribuye a disminuir el consumo de energía y por lo tanto reducir la demanda de recursos naturales y las emisiones de gases de efecto invernadero [15, 16]; que son cuestiones cruciales para un desarrollo sostenible. El ahorro de energía es la forma menos costosa de aumentar la seguridad del suministro y reducir la dependencia de las importaciones energéticas. Por lo tanto, se requiere un estudio adecuado en la fase de diseño del transformador ya que la contaminación producida durante el ciclo de vida de estas máquinas se determina en esta etapa [11].

Las pérdidas en un transformador se dividen en tres componentes: pérdidas en vacío, pérdidas en carga y pérdidas de refrigeración [17-24]. La reducción de estas pérdidas mejora la eficiencia de los transformadores [25, 26]. Los costes asociados a estas pérdidas se deben considerar en el proceso de evaluación económica del ciclo de vida del transformador [27]. Esta evaluación analiza el coste total que supone la propiedad de un transformador (TOC). Cuando se trata de elegir entre los diseños de transformador de dos o más fabricantes, el TOC se utiliza para apoyar la compra del transformador más eficiente [29]. Esto puede fomentar el desarrollo de modelos matemáticos o físicos de optimización, que permitan encontrar la mejor configuración de transformador desde el punto de vista energético, así como la optimización de los costos de materiales y mano de obra utilizada en la fabricación, considerando nuevas técnicas de fabricación y nuevos tipos de materiales para el núcleo [12, 29].

El TOC se define como el coste de adquisición más la capitalización de las pérdidas. La segunda parte representa el impacto económico debido al coste de las pérdidas durante el periodo de tiempo evaluado. El transformador más rentable y eficiente es el que tiene un TOC más bajo [26].

Diferentes autores han definido una variada gama de técnicas de evaluación de las pérdidas [9, 17, 26, 28-33]. Es destacable que, aunque estas técnicas de evaluación son similares, hay cambios

importantes en la definición y evaluación de los costes del sistema y los parámetros que caracterizan la carga [28]. Algunos de estos trabajos han tenido en cuenta los efectos socio-ambientales causados por las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. Con el fin de internalizar los costes en el medio ambiente, estos autores incluyen en el TOC los costes de emisión de gases de efecto invernadero asociados con las pérdidas del transformador de potencia a lo largo de su vida útil.

Estos trabajos muestran las ventajas resultantes del uso de transformadores de alta eficiencia [17, 31]. En este sentido, se han propuesto diferentes soluciones para conseguir una reducción significativa en las pérdidas en transformadores [14, 33] lo que apoya el uso de transformadores más eficientes [34]. Como resultado de todos estos trabajos, se concluye que, el aumento de la inversión inicial por la adquisición de transformadores eficientes, se compensa a lo largo de la vida útil de las unidades, ya que el costo asociado con sus pérdidas es significativamente menor que el que se tiene con los transformadores de baja eficiencia.

Es importante señalar el hecho de que aunque en los últimos 25 años las prácticas de adquisición de transformadores han considerado algún tipo de evaluación de las pérdidas, aún existen clientes que deciden según el precio de compra más bajo, ignorando el costo de las pérdidas durante la vida útil del transformador. Estos compradores no son generalmente responsables de la propiedad o de la operación del transformador. Los clientes con responsabilidad en la operación prefieren reducir las pérdidas, y especifican los valores de capitalización de las pérdidas. Esta capitalización de las pérdidas refleja el costo de esta energía perdida en el transformador durante su vida útil [29]. Además, hay algunos clientes que establecen en el momento de la compra las pérdidas máximas que pueden tener sus transformadores, sin tener en cuenta su efecto a lo largo de su periodo de operación.

1.2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo de este artículo es analizar el efecto de la capitalización de las pérdidas en el máximo rendimiento de las flotas de transformadores de potencia. A este respecto, se han recogido los datos correspondientes a una flota de transformadores que actualmente están en funcionamiento en diferentes países europeos. En esta flota, la mayor parte de las máquinas fueron adquiridas sin tener en cuenta la capitalización de las pérdidas que se producen a lo largo de su vida; éstas sólo se han tenido en cuenta en unos pocos casos. Esto ha permitido evaluar, en función de la potencia y el máximo rendimiento, los costes que generalmente se utilizan para capitalizar las pérdidas de los transformadores europeos. También ha sido posible comparar el máximo rendimiento que tienen las máquinas adquiridas con y sin capitalización de pérdidas. Por último, se ha estudiado si las máquinas en las que se han capitalizado sus pérdidas están más cerca de cumplir con el Reglamento 548/2014 de la Unión Europea.

1.3. ORGANIZACIÓN DEL ARTÍCULO

La estructura de este trabajo es como sigue: en la segunda sección se presenta la definición del rendimiento máximo, que es independiente del índice de carga, la impedancia o el nivel de tensión, y que permite una comparación entre diferentes tipos de transformadores. En el tercer apartado se explica el análisis económico TOC, que permite definir el efecto de las pérdidas de potencia durante la vida en operación del transformador. En la cuarta sección se describen las características de una flota europea de grandes transformadores de distribución; considerando los costes que han asignado a las pérdidas en vacío y en carga las empresas

que han implementado capitalización de pérdidas en sus flotas. En el quinto apartado se compara el máximo rendimiento de esta población de máquinas con los límites propuestos en el Reglamento EU 548/2014; el objetivo de este apartado ha sido estudiar el efecto de la evaluación de pérdidas en el rendimiento máximo. Por último, se presentan las conclusiones obtenidas tras este análisis.

2. RENDIMIENTO MÁXIMO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El Reglamento No 548/2014 de la Unión Europea [10] establece los requerimientos mínimos de eficiencia para transformadores de potencia. Estos límites se implementan mediante el rendimiento máximo que deben superar las máquinas de media y gran potencia. En este apartado se desarrolla la teoría que justifica este concepto. Las pérdidas en los transformadores P_p se componen de dos términos, pérdidas en vacío y pérdidas en carga.

$$P_p = P_0 + P_k \quad (1)$$

Donde:

P_0 se corresponde con las pérdidas en vacío

P_k se corresponde con las pérdidas en carga

Las pérdidas en vacío están asociadas a la magnetización del circuito magnético. Estas se conocen como las pérdidas en el hierro, y su valor es constante. Las pérdidas en carga están asociadas a la resistencia de los conductores, y por lo tanto su valor depende de la corriente circulante, y están fijadas por el índice de carga del transformador.

$$P_k = C^2 \cdot P_{sc} \quad (2)$$

Donde:

C se corresponde con el índice de carga

P_{sc} se corresponde con la potencia del ensayo en cortocircuito

Las pérdidas internas en el transformador P_p son iguales a la diferencia entre las potencias de entrada y de salida.

$$P_p = P_1 - P_2 \quad (3)$$

Donde:

P_2 se corresponde con la potencia de salida

P_1 se corresponde con la potencia de entrada

El rendimiento de un transformador, η , se puede determinar como el ratio entre las potencias de salida y de entrada.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \quad (4)$$

De forma similar, el rendimiento de un transformador se puede calcular como:

$$\eta = 1 - \frac{P_p}{P_1} = 1 - \frac{P_p}{P_2 + P_p} \quad (5)$$

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + C^2 \cdot P_{sc}}{P_2 + P_0 + C^2 \cdot P_{sc}} \quad (6)$$

La potencia de salida se puede obtener mediante la expresión:

$$P_2 = C \cdot S_2 \cdot \cos\varphi_2 \quad (7)$$

Donde:

S_2 es la potencia aparente de salida

$\cos\varphi_2$ es el factor de potencia

La Ecuación (4) permite calcular la energía perdida en un transformador, sin embargo no resulta de gran utilidad cuando se trata de estudiar regímenes de carga variables; en estos casos resulta más apropiada la Ecuación (6). Pero aunque esta expresión resulta mejor para calcular el rendimiento, no son fáciles de fijar con ella los límites de referencia para las pérdidas en vacío y en carga que puedan tener los grandes transformadores utilizados en distribución de energía eléctrica. Algunos factores que pueden tener influencia en estas pérdidas son: la impedancia, el índice de carga o el nivel de tensión.

Por lo tanto, si se comparan desde el punto de vista de la eficiencia energética transformadores similares, el rendimiento máximo resulta ser el mejor parámetro, estando asociado al diseño de cada transformador.

El rendimiento alcanza su máximo valor cuando las pérdidas en carga son iguales a las de vacío. Este rendimiento se obtiene mediante el índice carga óptimo, C_{opt} :

$$\eta_{max}(C_{opt}) \rightarrow P_k = P_0 = C_{opt}^2 \cdot P_{sc} \quad (8)$$

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{sc}}} \quad (9)$$

Considerando en la Ecuación (6) el valor óptimo del índice de carga, se obtiene el rendimiento máximo del transformador. Si además se considera el factor de potencia como la unidad, se puede comparar una población de transformadores in términos de rendimiento.

$$\eta_{max} = 1 - \frac{2P_0}{C_{opt} \cdot S_2 + 2P_0} \quad (10)$$

Por lo tanto, el rendimiento máximo se puede calcular conociendo únicamente las pérdidas en vacío, las pérdidas en cortocircuito, la potencia aparente de salida y el factor de potencia (considerado como 1).

Esta aproximación del cálculo de la eficiencia energética resulta de utilidad para comparar el rendimiento de grandes transformadores de distribución cuando las tensiones del primario resultan diferentes, ya que este método se centra en las pérdidas que tiene cada unidad. Otra opción podría ser dar las pérdidas máximas en vacío y en cortocircuito para cada tipo de transformador; sin embargo, podría resultar muy complejo ya que estos valores están asociados con diversas características técnicas.

Los cálculos de eficiencia llevados a cabo en este trabajo han considerado que, cuando no hay carga, las pérdidas asociadas al sistema de refrigeración están incluidas en P_0 , mientras que cuando el transformador trabaja en su máximo rendimiento las pérdidas por refrigeración están incluidas en P_k .

3. CAPITALIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El precio inicial de los transformadores con menores niveles de pérdidas es mayor que el de los menos eficientes. Esto es debido al mayor valor de los materiales necesarios para la fabricación de la máquina. Sin embargo, si se tiene en cuenta toda la energía transformada anualmente y el costo de las pérdidas, el precio adicional

de una máquina de alta eficiencia se amortiza en unos pocos años gracias a su mayor rendimiento.

En este contexto, tanto las TSOs como las DSOs pueden capitalizar las pérdidas de energía, que se podría definir como el cálculo de los ahorros obtenidos hoy, por el efecto de limitar las pérdidas en un transformador a lo largo de su vida útil. Para capitalizar correctamente las pérdidas se deben tener en cuenta dos datos; el precio previsto para la electricidad cada año de la vida del transformador, y el valor de las pérdidas en ese periodo. Este cálculo de futuros flujos de efectivo se debe corregir mediante las tasas de descuento apropiadas, con el fin de traducir el beneficio al momento de la compra de la máquina. Sin embargo, estos datos no se pueden obtener fácilmente y son a menudo demasiado inciertos. Esto hace necesario que se involucren expertos en la definición de factores de capitalización apropiados.

En el análisis de la capitalización se deben incluir las pérdidas de refrigeración, con las de vacío, presentes mientras el transformador está conectado, y con las de carga, que constituyen la componente variable que depende del nivel de carga. El TOC se define a continuación:

$$TOC = IC + OC + NLL \cdot (P_0 + P_{c0}) + LL \cdot (P_k + P_{cs} - P_{c0}) \quad (11)$$

Donde:

IC es el coste inicial del transformador (€)

OC son los costes asociados a la instalación, mantenimiento, desmantelamiento, etc (€)

P_{c0} es la potencia necesitada para para refrigeración con el transformador en vacío (kW)

P_{cs} es la potencia necesitada para la refrigeración para un factor de carga determinado (kW)

NLL es el coste de capitalización para las pérdidas en vacío (€/kW)

LL es el coste de capitalización para las pérdidas en carga (€/kW)

Los factores NLL y LL dependen de variables como la carga del transformador y los precios de la energía. Se pueden calcular con las Ecs. 12 y 13:

$$NLL = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{kWh} \cdot 8760 \quad (12)$$

$$LL = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{kWh} \cdot 8760 \cdot \left(\frac{I_i}{I_r} \right)^2 \quad (13)$$

Donde:

i es la tasa de interés

n es la esperanza de vida del transformador (años)

C_{kWh} es el coste de las pérdidas en la mitad de la vida (€/kWh), no incluye el efecto de la inflación

8760 son el número de horas de un año (h/año)

I_i es la intensidad en carga (amps)

I_r es la intensidad nominal current (amps).

En la práctica, las especificaciones definen el tamaño y el peso que debe tener el transformador a diseñar, el método de instalación y el régimen de mantenimiento. La capitalización de pérdidas (CL) se define como la diferencia entre el TOC y la suma de IC + OC, Ec. 14.

$$CL = TOC - (IC + OC) = NLL \cdot (P_0 + P_{c0}) + LL \cdot (P_k + P_{cs} - P_{c0}) \quad (14)$$

Las pérdidas en vacío y sus pérdidas de refrigeración asociadas están presentes tan pronto como se energiza el transformador. Por lo tanto, el cálculo del coste de capitalización de estas pérdidas se puede obtener como el producto del precio de la energía y el tiempo de funcionamiento a lo largo de la vida del transformador.

Por lo general, la carga de un transformador se puede dividir entre la carga fija, que es constante y está presente durante todo el año, y la carga variable, que depende de las condiciones ambientales y está presente únicamente durante ciertos periodos de tiempo. Por lo tanto, el costo capitalización de estas pérdidas se define como la suma de los factores de carga multiplicada por el precio de la energía. Esto es cierto si la inversión se analiza sobre la base de que el promedio de carga del transformador es constante. En otro caso, se debe utilizar un factor corrector en función del incremento de la carga [28].

Las empresas que utilizan CL a la hora de adquirir un nuevo transformador no tratan de aumentar el rendimiento del transformador; quieren reducir, tanto como sea posible, la inversión. En otras palabras, tratan de optimizar el coste total de la máquina teniendo en cuenta su eficiencia. De esta manera, la CL se podría aceptar como una forma adecuada para optimizar el diseño del transformador, teniendo en cuenta los requisitos de los clientes.

4. ANÁLISIS DEL COSTE ASIGNADO A LAS PÉRDIDAS

Para este estudio se han considerado 3437 máquinas que pertenecen a TSOs y DSOs europeos. De esta población sólo 223 máquinas fueron adquiridas con CL (6,49%). Estos datos se han obtenido a partir de transformadores actualmente en funcionamiento en Noruega, Suecia, Reino Unido, España, Italia, Croacia y Rumanía. La capitalización de las pérdidas ha sido más comúnmente utilizada por las TSOs que por los DSOs. En la flota considerada, el porcentaje de unidades instaladas en los últimos 10 años ha sido del 31,3%. Los sistemas de refrigeración más utilizados son ONAN y ONAF. Algunas máquinas presentan refrigeración OFAF y ODAF, pero son sistemas de refrigeración menos comunes. El tamaño medio de los transformadores de transmisión es de 100 MVA. Por otra parte, los transformadores utilizados en las plantas generadoras y en la distribución de energía tienen una potencia media que oscila entre el 24,3 y el 37,2 MVA. La tensión más alta en los transformadores considerados varía entre 45kV y 400kV.

En esta sección, se evalúa el coste asignado por las empresas de distribución y de transmisión a las pérdidas en vacío y en carga. Por lo tanto, aquí sólo se consideran las empresas que implementan CL. La figura 1 muestra el coste asignado por varios TSOs a las pérdidas en vacío y en carga cuando implementaron la CL para la obtención del TOC de cada máquina. Las líneas de tendencia ayudan a observar que los rangos de variación de estos costes se mantienen aproximadamente constantes cuando la potencia de la máquina aumenta. Los costes asignados al LL varían de alrededor de 730 a 4000€/kW, y los costes asignados al NLL varían aproximadamente entre 3750 y 10000€/kW.

Del mismo modo, la Fig. 2 muestra el coste asignado por varios DSOs a las pérdidas en vacío y carga de sus transformadores. Estos costes se utilizan para evaluar las pérdidas de energía asociadas con cada máquina durante su vida útil, siendo parte del cálculo del TOC. Como en el caso de los TSOs, las líneas de tendencia muestran que los rangos de variación de estos costes siguen siendo aproximadamente constante a medida que la potencia de la máquina aumenta. Los costes asignados a LL varían aproximadamente entre 745 y 1900€/kW, y los costes asignados a NLL varían entre aproximadamente 4246 y 5265€/kW, con un caso singular de 7500€/kW.

La conclusión que se puede extraer de las figuras anteriores es que los DSO's utilizan menores costes de capitalización que los TSO's, tanto para las pérdidas en carga como para las en vacío.

Esto se debe a que los transformadores propiedad de TSO's son estratégicamente los más importantes en cada país, la mayoría de ellos tiene una potencia nominal superior a 150 MVA, mientras que las máquinas propiedad de DSO's tiene generalmente potencias por debajo de este valor.

Por otra parte, si los datos anteriores, NLL y LL, se multiplican por las pérdidas correspondientes ($P_0 + P_{c0}$) y $(P_k + P_{cs} - P_{c0})$, se pueden obtener la cantidad de dinero con que se han valorado las pérdidas a lo largo de toda la vida de los transformadores estudiados (11).

En esta sección también se ha analizado la relación entre la CL y el rendimiento máximo de los transformadores. Las Figs. 3 y 4 muestran los resultados de esta comparación para máquinas con potencia nominal inferior y superior a 80 MVA, respectivamente. La primera observación que se puede extraer de estos datos es que la línea de tendencia es negativa para toda la gama de potencias analizada, lo que significa que cuanto mayor es la eficiencia del transformador, menores son las pérdidas y, en consecuencia, menor será su CL. Por otra parte, se puede observar cómo este efecto se acentúa cuando la potencia de transformar aumenta. Las Figs. 3 y 4 incluyen las ecuaciones correspondientes a las líneas de tendencia de cada potencia. La pendiente crece con la potencia, pasando de $1E+07$ para máquinas de 20 MVA, hasta $4E+09$ para las de 300 MVA. El hecho que no se hayan mostrado algunas potencias ha sido motivado por la falta de datos, o por la influencia de los diferentes niveles de precios entre los países estudiados.

5. RELACIÓN ENTRE LA CAPITALIZACIÓN DE PÉRDIDAS Y EL RENDIMIENTO MÁXIMO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En esta sección se han tenido en cuenta los límites mínimos de rendimiento asignados por el Reglamento 548/2014 de la Comisión Europea a los transformadores que actualmente se compran en Europa. Este documento establece dos límites, el primero es aplicable desde 1 de julio de 2015 (Tier1) y el segundo tendrá efecto sobre las máquinas adquiridas después del 1 Julio 2021 (Tier2). Esta regulación tiene en cuenta diversos tipos de máquinas, en su sección segunda se presenta el máximo rendimiento que deben superar los grandes transformadores en baño de aceite a partir de 4 MVA y hasta 100 MVA [9].

Las figuras 5 y 6 muestran la variación de máximo rendimiento para un grupo de transformadores de potencias concretas. El signo "+" indica la máquina más eficiente, y el signo "-" indica la unidad con las mayores pérdidas. Cuando el signo "+" coincide con el signo "-" significa que los transformadores correspondientes a esa potencia tienen la misma eficiencia energética. Por otra parte, estas dos figuras muestran el Tier1 en rojo y el Tier2 en azul.

La figura 5 muestra el caso de los transformadores que fueron comprados por empresas que no

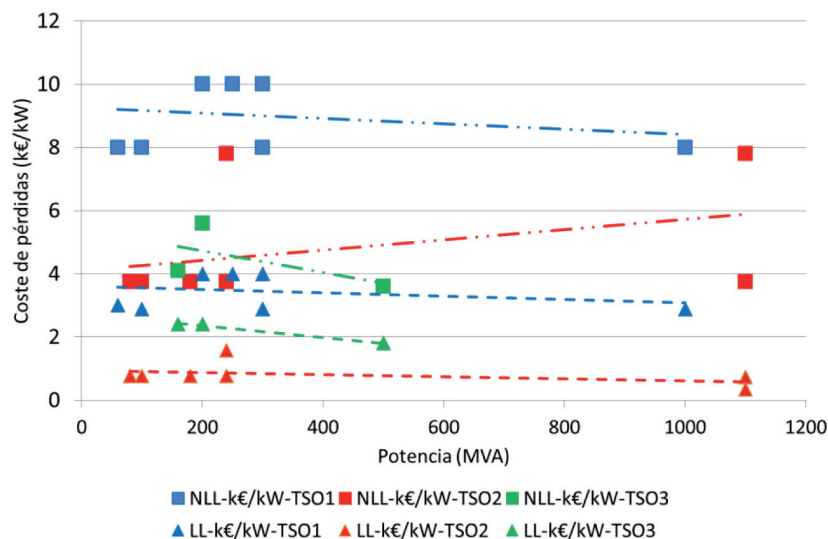


Fig. 1: Coste de las pérdidas en función de la potencia de las máquinas (TSO's)

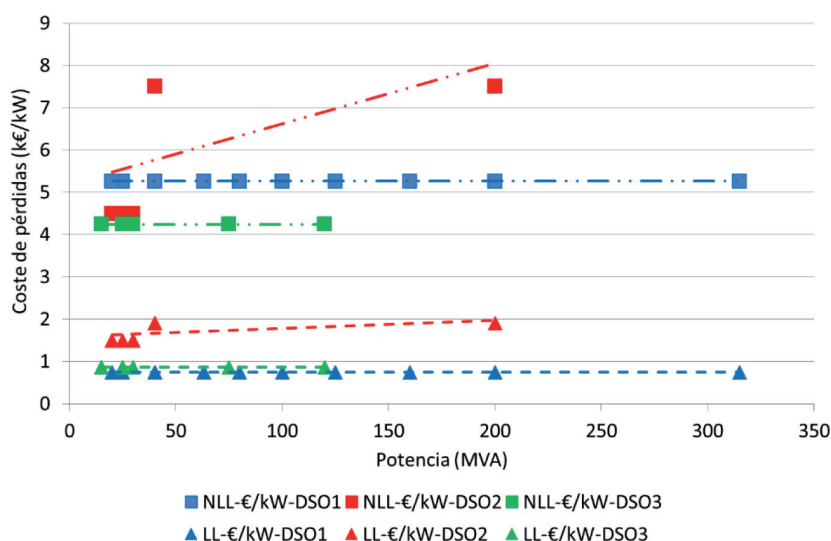


Fig. 2: Coste de las pérdidas en función de la potencia de las máquinas (DSO's)

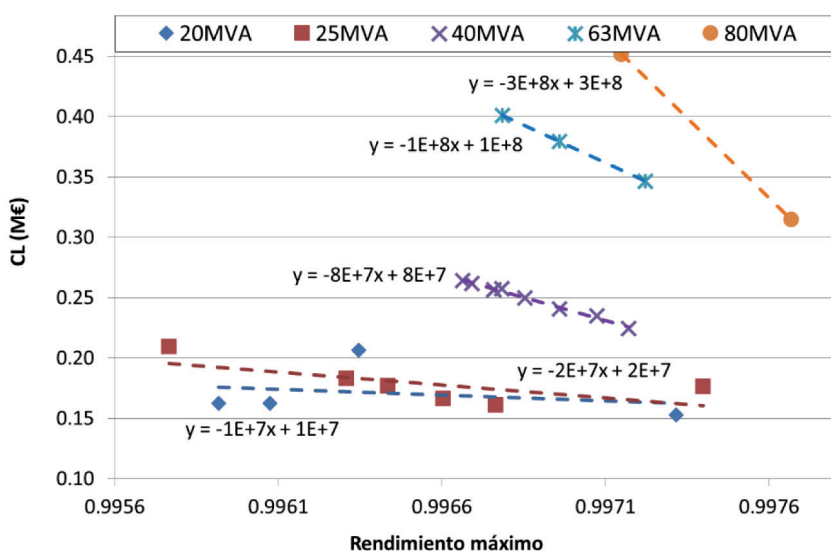


Fig. 3: Coste de las pérdidas en función del rendimiento (hasta 80MVA)

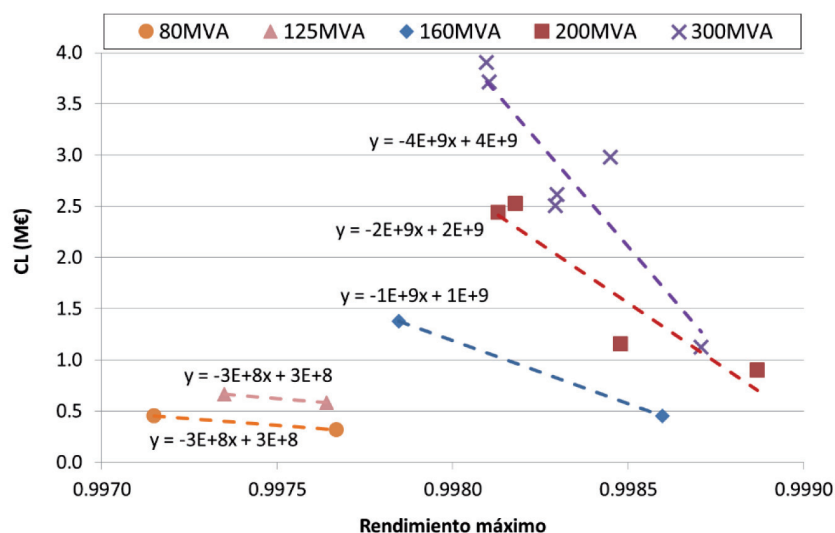


Fig. 4: Coste de las pérdidas en función del rendimiento (mayor de 80MVA)

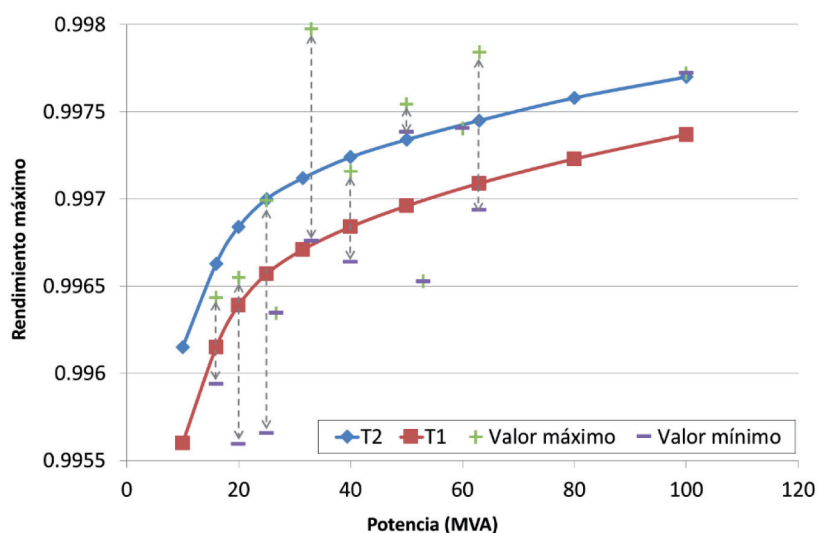


Fig. 5: Rendimiento máximo versus Potencia (compañías que no consideran la CL y transformadores hasta 100MVA)

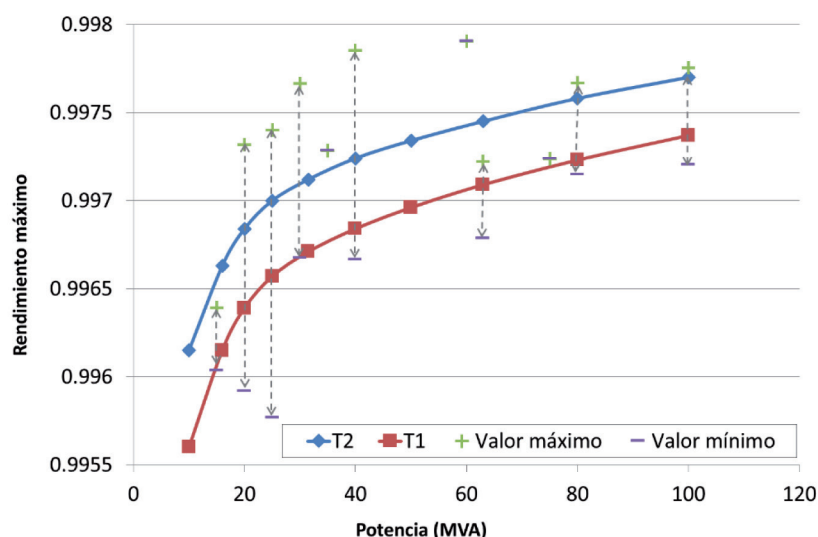


Fig. 6: Rendimiento máximo versus Potencia (compañías que consideran la CL y transformadores hasta 100MVA)

utilizaron CL. Los transformadores más eficientes de 33, 50 y 63 MVA superan el Tier2, mientras que las máquinas menos eficientes de estas potencias están cerca o sobre el valor del Tier1. Otro

grupo de potencias sería 16, 20, 25 y 40 MVA, en las que las mejores máquinas superan Tier1, pero no Tier2, estando los transformadores menos eficientes más lejos de cumplir Tier1 que en el caso anterior. En cuanto a las potencias en las que se dispone de un conjunto de máquinas iguales y con la misma eficiencia, se observan dos grupos diferentes; 26 y 53 MVA con una eficiencia inferior a la establecida por Tier1, y, 60 y 100 MVA con un rendimiento máximo prácticamente coincidente con el valor de Tier2.

En la Fig. 6 se representa el mismo análisis teniendo en cuenta a las empresas que utilizan CL en la compra de nuevos transformadores. En la actualidad, las máquinas más eficientes de casi todas las potencias analizadas; 20, 25, 30, 35, 40, 60, 80 y 100, superan el límite Tier2. Sólo las de 15, 63 y 75 MVA no superan Tier2, a pesar de que superan Tier1. En cuanto a las máquinas menos eficientes, la mayoría de ellas no superan los límites Tier1; sólo las de 15 y 30 MVA cumplen con Tier1.

Por otro lado, los transformadores sumergidos en aceite con una potencia nominal superior a 100 MVA, cumplirán el Reglamento 548/2014 si su rendimiento máximo es superior a 0,99737 en 2015 y a 0,9977 en 2021, que son los límites asociados con las máquinas de 100 MVA. Por lo tanto, de acuerdo con esta legislación, dos transformadores de 100 MVA y 1000MVA tienen que superar los mismos requisitos en términos de eficiencia energética.

También se ha evaluado en esta sección el efecto del Reglamento en los transformadores con potencia nominal superior a 100 MVA. Se ha observado que casi todos estos transformadores, teniendo en cuenta los dos tipos, los adquiridos con y sin CL, exceden el límite del Tier2. En este sentido, esta regulación no tendrá ningún efecto en máquinas de gran tamaño, ya que estas ya tienen una alta eficiencia.

6. CONCLUSIONES

La Regulación de la Unión Europea No 548 del 21 de Mayo de 2014 establece los límites de eficiencia mínima que deben cumplir los nuevos transformadores eléctricos de potencia superior a 1 kVA que se quieran instalar en las redes de transmisión y distribución, o en aplicaciones industriales. Esta normativa no ha tenido en cuenta la CL; sin embargo, en este trabajo se ha demostrado que cuando ésta se considera, se mejora el rendimiento de las flotas de transformadores instalados.

Tras analizar el efecto de la CL en una flota de grandes transformadores europeos, se ha demostrado que cuando se adquieren nuevos transformadores, las TSO's usan valores de capitalización mayores que las DSO's. Esto está justificado por la importancia estratégica de estas máquinas en sus redes de distribución.

La comparación del rendimiento máximo de los transformadores estudiados muestra que las máquinas adquiridas considerando CL son más eficientes que aquellas que fueron adquiridas sin con-

siderar el efecto de las pérdidas a lo largo de su vida. Los equipos de potencias superiores a 33MVA muestran los mayores valores de rendimiento, y están próximos a cumplir con los requisitos de la nueva regulación.

Respecto a transformadores de potencia superior a 100MVA, se ha observado que la CL es más común en este rango de potencias. En cualquier caso, el efecto de la CL desaparece para este nivel de potencias, ya que, independientemente de que los equipos fueran adquiridos considerando CL o no, todos los transformadores estudiados superan el límite establecido para el Tier2. En este sentido, la normativa establece los mismos valores de rendimiento mínimo para todas las potencias superiores a 100MVA.

En nuestra opinión, la CL debiera ser obligatoria cuando se adquiere un nuevo transformador. Esto impondría que el diseño de los nuevos transformadores se hiciera tratando de optimizar las pérdidas, lo redundaría en un incremento el rendimiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ibarzabal A, Bielsa D. "El centro de transformación integrado y su contribución a la mejora medioambiental". Dyna. December 2005. Vol. 80-9. p. 8-10.
- [2] McNeil MA, Iyer M, Meyers S, et al. "Potential benefits from improved energy efficiency of key electrical products: The case of India". Energy Policy. September 2008. Vol. 36-9. p. 3467-3476. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.020>.
- [3] Spoor DJ, Howat C, et al. "Loss optimization in distribution networks". Australasian Universities Power Eng. Conf. AUPEC. December 2008, p. 1-6.
- [4] Guo-Hua Q, Zheng R, et al. "A new life cycle cost model of power transformer and its comprehensive sensitivity analysis". International Conf. on Power Syst. Technol. (POWERCON). October 2014. p. 1342-1348. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/POWERCON.2014.6993659>.
- [5] Eco-design of Energy-Related Products. Last access on 26 December 2014. http://ec.europa.eu/energy/efficiency/ecodesign/eco_design_en.htm
- [6] Li W, Zhu J, et al. "The energy-saving benefit evaluation methods of the grid construction project based on life cycle cost theory". Energy Procedia. 2012. Vol. 17-A. p. 227-232. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.088>.
- [7] Hun Lee S, Kyu Lee A, et al. "Determining economic life cycle for power transformer based on life cycle cost analysis". IEEE International Power Modulator and High Voltage Conf. (IPMHVC). June 2012. p. 604-607. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/IPMHVC.2012.6518816>.
- [8] Irrek W, Topalis F, et al. "Policies and measures fostering energy-efficient distribution transformers". Report of European Commission Project No EIE/05/056/SI2.419632. June 2008. p. 1-114.
- [9] Pezzini P, Gomis-Bellmunt O, et al. "Energy efficiency optimization in distribution transformers considering Spanish distribution regulation policy". Energy. December 2010. Vol. 35-12. p. 4685-4690. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.035>.
- [10] Commission Regulation (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 on implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers.
- [11] Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009 establishing a framework for the setting of eco-design requirements for energy-related products.
- [12] Lamas WQ, "Exergoeconomic methodology applied to energy efficiency analysis, of industrial power transformers" Elect. Power and Energy Syst. December 2013. Vol. 53. p. 348-356. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.007>.
- [13] Amoiralis EI, Tsili MA, et al. "Energy efficient transformer selection Implementing life cycle costs and environmental externalities". 9th International Conf. on Elect. Power Quality and Utilisation, EPQU. October 2007. p. 1-6. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424160>.
- [14] Olivares JC, Liu Y, et al. "Reducing losses in distribution transformers". IEEE Trans. Power Delivery. July 2003. Vol. 18-3, p. 821-826. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2003.813851>.
- [15] Delarue E, Lamberts H, et al. "Simulating greenhouse gas (GHG) allowance cost and GHG emission reduction in Western Europe". Energy. August 2007. Vol. 32-8, p. 1299-1309. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2006.09.020>.
- [16] Georgilakis PS, Amoiralis EI. "Distribution transformer cost evaluation methodology incorporating environmental cost" IET Generation,

Transmission & Distribution. 2010. Vol. 4-7. p. 861-872. DOI: <http://dx.doi.org/10.1049/jiet-gtd.2009.0638>.

- [17] Georgilakis PS. "Environmental cost of distribution transformer losses" Appl. Energy. September 2011. Vol. 88-9. p. 3146-3155. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.021>.
- [18] IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors. IEEE Standard C57.120.1991. August 1991.
- [19] Morin C, Khodabakhchian B, "765 kV power transformer losses upon energizations: A comparison between field test measurements and EMTP-RV simulations". Electr. Pow. Syst. Res. October 2014. Vol. 115. p. 35-42. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.015>
- [20] Villén MT, Letosa J, et al. "Procedure to accelerate calculations of additional losses in transformer foil windings". Electr. Pow. Syst. Res. February 2013. Vol. 95. p. 85-89. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.08.006>.
- [21] Susnjic L, Haznadar Z, et al. "3D finite-element determination of stray losses in power transformer". Electr. Pow. Syst. Res. October 2008. Vol. 78-10. p. 1814-1818. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.03.009>.
- [22] Olivares JC, Escarela-Perez R, et al. "2D finite-element determination of tank wall losses in pad-mounted transformers". Electr. Pow. Syst. Res. October 2004. Vol. 71-2. p. 179-185. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2004.01.012>.
- [23] Escarela-Perez R, Kulkarni SV, et al. "Multi-port network and 3D finite-element models for accurate transformer calculations: Single-phase load-loss test". Electr. Pow. Syst. Res. November 2008. Vol. 78-11, p. 1941-1945. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.03.026>.
- [24] Al-Anbari K, Ramanujam R, et al. "Effect of iron core loss nonlinearity on chaotic ferroresonance in power transformers". Electr. Pow. Syst. Res. April 2003. Vol. 65-1. p. 1-12. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00210-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00210-9).
- [25] Olivares JC, Cañedo J, et al. "Experimental study to reduce the distribution-transformers stray losses using electromagnetic shields". Electr. Pow. Syst. Res. August 2002. Vol. 63-1. p. 1-7. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00096-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00096-2).
- [26] Georgilakis PS. "Decision support system for evaluating transformer investments in the industrial sector". J. Mat. Process. Technol. January 2007. Vol. 181-1-3. p. 307-312. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2006.03.040>.
- [27] Frau J, Gutierrez J, et al. "Consider the true cost of transformer losses". Transm. Distrib. World. July 2007. Vol. 1. p. 50-55.
- [28] Charalambous CA, Milidonis A, et al. "Loss evaluation and total ownership of power transformers-Part I: A comprehensive method". IEEE Trans. Power Delivery. July 2013. Vol. 28. p. 1872-1880. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2262506>.
- [29] Carlen M, Xu D, et al. "Ultra-high efficiency distribution transformers". IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition. April 2010. p. 1-7. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TDC.2010.5484301>.
- [30] Amoiralis EI, Tsili MA, et al. "Power transformer economic evaluation in decentralized electricity markets" IEEE Trans. Ind. Electron. May 2012. Vol. 59-5. p. 2329-2341. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2011.2157291>.
- [31] Georgilakis PS, Olivares-Galvan JC, et al. "Environmental cost of transformer losses for industrial and commercial users of transformers". North American Power Symposium (NAPS). August 2011. p. 1-4. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/NAPS.2011.6024860>.
- [32] Charalambous CA, Milidonis A, et al. "Loss evaluation and total ownership of power transformers-Part II: Application of method and numerical results". IEEE Trans. Power Delivery. July 2013. Vol. 28-3. p. 1881-1889. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2262507>.
- [33] Amoiralis EI, Tsili MA, et al. "Global transformer design optimization using deterministic and nondeterministic algorithms". IEEE Trans. Ind. Appl. February 2014. Vol. 50-1. p. 383-394. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TIA.2013.2288417>.
- [34] European Commission, External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, Directorate-General for Research, Brussels, Study 20198, 2003.

AGRADECIMIENTOS

La investigación llevada a cabo para la obtención de estos resultados ha recibido, a lo largo de los años, financiación de varias fuentes; los autores desean agradecer expresamente la financiación obtenida a través del Plan Estatal de I+D bajo el proyecto DPI2013-43897-P.