

# Proyecto Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Impacto de la regulación del ecodiseño europeo en los transformadores de distribución energéticamente eficientes

Autora: María Fernández Méndez

Tutores: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla





Proyecto Fin de Grado  
Ingeniería de la Energía

# **Impacto de la regulación del ecodiseño europeo en los transformadores de distribución energéticamente eficientes**

Autora:

María Fernández Méndez

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



*A mis padres y hermano.*



# Resumen

---

El presente documento describe y analiza la regulación lanzada por la Comisión Europea en 2014 en materia de eficiencia energética sobre transformadores. Dicha norma incluye dos etapas con valores mínimos de eficiencia a cumplir, una lanzada en 2015 y cuyos parámetros cumplen los transformadores introducidos en el mercado desde tal fecha y otra a implementar a partir de 2021.

La introducción de transformadores más eficientes en la flota europea supone un impacto tanto energético y en emisiones como económico y social. Este trabajo incluye un análisis de impacto de la implantación de la regulación de ecodiseño europeo.

*Palabras clave:* transformadores de distribución, ecodiseño, valores mínimos de eficiencia, coste del ciclo de vida, emisiones de CO<sub>2</sub>.





# Abstract

---

This paper describes and assesses the policy implemented by the European Commission in 2014 regarding energy-efficient transformers. That regulation includes two stages for the implementation of minimum energy performance standards, the first, launched in 2015, whose parameters are met by transformers introduced in the market since that date, and the second one to be implemented from 2021.

The introduction of energy-efficient transformers in the European fleet leads to an energy and emissions impact as well as to an economic and social one. This paper includes an impact analysis of the implementation of ecodesign requirements for European transformers.

# INDICE

Resumen.....	7
Abstract .....	9
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>15</b>
1.1. Importancia de la eficiencia energética .....	16
1.2. Reglamento (UE) N° 548/2014 sobre diseño ecológico .....	16
1.3. EuP LOT 2: Distribution and power transformers .....	19
1.4. Objetivo del trabajo fin de grado .....	19
<b>2. DEFINICIONES</b> .....	<b>20</b>
2.1. Contexto general .....	20
2.2. El transformador .....	21
2.2.1 Parte activa.....	21
2.2.2. Parte pasiva .....	23
2.2.3. Pérdidas.....	23
2.3. Minimum Energy Performance Standards (MEPS).....	25
2.4. Caso base (“BAU”) .....	25
<b>3. ANÁLISIS DE MERCADO</b> .....	<b>27</b>
3.1. Transformadores de distribución: deficiencias del Mercado.....	27
3.2. El mercado europeo .....	31
3.3. Consumo de energía y emisiones de CO <sub>2</sub> .....	33
<b>4. COSTE DEL CICLO DE VIDA (TCO)</b> .....	<b>35</b>
4.1. Cálculo del Coste total de ciclo de vida .....	37
<b>5. TENDENCIAS A FUTURO</b> .....	<b>43</b>
5.1. Evolución del precio de la energía.....	43
5.2. Nuevos materiales usados en los transformadores de distribución .....	45
<b>6. COMPARATIVA GLOBAL</b> .....	<b>48</b>
<b>7. ANÁLISIS DE IMPACTO</b> .....	<b>53</b>
7.1. Impacto energético .....	54
7.2. Impacto ambiental .....	57
7.3. Desmantelamiento y reciclado.....	58
7.4 Ruido.....	58
7.5. Precio de los transformadores .....	59
7.6. Tecnología, funcionalidad e innovación .....	59
7.7. Impacto sobre el precio de la energía eléctrica .....	61
7.8. Impacto social.....	62
7.9. Amortización .....	63

8. CONCLUSIÓN.....	64
9. BIBLIOGRAFÍA .....	65

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes sumergidos .....	17
Tabla 2: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos con $U_m > 36\text{kV}$ .....	17
Tabla 3: Datos caso base por tipo de transformador .....	26
Tabla 4: Crecimiento anual del stock y vida útil supuestos en el caso base .....	26
Tabla 5: Principales barreras y obstáculos en el mercado del transformador .....	30
Tabla 6: Resumen datos de mercado y stock 2005-2050 .....	32
Tabla 7: Ejemplo de Cálculo del TCO de un transformador. Datos de entrada .....	38
Tabla 8: Ejemplo de Cálculo del TCO de un transformador. Valores A y B .....	38
Tabla 9: Pérdidas máximas debidas a la carga y en vacío (en W) para transformadores de potencia trifásicos medianos secos. Extracto del reglamento .....	38
Tabla 10: Resultados cálculo de costes de TR1, TR2 y TR3 .....	39
Tabla 11: Comparación eficiencia TR3 con respecto a TR1 y TR2. Herramienta ABB .....	40
Tabla 12: Resultados herramienta SEEDT de los cálculos de costes para TR1, TR2 y TR3 .....	40
Tabla 13: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos con $U_m > 36\text{ kV}$ . Extracto del reglamento .....	41
Tabla 14: Costes pertenecientes a la primera y segunda etapa del Reglamento sobre Ecodiseño. 41	
Tabla 15: Potenciales ahorros de electricidad y emisiones de $\text{CO}_2$ de todos los transformadores a nivel mundial .....	48
Tabla 16: Países con especificaciones sobre eficiencia energética para transformadores .....	49
Tabla 17: Proyección del crecimiento en la demanda de energía por región, consumo anual (TWh) .....	50
Tabla 18: Estimación de pérdidas en transformadores por región, consumo eléctrico anual (TWh) .....	51
Tabla 19: Datos de entrada Análisis de Impacto .....	54
Tabla 20: Niveles de pérdidas correspondientes a los distintos escenarios .....	55
Tabla 21: Pérdidas por tipo de transformador para los escenarios estudiados .....	56
Tabla 22: Ahorros acumulados y anuales en 2025 y 2050 para valores MEPS adoptados en 2015 y 2021 .....	57
Tabla 23: Período de retorno simple en función del tipo de transformador .....	63

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1: Principales elementos en Pacto Verde Europeo .....	15
Fig. 2: Esquema general sistema eléctrico de transmisión y distribución .....	21
Fig. 3: Núcleo acorazado o "shell type" .....	22
Fig. 4: Núcleo tipo columna o core type .....	22
Fig. 5: Cuba transformador de distribución (Fabricante fammsa) .....	23
Fig. 6: Rendimiento y pérdidas en función de la carga en pu. ....	28
Fig. 7: Gráfica Evolución del stock de transformadores instalados EU .....	31
Fig. 8: Pronóstico del factor de emisiones de $\text{CO}_2$ en EU28 + EAA (Adaptada de EURELECTRIC) ...	33
Fig. 9: Evolución del consumo europeo de energía (pérdidas) en transformadores en el escenario BAU .....	34
Fig. 10: Optimización de diseño. Mínimo valor TCO (ABB Transformers, 2016) .....	37
Fig. 11: Proporción de los costes inicial y de las pérdidas para TR1, TR2 y TR3 .....	39

Fig. 12: Desglose valores TCO para la primera y segunda etapa del Reglamento sobre Ecodiseño	42
Fig. 13: Evolución del precio de la electricidad para consumidores no residenciales, EU-28 y EA, 2008-2019 (EUROSTAT).....	44
Fig. 14: Consumo energía final por sector, EU-28, 2016 (European Environment Agency).....	45
Fig. 15: Evolución del precio del cobre vs aluminio, 1998-2019 (FRED) .....	46
Fig. 16: Países sin programas de eficiencia para transformadores de distribución .....	50
Fig. 17:Comparativa evolución del consumo energético. Escenario BAU vs MEPS .....	56
Fig. 18:Comparativa evolución de las emisiones de CO2. Escenario BAU vs MEPS .....	57
Fig. 19: Diferencias entre las propiedades del acero al silicio y el material amorfo .....	61



# 1. INTRODUCCIÓN

Ante el reto crucial de prevenir y mitigar el cambio climático, los líderes de la UE lanzaron en 2007 un paquete de medidas cuyo objetivo era alcanzar una serie de metas para el año 2020, el llamado objetivo 20-20-20. Estas metas consistían en un 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990), un 20% de energías renovables en la UE y un 20% de mejora de la eficiencia energética. Más tarde, en octubre de 2014, el Consejo Europeo adoptó un marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030. Este marco, que se revisó al alza en 2018, contempla una serie de metas y objetivos políticos para toda la UE durante el periodo 2021-2030. Los objetivos clave para 2030 son [1]:

- al menos 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990)
- al menos 32% de cuota de energías renovables
- al menos 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

A todo esto se suma el Pacto Verde lanzado por la Comisión Europea a finales de 2019. Se trata de una nueva estrategia de crecimiento destinada a transformar la UE en una sociedad equitativa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva, en la que no habrá emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y el crecimiento económico estará disociado del uso de los recursos.

La Figura 1 ilustra los distintos elementos del Pacto Verde [2].

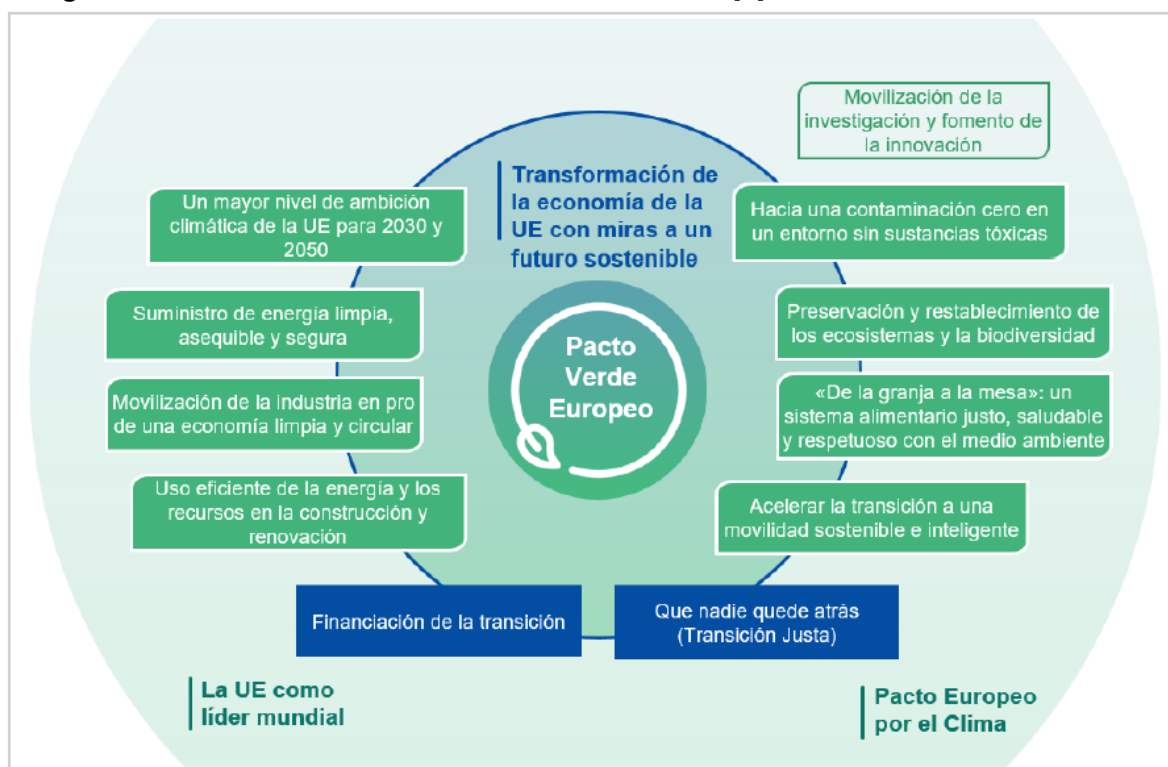


Fig. 1: Principales elementos en Pacto Verde Europeo

El aumento de la eficiencia energética de los productos es uno de los instrumentos clave para conseguir estas metas. Los productos concebidos para ser más eficientes pueden ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aportar considerables ahorros financieros a empresas y hogares. Además, la reducción de la demanda asociada a la mayor eficiencia contribuye también al logro del objetivo de producción renovable.

La legislación relativa al diseño ecológico se basa en la disposición de requisitos mínimos en materia de eficiencia energética y medio ambiente para productos destinados tanto a los hogares como a la industria.

## **1.1. Importancia de la eficiencia energética**

La mejora de la eficiencia energética aporta una contribución esencial a la consecución de todos los objetivos principales de las políticas de la UE en materia de clima y energía: mayor competitividad, seguridad de abastecimiento, sostenibilidad y transición a una economía hipocarbónica. Existe un amplio consenso político sobre su importancia.

La mejora de la eficiencia energética reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero y ayudará a combatir el cambio climático, proporcionará ahorros financieros sustanciales para empresas y hogares, aumentará la calidad del aire y contribuirá a que la UE reduzca su dependencia de los combustibles fósiles.

En diciembre de 2018, en la versión modificada de la Directiva sobre eficiencia energética se fijó el objetivo de aumentar un 32,5 % la eficiencia energética para 2030 con respecto a las previsiones establecidas en 2007 [1]. Para lograr este ambicioso objetivo, es importante adoptar medidas decisivas que reduzcan el consumo energético.

## **1.2. Reglamento (UE) N° 548/2014 sobre diseño ecológico**

El ecodiseño tiene como objetivo integrar los aspectos medioambientales en el diseño del producto, a fin de mejorar el rendimiento medioambiental de un producto a lo largo de su ciclo de vida. La legislación relativa al diseño ecológico establece requisitos en materia de eficiencia energética y otros requisitos aplicables al diseño de los productos, y mejora así los resultados medioambientales. Los productos que no cumplan estos requisitos no pueden ser vendidos en la UE, y así se suprimen del mercado los productos con peor comportamiento medioambiental.

Previo al lanzamiento del reglamento sobre diseño ecológico, la Comisión Europea llevó a cabo un estudio preparatorio en el que analizaron los aspectos medioambientales y económicos de los transformadores [3]. Este estudio se realizó conjuntamente con las partes afectadas e interesadas de la Unión y los resultados se pusieron a disposición del público. Los transformadores se consideran productos relacionados con la energía a efectos del artículo 2, punto 1, de la Directiva 2009/125/CE

El estudio mostró que la energía en la fase de utilización es el aspecto medioambiental más significativo que puede abordarse en el diseño del producto. Para fabricar transformadores se utilizan cantidades significativas de materias primas (cobre, hierro, resina, aluminio), pero los mecanismos del mercado parecen garantizar un adecuado



tratamiento al final de la vida útil, por lo que no es necesario establecer requisitos correspondientes de diseño ecológico.

El Reglamento (UE) Nº 548/2014 establece los requisitos de diseño ecológico que deben cumplirse para introducir en el mercado o poner en servicio transformadores de potencia de una potencia mínima de 1 kVA utilizados en redes de transmisión y distribución eléctrica de 50 Hz o para aplicaciones industriales. El Reglamento solo es aplicable a los transformadores adquiridos después de la fecha de su entrada en vigor y contempla dos etapas de implantación de valores mínimos de eficiencia, uno que ya está vigente y comenzó en 2015 y otro que deberá comenzarse a aplicar a partir de 2021.

En cuanto a los requisitos mínimos de rendimiento o eficiencia energéticos para transformadores de potencia medianos, éstos deben cumplir los máximos permitidos para pérdidas debidas a la carga y pérdidas en vacío o los valores del índice de eficiencia máxima (PEI) establecidos en dicho reglamento. La aplicación de un criterio u otro depende de la potencia del transformador. Los transformadores de potencia grandes, por su parte, deben cumplir con valores de índice de eficiencia máxima (PEI).

La Tabla 1, extraída del reglamento, muestra parte de dichos valores mínimos de eficiencia para transformadores grandes sumergidos en aceite

*Tabla 1: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes sumergidos*

Potencia asignada (MVA)	1ª etapa (1 de julio de 2015)	2ª etapa (1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del índice de eficiencia máxima (%)	
< 0,025	97,742	98,251
0,05	98,584	98,891
0,1	98,867	99,093
0,16	99,012	99,191
0,25	99,112	99,283
0,315	99,154	99,320
0,4	99,209	99,369
0,5	99,247	99,398
0,63	99,295	99,437
0,8	99,343	99,473
1	99,36	99,484

Por su parte, la Tabla 2 muestra algunos de los valores mínimos de eficiencia para transformadores grandes de tipo seco

*Tabla 2: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos con  $U_m > 36kV$*

Potencia asignada (MVA)	1ª etapa (1 de julio de 2015)	2ª etapa (1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del índice de eficiencia máxima (%)	
< 0,05	96,174	96,590
0,1	97,514	97,790

0,16	97,792	98,016
0,25	98,155	98,345
0,4	98,334	98,570
0,63	98,494	98,619
0,8	98,677	98,745
1	98,775	98,837
1,25	98,832	98,892
1,6	98,903	98,960
2	98,942	98,996

El método para calcular el índice de eficiencia máxima (PEI) tanto de los transformadores de potencia medianos como de los grandes se basa en la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador.

La fórmula que debe utilizarse para calcular el índice de eficiencia máxima se ha corregido en el reglamento (UE) 2019/1783, por el que se modifica el (UE) 548/2014, y es la siguiente:

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI}))}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI})}{P_k}}} = 1 - \frac{2}{S_r} \sqrt{(P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI}))P_k(\%)}$$

donde:

- **P<sub>0</sub>** son las pérdidas en vacío medidas a la tensión y la frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión
- **P<sub>c0</sub>** es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío, obtenida a partir de las mediciones efectuadas en los ensayos de tipo de la potencia absorbida por el ventilador y los motores de las bombas de líquido (en los sistemas de refrigeración ONAN y ONAN/ ONAF, P<sub>c0</sub> es siempre cero)
- **P<sub>ck</sub> (k<sub>PEI</sub>)** es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración además de P<sub>c0</sub> para funcionar a k<sub>PEI</sub> veces la carga asignada; P<sub>ck</sub> está en función de la carga; P<sub>ck</sub> (k<sub>PEI</sub>) se obtiene a partir de las mediciones efectuadas en los ensayos de tipo de la potencia absorbida por el ventilador y los motores de las bombas de líquido (en los sistemas de refrigeración ONAN, P<sub>ck</sub> es siempre cero)
- **P<sub>k</sub>** es la pérdida debida a la carga medida a la corriente y la frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia
- **S<sub>r</sub>** es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P<sub>k</sub>
- **k<sub>PEI</sub>** es el factor de carga al que se da el índice de eficiencia máxima

### **1.3. EuP LOT 2: Distribution and power transformers**

El Eup LOT2 es el estudio preparatorio que sirve de base para el Reglamento (EU) Nº 548/2014 sobre diseño ecológico. Este estudio fue elaborado por los organismos VITO y BIOIS en nombre de la Comisión Europea, y se publicó en enero de 2011.

Dicho estudio aborda en profundidad los siguientes aspectos relacionados con el sector del transformador en Europa:

1. Definición y clasificación de los distintos tipos de transformadores objeto de estudio, así como la legislación vigente que se les aplica.
2. Análisis económico y del mercado del transformador para, a partir de éste, hacer una proyección del volumen de ventas y transformadores instalados en 2020
3. Estudio de los diferentes perfiles de usuarios y su influencia sobre la eficiencia real del transformador durante su vida útil
4. Clasificación de los transformadores en siete casos base sobre los que aplicar los cálculos y obtener previsiones y conclusiones en lo relativo a eficiencia y emisiones contaminantes
5. Análisis técnico de las opciones de mejora de los transformadores considerando la mejor tecnología disponible en el momento
6. Impacto económico y medioambiental de las potenciales mejoras aplicables
7. Opciones reglamentarias que pueden reducir las pérdidas debidas la carga y en vacío en comparación con el escenario en que no se aplican políticas de mejora, denominado *business as usual* (BAU)

### **1.4. Objetivo del trabajo fin de grado**

El presente trabajo tiene el objetivo de tomar las conclusiones obtenidas en el Eup LOT2 y valorarlas a partir de una actualización de los datos y la información. Se trata de comprobar cuán efectivas han sido las previsiones lanzadas en el estudio por VITO y BIOIS.

Una vez expuesta y contrastada la importancia de la implantación de requisitos mínimos de eficiencia sobre los transformadores europeos, se comprueba la viabilidad y rentabilidad de su introducción al mercado. El método utilizado es el cálculo del Coste total de la propiedad de diferentes transformadores energéticamente eficientes.

Asimismo, complementar este trabajo con un estudio de impacto de la aplicación del reglamento sobre diseño ecológico sobre la flota de transformadores europeos, abordando aspectos económicos, técnicos y sociales.

## 2. DEFINICIONES

---

Una vez planteadas las bases sobre las que se lleva a cabo este trabajo, se hace necesario definir una serie de conceptos básicos imprescindibles para el entendimiento del resto del estudio. Se trata de entender mejor el lugar que ocupan los transformadores en la red eléctrica de distribución, cuáles son los elementos que lo componen y los tipos de pérdidas que se producen en ellos. Saber también qué son los valores mínimos de eficiencia (MEPS) mencionados en los posteriores cálculos y previsiones. Y por último, entender el caso-base denominado *Business As Usual* (BAU), por el que se continuaría sin aplicar políticas en referencia a la eficiencia energética y que sirve de referencia para hacer diferentes comparaciones con casos en que se aplican requisitos de mejora energética.

### 2.1. Contexto general

Los transformadores se utilizan en los sistemas eléctricos de transmisión y distribución, y se pueden clasificar en función de su aplicación. Pueden ser instalados por los operadores del sistema de transmisión (*Transmission System Operators*, TSO), por los operadores del sistema de distribución (*Distribution System Operators*, DSO), por el sector industrial o terciario o bien por el usuario. Basándose en el análisis del mercado europeo, los transformadores considerados en este trabajo se dividen, en función de su potencia, en las cinco siguientes categorías:

- Transformadores de distribución instalados por el Operador del Sistema de Distribución (DSO). (400 kVA)
- Transformadores de distribución sumergidos en aceite instalados por agentes distintos del distribuidor (*non-DSO*: industria, grandes edificios). (1 MVA)
- Transformadores de distribución tipo seco instalados por agentes distintos del distribuidor (*non-DSO* : industria, grandes edificios). (1.25 MVA)
- Transformadores conectados a fuentes de energía distribuida (DER) sumergidos en aceite y de tipo seco. (2 MVA)
- Transformadores conectados a fuentes de energía distribuida (DER) de tipo seco. (2 MVA)

La figura 2 muestra el esquema general del sistema eléctrico de transmisión y distribución, desde la estación de generación hasta los consumidores finales. En ella se puede observar los diferentes puntos de la red donde intervienen transformadores.

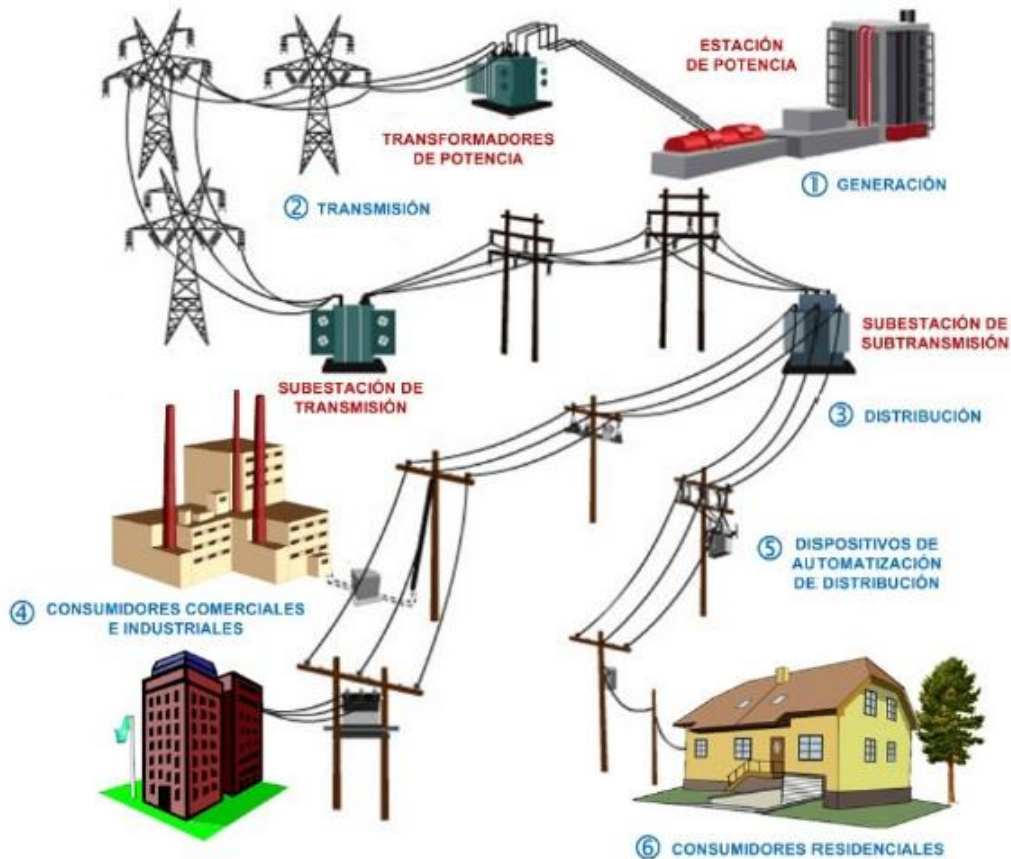


Fig. 2: Esquema general sistema eléctrico de transmisión y distribución

## 2.2. El transformador

Los transformadores son equipos eléctricos que permiten aumentar o disminuir la tensión de un circuito eléctrico. Los componentes principales de un transformador se pueden reducir a dos elementos: el núcleo magnético y los devanados. En la industria del transformador, el núcleo y los devanados se denominan conjuntamente como la “parte activa” del transformador, mientras que el sistema de refrigeración, formado generalmente por un tanque y el líquido (aceite mineral, generalmente) refrigerante, constituye la parte pasiva.

### 2.2.1 Parte activa

La parte activa del transformador está compuesta por dos elementos básicos:

- a) Bobinas: Corresponde a los devanados o arrollamientos, donde el devanado primario se encarga de generar un flujo magnético en el núcleo. Este flujo induce una fuerza electromotriz en el devanado secundario que, aplicado a la carga, da como resultado una corriente de salida. Estos devanados pueden construirse en cobre o aluminio. Su forma constructiva también puede variar de acuerdo con las exigencias del diseño o según las características eléctricas que se deseen lograr, es el caso de las bobinas circulares o rectangulares.

b) Núcleo: Es un elemento diseñado para acoplar magnéticamente el devanado primario y el secundario. En la actualidad, existe una gran variedad de materiales con los que es posible seleccionar el tipo de lámina deseada para la fabricación del núcleo, esto depende de la relación coste/pérdidas a garantizar. Las formas constructivas del núcleo se pueden presentar en diferentes configuraciones, las más típicas son:

- Núcleo tipo acorazado o “*shell type*”: En esta configuración el núcleo abraza a las bobinas, como se muestra en la figura 3



Fig. 3: Núcleo acorazado o “*shell type*”

- Núcleo tipo columna o “*core type*”: En esta configuración las bobinas abrazan al núcleo. Como se indica en la figura 4



Fig. 4: Núcleo tipo columna o *core type*

### 2.2.2. Parte pasiva

Además de la parte activa, en los transformadores, se debe tener en cuenta el aceite y el tanque o cuba:

- Aceite dieléctrico: Este líquido cumple con dos funciones esenciales para la parte activa. La primera es actuar como material dieléctrico entre las partes en tensión (vivas) y entre éstas y el interior del tanque o cuba. La segunda es operar como líquido refrigerante, al ayudar a la parte activa a transferir el calor generado por las bobinas y el núcleo hacia las paredes del tanque y este a su vez hacia el medio convectivo. Existen diferentes tipos de aceites o líquidos dieléctricos: aceite mineral inhibido, aceite mineral no inhibido, aceite vegetal y aceite sintético.
- Tanque o cuba: Allí se ubica la parte activa, la cual se protege de agentes externos y disipa el calor a través de la superficie del tanque y los radiadores. La figura 5 muestra un ejemplo de una cuba metálica correspondiente a un transformador de distribución [10]. En ella se pueden apreciar las aletas que permiten disipar mejor el calor y favorecer la refrigeración.



*Fig. 5: Cuba transformador de distribución (Fabricante fammsa)*

### 2.2.3. Pérdidas

Las pérdidas en los transformadores se pueden dividir en dos componentes o categorías principales: pérdidas en vacío o pérdidas independientes de la carga (corresponden principalmente a las pérdidas en núcleo magnético) y pérdidas en carga o pérdidas variables con la carga (corresponden principalmente a las pérdidas por efecto Joule en los devanados). Estas son las pérdidas fundamentales que se producen en cualquier tipo de transformador, independientemente de su aplicación o potencia nominal. Hay, sin embargo, otros dos tipos de pérdidas: las pérdidas adicionales (como pueden ser pérdidas en el hierro de la cuba debido a los flujos de dispersión, o pérdidas por corrientes parásitas en los conductores de los arrollamientos o las creadas por armónicos) y las pérdidas por enfriamiento o auxiliares, causadas por el uso de quipos de refrigeración/enfriamiento como ventiladores y bombas. Éstas últimas aplican particularmente a los transformadores de mayor potencia.

## **Pérdidas en vacío**

Estas pérdidas, independientes de la carga, se producen, principalmente, en el núcleo del transformador cuando el transformador está energizado (incluso cuando el circuito secundario está abierto). Corresponden, principalmente, a las pérdidas en el hierro o en el núcleo, pero también a la parte de pérdidas adicionales independientes de la carga, y pueden considerarse que son aproximadamente constantes.

Se componen principalmente de:

- Pérdidas de histéresis, causadas por el movimiento de fricción de dominios magnéticos en las laminaciones del núcleo que se magnetizan y desmagnetizan por alternancia del campo magnético. Estas pérdidas dependen del tipo de material utilizado para construir un núcleo. El acero al silicio tiene unas pérdidas por histéresis mucho más reducidas que el acero normal, pero el metal amorfo tiene un rendimiento mucho mejor que el acero al silicio. Hoy en día, las pérdidas por histéresis se pueden reducir mediante el procesamiento de materiales como laminado en frío, tratamiento con láser u orientación de grano.
- Pérdidas por corrientes parásitas de Foucault, causadas por las variaciones de los campos magnéticos que inducen corrientes parásitas en las propias chapas magnéticas (que también son buenos conductores de la electricidad) y, por lo tanto, generan calor. Estas pérdidas se pueden reducir construyendo el núcleo a partir de láminas más delgadas, aisladas entre sí por una fina capa de barniz, para reducir las corrientes de Foucault

## **Pérdidas en carga**

Estas pérdidas variables con la carga corresponden, principalmente, a las pérdidas en el cobre o en los arrollamientos, pero también a la parte variable con la carga de las pérdidas adicionales.

Se componen principalmente de:

- Pérdidas por efecto Joule en los devanados, también denominadas pérdida en el cobre, ya que este componente resistivo de las pérdidas de carga es dominante. Estas pérdidas se producen en los devanados del transformador y es causada por el paso de la intensidad por la resistencia del conductor. La magnitud de estas pérdidas aumenta con el cuadrado de la corriente y es proporcional a la resistencia del devanado. Se pueden reducir aumentando el área de la sección transversal del conductor o reduciendo la longitud del devanado. El uso de cobre como conductor mantiene el equilibrio entre peso, tamaño, coste y resistencia; agregar una cantidad adicional para aumentar el diámetro del conductor, de acuerdo con otras restricciones de diseño, reduce las pérdidas.
- Pérdidas por corrientes parásitas de Foucault en los conductores. Las corrientes de Foucault, debido a los campos magnéticos causados por la corriente alterna, también se producen en los devanados. La reducción de la sección transversal del conductor (como la reducción del espesor de la chapa de núcleo magnético), es decir, la descomposición de la sección necesaria en varios conductores se menor sección,



reduce las corrientes parásitas en los conductores, por lo que se utilizan conductores trenzados para lograr la baja resistencia requerida mientras se controlan las pérdidas por corrientes parásitas. Efectivamente, esto significa que el "conductor" del devanado se compone de una serie de conductores en paralelos.

### 2.3. Minimum Energy Performance Standards (MEPS)

Las normas EU sobre rendimiento energético mínimo MEPS (Minimum Energy Performance Standards) [4] establecen el nivel mínimo de eficiencia que deben cumplir los transformadores puestos en servicio en el mercado europeo.

A fin de dar cumplimiento a la directiva sobre transformadores, la Comisión Europea instauró como marco legal el Reglamento (UE) N.º 548/2014 donde se establecen los requisitos mínimos de eficiencia (MEPS) de los transformadores. Los requisitos mínimos de eficiencia vienen establecidos en tablas para todo tipo de transformador en función de su potencia. El Reglamento pretende evitar la introducción en el mercado europeo de productos no eficientes. Se trata de un Reglamento totalmente vinculante y de aplicación directa en los 28 Estados miembros de la UE.

### 2.4. Caso base ("BAU")

El escenario base 2005-2050, de continuación con las mismas políticas habituales, denominado "*Business As Usual*", describe los posibles impactos de no aplicar ninguna acción de política energética sobre la industria. Los diferentes supuestos aplicados en este escenario base (evolución del precio de la electricidad, emisiones de CO<sub>2</sub>, etc.) se basan en la metodología europea MEEuP [5]. Dicha metodología se ha aplicado uniformemente en todos los estudios sobre diseño ecológico y evaluación de impacto para definir posibles medidas regulatorias.

Este escenario BAU implicaría lo siguiente:

- Las fallas regulatorias y de mercado persistirían. El impacto de esta opción se describe con más detalle en la Sección 3, como el escenario de referencia. Por lo tanto, se considera que persisten las barreras para potenciar la mejora en el rendimiento de los transformadores.
- Debido a la larga vida de los transformadores, la instalación de productos menos eficientes tendrá un impacto ambiental adverso durante un largo periodo de tiempo.
- En ausencia de medidas por parte de la UE, es de esperar que los Estados miembros quieran tomar medidas individuales (no armonizadas) sobre los transformadores para acelerar el aumento de la eficiencia energética de los aparatos. Esta posibilidad se refuerza aún más debido a la rápida introducción de requisitos mínimos en terceros países (por ejemplo, Australia, Canadá, EE. UU.). Dicha acción obstaculizaría el funcionamiento del mercado interior y generaría grandes cargas administrativas y costes para los fabricantes, en contradicción con los objetivos de la Directiva de diseño ecológico.
- Existe el riesgo de desventajas competitivas, en particular para aplicaciones muy sensibles a los precios, para aquellos fabricantes que diseñan sus productos con altos

estándares frente a competidores que no usan tecnología que conduzca a un consumo menor de energía.

- En los próximos años, es probable que los precios de la electricidad aumenten significativamente. Estos desarrollos hacen que la mejora de la eficiencia del transformador sea aún más relevante, desde un punto de vista económico.

Los datos utilizados por el estudio preparatorio para la definición del caso base BAU y su proyección a futuro son los mostrados en las tablas 1 y 2. Este caso base, como se indicó anteriormente, parte del año 2005.

Tabla 3: Datos caso base por tipo de transformador

	Distribución	Industrial - aceite	Industrial - seco	DER - aceite	DER - seco
Clasificación	$D_0C_k$	$E_0C_k$	$C_0B_k$	$E_0C_k$	$C_0B_k$
Pérdidas totales (kWh/año)	7859	30091	39727	59093	62415
Precio Equipo (€)	6334	10239	27378	18248	28191
Coste Electricidad (€)	14544	43953	64231	230791	146258
Coste Ciclo de Vida (€)	20877	54192	91609	249039	174449

Tabla 4: Crecimiento anual del stock y vida útil supuestos en el caso base

	Crecimiento stock (%/año)	Vida útil (años)
Distribución	1,4%	40
Industrial – aceite	1,4%	25
Industrial – seco	1,4%	30
DER – aceite	10,5%	25
DER – seco	10,5%	25

# 3. ANÁLISIS DE MERCADO

---

## 3.1. Transformadores de distribución: deficiencias del Mercado

Los transformadores funcionan continuamente durante todo el año y tienen vidas muy largas, generalmente de más de 30 años. Por lo tanto, el consumo de energía (pérdidas) es un factor dominante en su impacto ambiental. El uso creciente de equipos electrónicos y otras cargas no lineales conduce a una mayor circulación de corrientes armónicas y, por lo tanto, a un mayor aumento de las pérdidas en los transformadores. Las cargas desequilibradas en sistemas trifásicos son otro factor de uso que aumenta las pérdidas, con impactos negativos en el rendimiento del transformador. La vida útil está intensamente influenciada por la temperatura de funcionamiento (en sí misma una función de la carga y de la temperatura ambiente), y también por el tipo de sistema de aislamiento y ventilación utilizado. La elección entre las dos tecnologías dominantes: transformadores sumergidos en aceite y secos, en realidad está dictada por los riesgos de incendio y los problemas de impacto medioambiental. La flota y el mercado europeo de transformadores de distribución están todavía dominados en gran medida por la tecnología de transformadores sumergidos en aceite.

La eficiencia o rendimiento del transformador se caracteriza principalmente por dos factores: pérdidas fijas, independientes de la carga (pérdidas en el núcleo magnético) y pérdidas dependientes de la carga (pérdidas resistivas), que deben caracterizarse por separado para proporcionar las pérdidas totales en un amplio rango de cargas. La eficiencia operativa promedio de los transformadores de distribución en la Unión Europea es del 98.38% [3].

En la Figura 6, donde se muestra la curva de rendimiento de los transformadores en función de su carga en por unidad, se aprecia el elevado valor del rendimiento que presentan estos equipos para prácticamente cualquier nivel de carga [11].

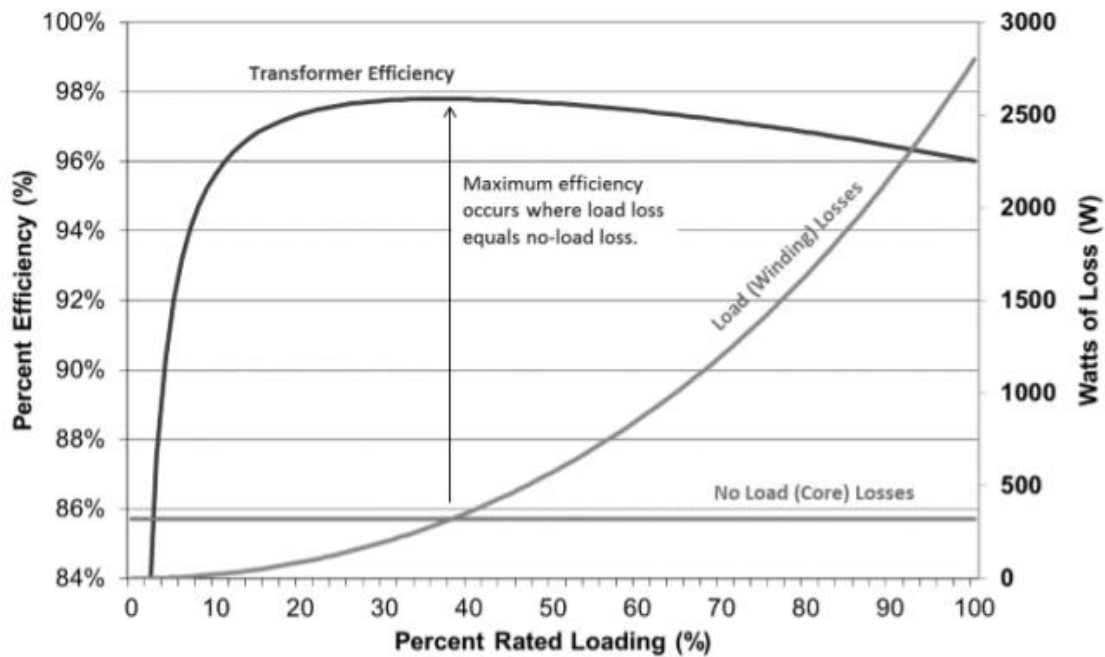


Fig. 6: Rendimiento y pérdidas en función de la carga en pu.

El gran aumento continuo en la generación distribuida afecta al diseño y a las ventas de transformadores de distribución, en los cuales pueden ocurrir flujos inversos de potencia en algunos casos. Los transformadores a menudo se reemplazan antes de que finalice su vida técnica, ya que la carga que tienen que suministrar ya sea de manera constante (por ejemplo, en áreas urbanas en expansión) o gradualmente en aumento (por ejemplo, plantas industriales) puede exceder la capacidad del transformador mucho antes de que se agote su vida útil.

Debido a la larga vida útil del transformador, la instalación de transformadores ineficientes tendrá un impacto ambiental negativo durante mucho tiempo. Además, la baja rotación de existencias hará que el impacto de las medidas de transformación del mercado necesite mucho tiempo para alcanzar todo su potencial.

Varias son las barreras que impiden una elección adecuada del transformador. Las más importantes son las siguientes [6]:

- Falta de conocimiento de las partes interesadas a la hora de elegir el producto, desconociendo en gran medida la disponibilidad y el grado de rentabilidad de los nuevos transformadores energéticamente eficientes.
- El mercado del transformador de distribución ha estado caracterizado por poner mayor énfasis en el coste inicial y un cierto descuido sobre el coste de operación. Este comportamiento es en gran parte debido a lo diferentes que son los incentivos para los compradores de equipos (por ejemplo, el contratista de construcción, que se preocupará principalmente de que el coste inicial o de adquisición del equipo sea reducido) por un lado, y los propietarios/operadores y usuarios por el otro, que deberán pagar los costes de explotación (pérdidas) a lo largo de su vida útil.

- En la mayoría de los países, los costes de las pérdidas de transmisión y distribución se transfieren a los consumidores y las empresas de distribución de electricidad que son responsables de comprar una gran cantidad de transformadores carecen de incentivos financieros o de otro tipo para invertir en transformadores más eficientes.
- En las pequeñas industrias, la disponibilidad de capital restringida y la perspectiva a corto plazo también favorecen soluciones de bajo costo inicial frente a las de mayor eficiencia y menor coste de explotación.
- Contratos a largo plazo para el suministro de equipos, productos ya almacenados como repuestos e ingenieros consultores que utilizan especificaciones de diseño poco actualizadas.

Las decisiones basadas en los criterios anteriores pueden ser racionales desde una perspectiva individual de toma de decisiones, pero pueden incurrir en costes sociales muy altos.

Históricamente, el mercado de servicios públicos ha estado más preocupado por minimizar los costes durante la vida útil, pero los cambios en la estructura de la industria eléctrica están cambiando la base de la gestión de activos de la red de distribución, de una manera que es menos propicia para la selección de transformadores de bajo consumo.

Incluso habiendo producido la Unión Europea un número impresionante de medidas de política energética sobre eficiencia energética y reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> en los últimos 10 años, todavía no existe un marco integrado para acelerar el uso de transformadores energéticamente eficientes y para apoyar a un sector industrial europeo de alta calidad. En general, se ha hecho un menor esfuerzo en el lado del suministro de eficiencia energética, es decir, las pérdidas de la red de distribución de electricidad a menudo se descuidan cuando se habla de aumentar la eficiencia energética. Debido al marco regulatorio actual (mecanismos de recuperación de costos) en la mayoría de los países europeos, solo una parte del potencial de ahorro de electricidad de los transformadores de distribución energéticamente eficientes es económicamente atractiva para una empresa de distribución de electricidad. Por lo tanto, se deberían eliminar las trabas existentes en los esquemas regulatorios, se deberían fortalecer los informes sobre transformadores y pérdidas de distribución, y se deberían introducir incentivos adicionales que permitan al menos la recuperación de costes.

La *Tabla 5*, adaptada de [6], ofrece una visión general de las principales barreras y obstáculos que enfrentan las diferentes partes interesadas del mercado de transformadores.

Tabla 5: Principales barreras y obstáculos en el mercado del transformador

Actor del mercado	Barreras y obstáculos más importantes	
Grandes compañías de distribución eléctrica	<p>Sin incentivos o con trabas de regulación de las tarifas de distribución; grado de desincentivo en función del esquema regulatorio nacional.</p> <p>Sin incentivos del régimen de comercio de derechos de emisión de gases, directiva de eficiencia del uso final de energía y servicios energéticos, o de otros instrumentos políticos</p>	
Grandes industrias	<p>Necesidad de mayor flexibilidad y adaptabilidad en relación con los posibles cambios en el proceso productivo, generalmente expresado como un período de amortización máximo requerido.</p> <p>Prioridad de inversión sobre los elementos del núcleo en los procesos productivos; las inversiones en eficiencia energética tienen menos prioridad</p>	Competencia insuficiente entre los fabricantes de metales amorfos; ningún productor de transformadores de núcleo amorfo en Europa.
Compañías de distribución eléctrica de menor tamaño	<p>Sin incentivos o con trabas de regulación de las tarifas de distribución; grado de desincentivo en función del esquema regulatorio nacional.</p> <p>Sin incentivos del régimen de comercio de derechos de emisión de gases, directiva de eficiencia del uso final de energía y servicios energéticos, o de otros instrumentos políticos</p> <p>Falta de información/conocimiento</p>	Falta de competencias en el cálculo económico de la inversión en transformadores de distribución
Industrias y comercios de tamaño medio/pequeño	<p>Falta de información/conocimiento</p> <p>Demasiado pequeños para desarrollar conocimiento propio en este campo: subcontratación de los planes de inversión a empresas de ingeniería, empresas de servicios energéticos (ESCOs), compañías energéticas o consultores</p> <p>Prioridad de inversión sobre los elementos del núcleo en la producción o proceso de servicio; menor prioridad para las inversiones en eficiencia energética</p>	energéticamente eficientes, particularmente en lo que respecta a la estimación del perfil de carga.
Empresas de ingeniería, ESCOs, consultores energéticos, planificadores	<p>Falta de información/conocimiento</p> <p>Desincentivos o sin incentivos de los sistemas tarifarios para planificadores; sin incentivos para optimización del sistema al completo.</p> <p>Sin incentivos para el cambio de procedimientos: reemplazo uno-a-uno de los transformadores obsoletos siguiendo el diseño tradicional de transformadores (comúnmente sobredimensionados)</p>	
Fabricantes de transformadores (y sus proveedores)	<p>Riesgos de altas inversiones para la construcción de nuevas líneas de producción</p> <p>Áreas de producción limitadas para extenderse o cambiarse hacia la producción de metales amorfos</p> <p>Aún poca demanda de tecnología amorfa en Europa</p> <p>Precios del acero, aluminio y cobre al alza</p> <p>Hábitos de compra existentes: los compradores especifican sus demandas de la manera tradicional y con mucha diferencia entre países y compañías</p>	

Basándose en el análisis del marco europeo existente de políticas y medidas nacionales y en las barreras y obstáculos que enfrentan los diferentes actores del mercado, la introducción de unos requisitos mínimos de eficiencia (MEPS) parece ser la mejor manera de fomentar el rendimiento energético en los transformadores. La opción obligatoria de valores mínimos de eficiencia abordaría las barreras clave del mercado, eliminando productos ineficientes del mercado y forzando la inversión en productos más eficientes. Finalmente, los estándares dinámicos darán una señal a los proveedores sobre en qué dirección se desarrollará el mercado.

### 3.2. El mercado europeo

Los datos generales muestran un crecimiento continuo en las ventas de transformadores, como puede verse en la Figura 7 [3], indicando que el mercado europeo no ha alcanzado su punto de saturación todavía.

La vida de un transformador se sitúa entre los 30 y los 40 años, dependiendo del tipo de transformador, con un stock instalado de más de 3.6 millones de unidades en 2011.

Las previsiones realizadas por VITO y BIOS en el Eup\_Lot2, que se plasman en Figura 7 [3], se quedan ligeramente por debajo de la cantidad real de transformadores que forman parte de la flota actual europea. Así pues, las previsiones apuntan a que en el año 2050 el stock sobrepasará los 5.5 millones de transformadores.

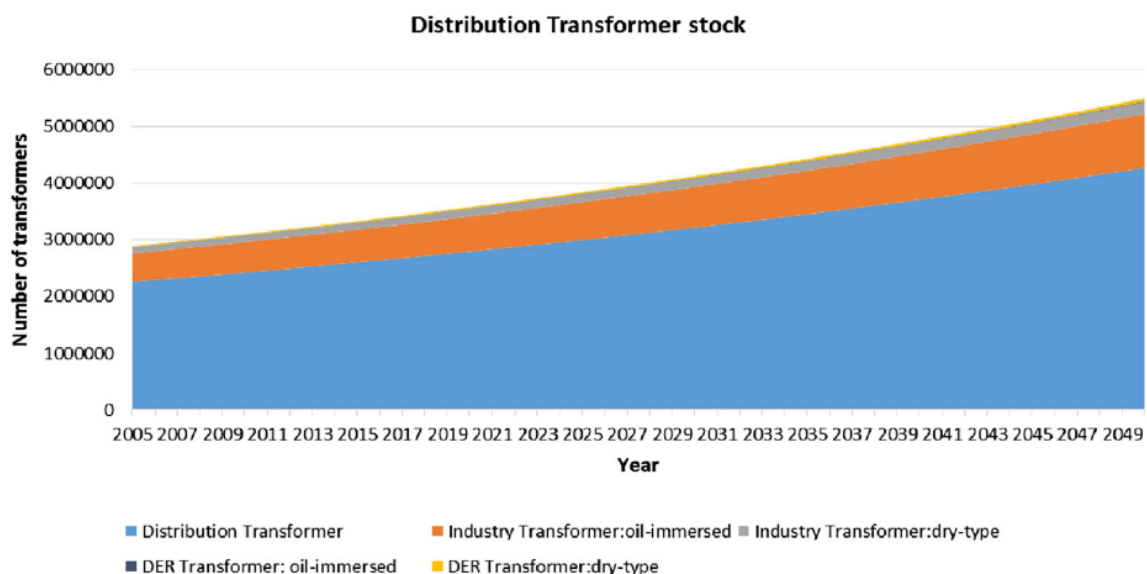


Fig. 7: Previsión EUP\_Lot2 de la evolución del stock de transformadores instalados EU (VITO 2011)

De media, en 2018 se vendían unos 177000 transformadores MT/BT industriales y de distribución anualmente en Europa. Junto a transformadores pequeños de distribución por debajo de los 25 kVA y transformadores de potencia > 20MVA, el número de transformadores vendidos en Europa por año excede las 200.000 unidades.

Basada en la información disponible del stock actual y los datos del mercado, la producción de electricidad y predicciones hechas a futuro, la Tabla 6 muestra una imagen del pasado

reciente y futuro mercado, así como la estimación realizada por VITO en el Eup\_Lot2 sobre la evolución del stock para 2050.

Tabla 6: Resumen datos de mercado y stock 2005-2050

Tipo de transformador	S kVA	Stock		Ventas nueva instalación	Ventas reemplazos	Ventas totales		
		2005 k uds.	2050 k uds.	2005-2050 % anual	% anual	2005 Uds.	2015 Uds.	2050 Uds.
Transformador de distribución	400	2250	4275	1.4	2.5	88580	102161	168000
Transformador industrial: sumergido	1000	504	958	1.4	4.0	27405	31610	52000
Transformador industrial: tipo seco	1250	108	203	1.4	3.3	5150	5920	9600
Transformador DER: sumergido	2000	4	12.5	2.5	4.0	262	420	810
Transformador DER: tipo seco	2000	16	76	2.5	4.0	1048	1559	3250

En la columna de “*Ventas reemplazos*” se sitúan los porcentajes de nuevos transformadores instalados para reemplazar otros existentes, mientras que en la columna “*Ventas nueva instalación*” se encuentran aquellos que se instalan o instalarán para ampliar la red eléctrica. Tales porcentajes de crecimiento son estimativos, ya que se obtienen a partir de los datos proyectados de ventas a futuro [3].

### **Distribución**

En términos de potencia instalada, los nuevos transformadores de distribución MT/BT suponen solo el 3% del stock existente. En número de unidades, suponen el 2.3%.

Para el escenario de eficiencia energética, se aplica una tasa de reemplazo del 2.5% para las compañías de distribución eléctrica, la más baja de todos los grupos de transformadores. Esto se debe a que los de distribución son los transformadores que cuentan con una vida útil más extensa, de unos 40 años.

### **Sector industrial**

La tasa de mercado de los transformadores industriales sumergidos en aceite se estima en casi el 5%, mientras que los transformadores de tipo seco suponen un 10% del stock existente.

Para los transformadores de tipo seco utilizados en industria se ha aplicado una tasa de reemplazo del 3.33% (equivalente a 30 años de vida útil técnica) y para los sumergidos del 4% (equivalente a 25 años de vida útil técnica)

### **Potencia**

El Eup\_Lot2 muestra que las ventas en 2005 de transformadores de potencia fueron de 2000 unidades. En 2018 las ventas de este tipo de transformador ascendieron a 5000 unidades, lo que supone un crecimiento anual de más del 7%.

### **DER tipo seco**

Este tipo de transformadores son los que tienen una tasa de aumento de ventas mayor (en el período 2005-2050 del 10.5%), debido al auge de las renovables.



### 3.3. Consumo de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>

Tanto el mercado como la flota actual de transformadores de distribución en Europa están todavía dominados por tecnología tradicional. La eficiencia nominal media de los transformadores de distribución europeos es 98.38% [3]; sin embargo, el elevado número de transformadores en servicio hace que sus pérdidas representen un consumo de energía muy significativo.

En la Unión Europea, en el año 2015, se calculó un consumo de energía debido a las pérdidas en los transformadores de unos 141 TWh y se emitieron 57 Mt de CO<sub>2</sub>.

Se prevé una importante reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> en la unión europea proveniente de la generación de electricidad (ver Gráfica 8). Asumiendo un descenso del 80% en las emisiones, se espera un valor de 110g CO<sub>2</sub>/kWh para 2050 [3].

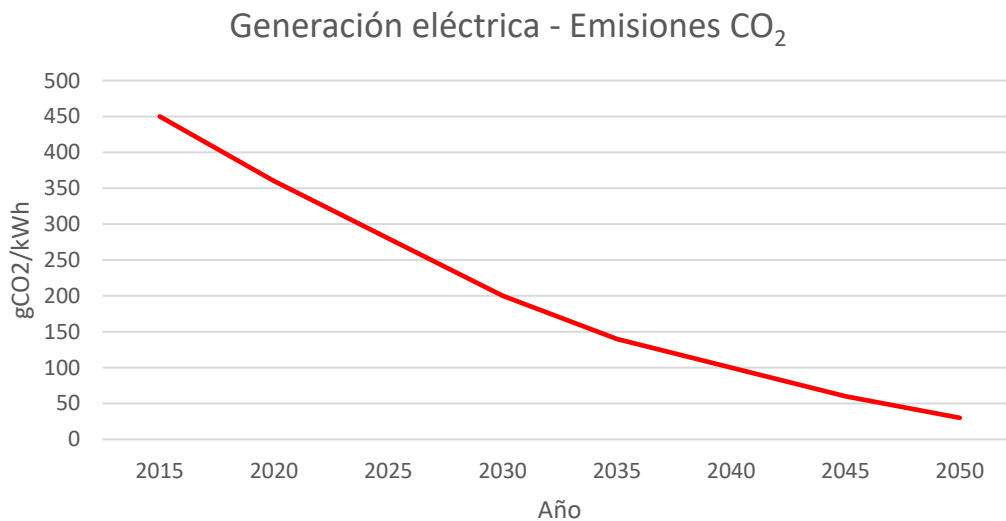
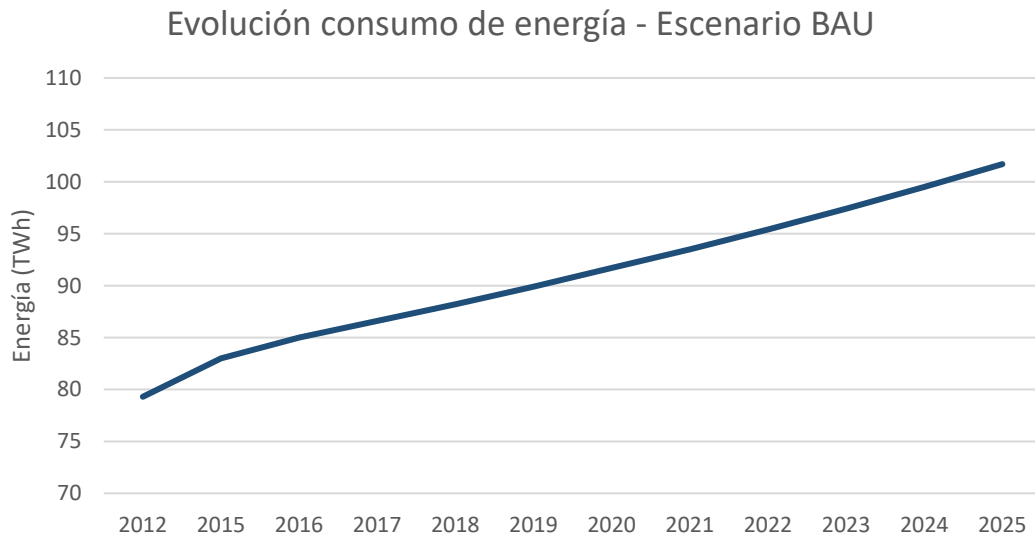


Fig. 8: Pronóstico del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> en EU28 + EAA (Adaptada de EURELECTRIC)

Para el año 2050, se estima que habrá una base instalada de transformadores de distribución en Europa de más de 5.5 millones de unidades, un incremento impulsado por la generación distribuida. En el escenario BAU, se asume que el consumo del sector del transformador no se reducirá debido a ninguna medida establecida por la Unión Europea y el Eup\_Lot2 estimaba que así se alcanzaría en 2025 un consumo de 101 TWh (y unas emisiones de CO<sub>2</sub> de 46.6Mt CO<sub>2</sub>eq). La Figura 9 muestra esa tendencia [6].



*Fig. 9: Evolución del consumo europeo de energía (pérdidas) en transformadores en el escenario BAU*

Por tipo de transformador, los de potencia son los que consumen una porción mayor del total de energía consumida, con un 45%. Los siguen los transformadores de distribución inmersos en aceite con un 24%, y los industriales sumergidos con un 19% [3].

De esta manera, se puede concluir que, sin la aplicación de medidas adicionales y específicas sobre transformadores, la transformación del mercado hacia transformadores más eficientes se llevaría a cabo de manera muy lenta y el impacto negativo sobre el medio ambiente continuaría creciendo.

## 4. COSTE DEL CICLO DE VIDA (TCO)

Para realizar el análisis económico del transformador, muchos expertos y fabricantes recomiendan calcular el coste total del ciclo de vida, a veces denominado coste total de propiedad (TCO por sus siglas en inglés) durante la vida útil del transformador o, en otras palabras, el coste capitalizado del transformador. Todos estos términos significan lo mismo: La suma de los costes de compra, instalación y puesta en servicio, los costes actualizados de operación y mantenimiento del transformador, así como los posibles costes de desmantelamiento y su valor remanente (segunda mano o chatarra) al final de su ciclo de vida o vida en servicio. En la actualización de estos costes es preciso tener en cuenta el valor temporal del dinero, de la energía eléctrica y de los costes ordinarios de mantenimiento. También es preciso conocer (o estimar) la evolución de la carga a lo largo de la vida del transformador.

En la práctica, se puede hacer alguna simplificación. Si bien cada transformador tendrá su propio precio de compra y factores de pérdidas, otros costes, como la instalación, el mantenimiento y el desmantelamiento serán semejantes para tecnologías similares y pueden eliminarse del cálculo comparativo. Solo cuando se comparan diferentes tecnologías, por ejemplo, transformadores de tipo seco refrigerados por aire con transformadores enfriados por aceite, hay que tener en cuenta estos parámetros.

El coste total del ciclo de vida, TCO, se calcula de la siguiente manera [9]:

$$TCO = IC + A (P_0 + P_{c0}) + B (P_k + P_{cs} - P_{c0})$$

Donde:

IC - es el precio de compra del transformador

A - representa el coste por vatio de las pérdidas independientes de la carga (pérdidas de funcionamiento en vacío)

P<sub>0</sub> - son las pérdidas de funcionamiento en vacío (sin carga)

P<sub>c0</sub> - es la potencia consumida por el sistema de refrigeración en vacío

B - es el coste por vatio de las pérdidas variables con la carga

P<sub>k</sub> - son las pérdidas de carga nominal

P<sub>cs</sub> - es la potencia consumida por el sistema de refrigeración en carga

Los costes de las pérdidas se van produciendo durante toda la vida útil del transformador. Para conocer el valor presente (en el momento de la compra del transformador) de estos costes se aplica la fórmula del Valor Actual Neto (VAN).

$$A = t \cdot C_{\frac{n}{2}} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i} ; C_{\frac{n}{2}} = \frac{C + (C \cdot (1+j)^n)}{2}$$

$$B = \mu \cdot t \cdot \frac{C_n}{2} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n}{i}; \quad \mu = k^2$$

t - son las horas de operación por año

i - es la tasa de descuento

n - es la vida útil del transformador expresada en años

$\frac{C_n}{2}$  - es el coste de la energía eléctrica a la mitad de la vida del transformador

Nota: si el incremento anual del precio de la electricidad se supone constante,  $\frac{C_n}{2}$  se puede calcular usando los parámetros C, j y n.

C - es el valor inicial del precio de la energía

j - es el porcentaje anual de incremento del precio de la energía

k - es la carga media del transformador durante su vida útil

La decisión de compra de un determinado transformador debería basarse en la optimización del diseño y el precio de compra que resulten en el menor coste del ciclo de vida posible.

Los valores A y B (€/kW) dependen de la carga esperada del transformador y de los precios de la energía. La elección de los factores A y B es difícil ya que dependen de la carga esperada del transformador, que a menudo se desconoce, y de los precios de la energía, que son volátiles, así como de la tasa de interés y la duración económica anticipada.

Por lo general, los valores de las cifras de evaluación de pérdidas A y B que forman parte de la solicitud de cotización se envían a los fabricantes de transformadores, que luego pueden comenzar el complicado proceso de diseño de un transformador para obtener el rendimiento requerido.

El resultado de este proceso abierto debe ser el transformador más económico, es decir, con el coste total de propiedad más bajo, optimizado para una aplicación determinada y un escenario tecno-económico (valores de crecimiento anual de la carga, del precio de la energía y la tasa de descuento) dado.

El inconveniente de este proceso es, como se mencionó previamente, la dificultad de predecir el perfil de carga futuro y los costes y tarifas de la electricidad con cierta confianza. Por otro lado, estos esfuerzos de optimización del diseño del transformador dependen de los precios de los materiales, particularmente los materiales activos, es decir, el material del conductor y el núcleo. La optimización dinámica tiene sentido cuando existe una volatilidad de precios diferente de distintos materiales como aluminio y cobre o acero magnético de alta y bajas pérdidas.

La curva que sigue cualquier estudio económico de un transformador es la representada en la Figura 10 [9]. Al incluir las primeras mejoras de eficiencia sobre un transformador su

precio de compra aumenta, pero las pérdidas (y sus costes) se reducen de manera notable, y el Coste total del Ciclo de Vida comienza a disminuir. A medida que se sigue avanzando en la reducción de pérdidas su efecto va perdiendo relevancia. Se llega a un punto a partir del cual una pequeña mejora en la eficiencia del transformador supone una gran inversión inicial. El punto del mínimo valor del TCO es el óptimo.

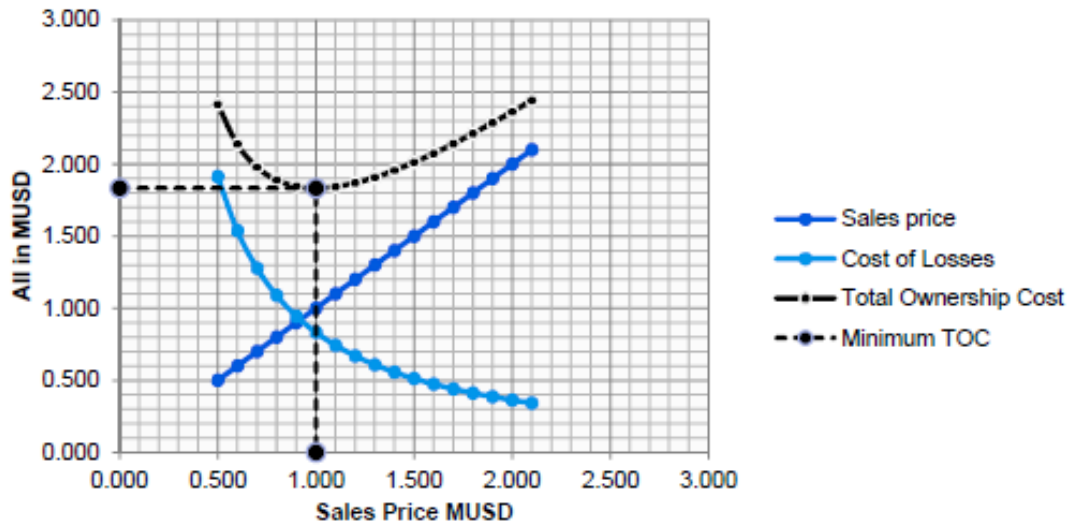


Fig. 10: Optimización de diseño. Mínimo valor TCO (ABB Transformers, 2016)

Para transformadores grandes, por encima de algunos MVA, el coste de las pérdidas es tan alto que los transformadores se fabrican a medida, adaptados a las cifras de evaluación de pérdidas especificadas en la solicitud de cotización para un proyecto específico.

Para los transformadores de distribución, que a menudo se compran en lotes grandes, el proceso se lleva a cabo una vez cada varios años. Esto produce un diseño de transformador óptimo, que luego se retiene durante varios años – cada vez menos debido a la volatilidad de los precios de los metales - hasta que los precios de la energía y los perfiles de carga cambian drásticamente.

#### 4.1. Cálculo del Coste total de ciclo de vida

Debido al grado de incertidumbre de algunos de los parámetros comprendidos en la expresión del TCO, resulta recomendable realizar varios análisis de sensibilidad para llegar a la elección óptima del equipo. Para facilitar dicha tarea, varios fabricantes ponen a disposición del público herramientas para el cálculo del coste total del ciclo de vida de los transformadores.

Este trabajo parte de la ecuación que aplica ABB en sus cálculos, la cual se implementa en una hoja de datos para realizar los diferentes análisis de sensibilidad y valorar diferentes configuraciones de transformadores. Para contrastar los resultados obtenidos también se hace uso de la herramienta de cálculo del TCO proporcionada por SEEDT, que calcula los factores A y B utilizando un método diferente al de ABB.

Para los cálculos se ha elegido un transformador mediano seco con los siguientes datos de entrada:

Tabla 7: Ejemplo de Cálculo del TCO de un transformador. Datos de entrada

Sr	1000 kVA
n	30 años
i	4%
t	8760 h/año
C	0,1 €/kWh
j	1%
k	50%

A partir de ellos, se obtienen los factores A y B.

Tabla 8: Ejemplo de Cálculo del TCO de un transformador. Valores A y B

<b>A (€/kW)</b>	<b>B (€/kW)</b>
17 782	4 446

A la hora de determinar la eficiencia (pérdidas) del transformador caso de estudio, y teniendo en cuenta que no se pueden introducir en el mercado transformadores que no cumplan con los requerimientos mínimos de eficiencia, se parte de los datos indicados en el Reglamento (UE) N°548/2014 para la potencia indicada. En la Tabla 5 se indican dichos valores.

Tabla 9: Pérdidas máximas debidas a la carga y en vacío (en W) para transformadores de potencia trifásicos medianos secos. Extracto del reglamento

Potencia asignada (kVA)	1ª etapa (1 de julio de 2015)	
	Pérdidas máximas debidas a la carga $P_k$ (W)	Pérdidas máximas en vacío $P_0$ (W)
< 50	$B_k$ (1700)	$A_0$ (200)
100	$B_k$ (2050)	$A_0$ (280)
160	$B_k$ (2900)	$A_0$ (400)
250	$B_k$ (3800)	$A_0$ (520)
400	$B_k$ (5500)	$A_0$ (750)
630	$B_k$ (7600)	$A_0$ (1100)
800	$A_k$ (8000)	$A_0$ (1300)
<b>1000</b>	<b><math>A_k</math> (9000)</b>	<b><math>A_0</math> (1550)</b>
1250	$A_k$ (11000)	$A_0$ (1800)

A partir de los datos de las pérdidas en vacío y las debidas a la carga, se aplica sobre el mismo transformador dos reducciones en dichas pérdidas, una del 5% (TR2) y otra del 10% (TR3). El resultado obtenido para cada caso es el que se muestra en la Tabla 8

Tabla 10: Resultados cálculo de costes de TR1, TR2 y TR3

	IC (€)	Losses (kW)		Cost of Losses (€)	TCO (€)
		No-Load	Load		
TR1	12000	1,55	9	67573	79573
TR2	13680	1,4725	8,55	64194	77874
TR3	15360	1,395	8,1	60816	76176

La búsqueda de transformadores más eficientes, es decir, con menores pérdidas, se traduce en un mayor coste de adquisición. El método del Coste total del Ciclo de Vida tiene en cuenta tanto dicho coste como aquellos incurridos durante toda la vida del transformador. Como se puede observar, la reducción de los costes debidos a las pérdidas hace que el TCO sea menor en el caso del transformador más eficiente, TR3, aunque su precio de compra sea mayor. En la Figura 11 se representa el desglose de los Costes totales de propiedad de los tres transformadores.

Desglose del Coste total del Ciclo de Vida

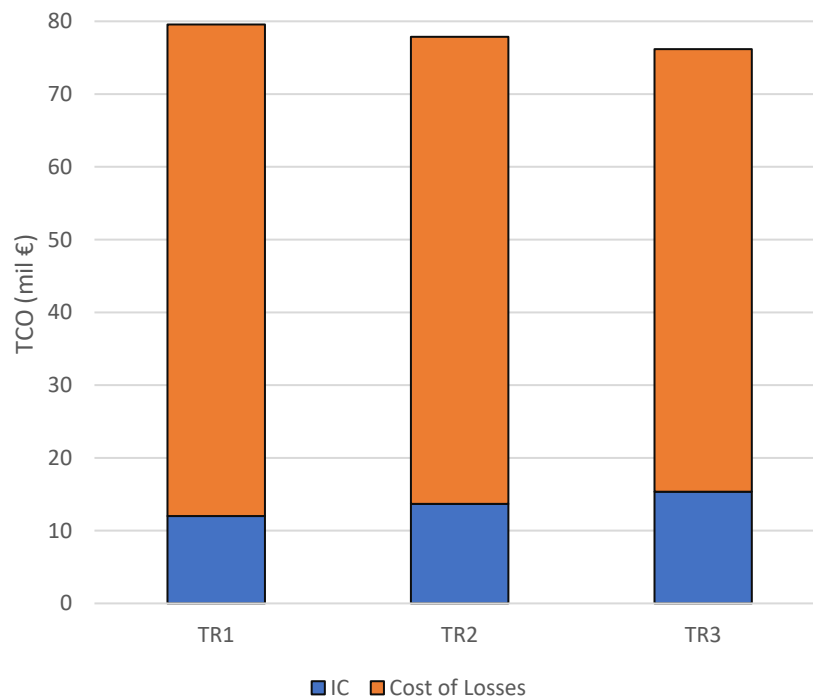


Fig. 11: Proporción de los costes inicial y de las pérdidas para TR1, TR2 y TR3

En la gráfica, Figura 11, se puede apreciar cómo en el coste total del ciclo de vida del transformador más eficiente tiene más peso el coste de adquisición que en el caso inicial y notablemente menos el coste debido a las pérdidas.

La herramienta de cálculo de ABB arroja los mismos resultados para los TCOs, y además incluye más información, Tabla 9, sobre el transformador más eficiente, TR3, en comparación con los otros dos.

Tabla 11: Comparación eficiencia TR3 con respecto a TR1 y TR2. Herramienta ABB

TR3	TR2	TR1
Ahorro de la vida útil (EUR)	1699	3397
Tiempo de amortización (años)	10,1	10,1
Ahorro de energía (kWh/año)	1664	3329
Ahorro de energía total (kWh)	49932	99864
Reducción emisiones CO2 (kg/año)	814	1628

Por su parte, de la herramienta de SEEDT se obtienen los resultados de la Tabla 6 para los mismos tres transformadores.

Tabla 12: Resultados herramienta SEEDT de los cálculos de costes para TR1, TR2 y TR3

			Base case	Alternative 1	Alternative 2
Summary rated transformer data	Name		TR1	TR2	TR3
	Type transformer	oil/dry	Dry	Dry	Dry
Power	kVA	1000	1000	1000	
Purchase price	EUR	12000	13402	13920	
Rated no-load loss	W	1550	1472.5	1395	
Rated load loss	W	9000	8550	8100	
Calculated losses in use	Annual no-load loss	kWh	13578	12899	12220,2
	Annual load loss	kWh	19724	18738	17752
	Annual extra loss	kWh	0	0	0
	<b>Annual total loss</b>	<b>kWh</b>	<b>33302</b>	<b>31637</b>	<b>29972</b>
CO2 emission	CO2 emission	t/a	33,3	31,6	30,0
Annual cost of losses	No-load losses	EUR	1765	1677	1589
	Load losses	EUR	2564	2436	2308
Capitalised cost	Cost of no load loss	EUR	30523	28997	27471
	Cost of load loss	EUR	44339	42122	39905
	Cost of extra losses	EUR	0	0	0
	<b>Capitalized costs</b>	<b>EUR</b>	<b>86862</b>	<b>84521</b>	<b>81296</b>
Comparison to base case	Pay back time	a	n/a	6	4
	Internal rate of return	%	n/a	15%	22%

La herramienta de SEEDT también señala el TR3 como la opción óptima, pero con valores de los costes totales del ciclo de vida diferentes para cada caso. La diferencia en estos valores se debe al método utilizado para obtener los factores A y B, pero se puede observar que tienen el mismo orden de magnitud.

Otro caso de estudio que resulta interesante incluir en este proyecto es valorar el coste de pasar de valores del reglamento exigidos en la primera etapa a los de la segunda. Esta vez el transformador seleccionado es uno grande seco de 4 MVA.



Tabla 13: Tabla 13: Requisitos mínimos del índice de eficiencia máxima para transformadores de potencia grandes secos con Um > 36 kV. Extracto del reglamento

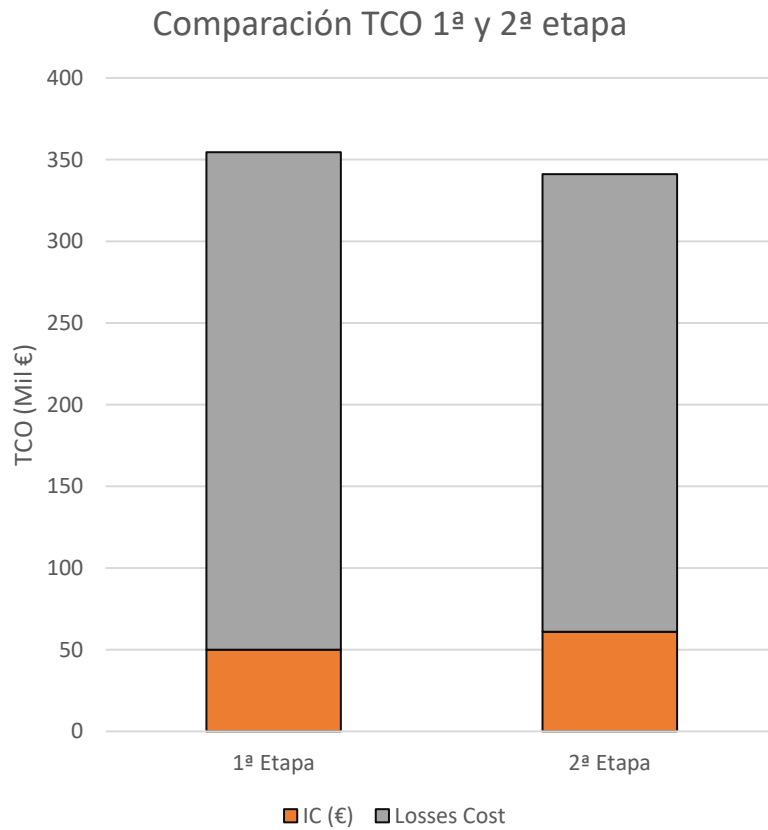
Potencia asignada (MVA)	1ª etapa (1 de julio de 2015)	2ª etapa (1 de julio de 2021)
	Valor mínimo del índice de eficiencia máxima (%)	
< 0,05	96,174	96,59
0,1	97,514	97,79
0,16	97,792	98,016
0,25	98,155	98,345
0,4	98,334	98,57
0,63	98,494	98,619
0,8	98,677	98,745
1	98,775	98,837
1,25	98,832	98,892
1,6	98,903	98,96
2	98,942	98,996
2,5	98,933	99,045
3,15	99,048	99,097
<b>4</b>	<b>99,158</b>	<b>99,225</b>
5	99,2	99,265

En este caso el límite no se sitúa en valores máximos de pérdidas, sino en valores mínimos de eficiencia. En la hoja de cálculo se han buscado valores de pérdidas que hagan cumplir con cada nivel de eficiencia, PEI. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 11.

Tabla 14: Costes pertenecientes a la primera y segunda etapa del Reglamento sobre Ecodiseño

4MVA	1ª Etapa	2ª Etapa	Diferencia
PEI (%)	99,158	99,225	0,067
IC (€)	50000	61000	11000
Cost of Losses (€)	304524	280073	-24451
TCO (€)	354524	341073	-13451

Los datos obtenidos muestran que, aunque el transformador de la segunda etapa requiera once mil euros más de inversión inicial, el coste total del ciclo de vida de éste es más bajo. La diferencia en los costes totales de propiedad de ambos transformadores se puede observar también en la Figura 12.



*Fig. 12: Desglose valores TCO para la primera y segunda etapa del Reglamento sobre Ecodiseño*

De este caso de estudio se concluye que la Comisión Europea exige en su Reglamento medidas rentables al largo plazo.

# 5. TENDENCIAS A FUTURO

---

De acuerdo con la Directiva de Ecodiseño, el objetivo de la implementación de medidas MEPS es el LLCC (menor coste del ciclo de vida), el cual asume que, en algún punto, el precio del producto se incrementa tanto con las opciones extras de diseño para ahorrar energía, que el coste de ciclo de vida (precio de compra más costes de funcionamiento actualizados) comenzaría a subir de nuevo.

El análisis de varios cálculos de ciclos de vida muestra que el nivel de rentabilidad sugerido para el usuario final se puede alcanzar con el estado del arte actual o el previsto de la tecnología. Sin embargo, el coste de las medidas a implementar por el sector industrial sí se debe tener en consideración, sobre todo si existen cambios tecnológicos en el proceso de fabricación.

Esta opción tiene el objetivo de reducir el impacto medioambiental de los transformadores, ya sea a través de fijar niveles máximos de pérdidas en carga y en vacío o definiendo niveles mínimos de eficiencia. Esta directiva trata los siguientes aspectos:

- Asegurar una reducción económica de las pérdidas en transformadores y la correspondiente reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Corregir los fallos de mercado y asegurar el correcto funcionamiento del mercado interno.
- Reducir el coste del ciclo de vida de los transformadores para el consumidor sin reducir los márgenes de beneficios para los distribuidores/fabricantes.
  - Los fabricantes pueden producir mejores transformadores usando la tecnología existente (por ejemplo, acero magnético al silicio de alto grado disponible comercialmente, núcleos magnéticos más grandes, y mayor sección transversal de los conductores) con alguna adaptación de sus equipos de producción actuales.
  - Se espera que la producción se monitorice e inspeccione no solo para asegurar que se cumplen los requisitos relativos al Ecodiseño, sino para futuros requisitos aplicables.

Para establecer una valoración de la citada reducción económica de las pérdidas en transformadores, se hace necesario un estudio que estime con la mayor precisión posible cómo será la evolución del precio de la energía en el futuro. Así se podrá obtener un valor monetario a la cantidad de energía que dejaría de desperdiciarse al implantarse transformadores más eficientes.

## 5.1. Evolución del precio de la energía

Los precios de la electricidad varían de manera significativa en la Unión Europea. Dependen de una serie de diferentes factores relativos a la oferta y la demanda, incluida la situación geopolítica, la combinación de producción energética nacional, la

diversificación de las importaciones, los costes de red, los costes de la protección medioambiental, las condiciones meteorológicas adversas/favorables o los niveles impositivos y fiscales.

Además del crecimiento esperado de la demanda y el aumento del precio de los combustibles fósiles y de las emisiones de CO<sub>2</sub>, el futuro trae nuevas inversiones en capacidad de generación de potencia (incluyendo energía eólica y solar a gran escala) y el desmantelamiento de antiguas plantas de potencia convencionales.

Basada en la evolución de la década 2008-2018, la perspectiva es de crecimiento constante en los precios de la electricidad en la Unión Europea.

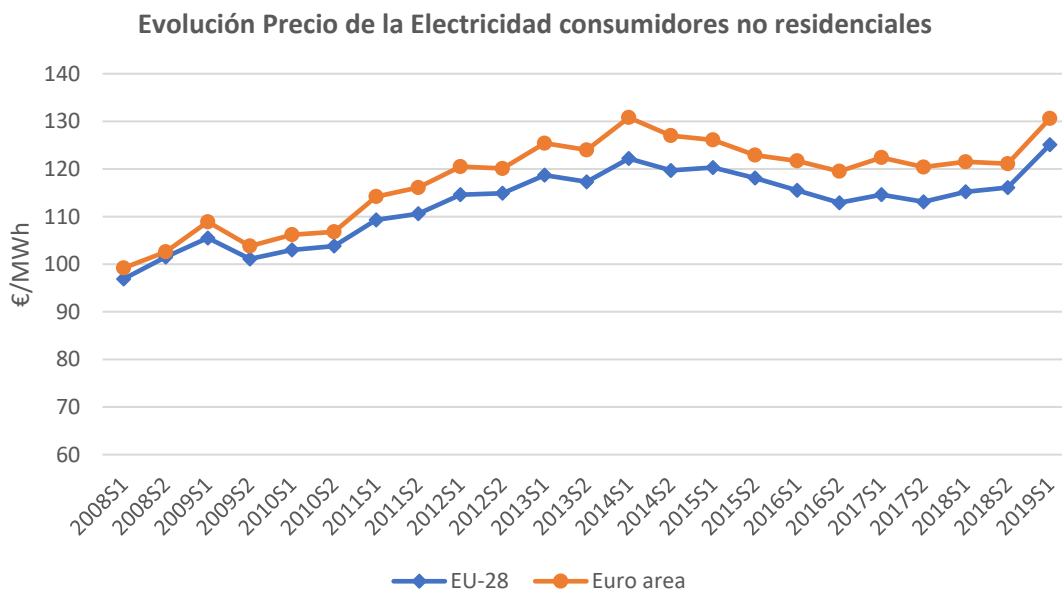


Fig. 13: Evolución del precio de la electricidad para consumidores no residenciales, EU-28 y EA, 2008-2019 (EUROSTAT)

Para transformadores de distribución utilizados en industria y edificación, en 2021, el precio medio europeo se estima será de 130€/MWh [6].

Para los transformadores de distribución usados por compañías de distribución, la media del precio de la electricidad se ha calculado de la siguiente manera:

- Utilizando la media ponderada del precio de la electricidad del consumidor, teniendo en cuenta el sector de consumo (industria, servicios y sector residencial) (Ver gráfica 14).
- Como se ha indicado en las condiciones anteriormente mencionadas, el valor previsto para el precio medio de la electricidad en 2021 es de 130€/MWh.
- Aplicando un descuento del 40% al precio medio de la electricidad para tener en cuenta los cargos típicos de los DSO. Esto da como resultado un valor de aproximadamente 80€/MWh, que representa el valor base de la electricidad consumida por los transformadores de distribución en Europa.

### Consumo energía final por sector en la Unión Europea

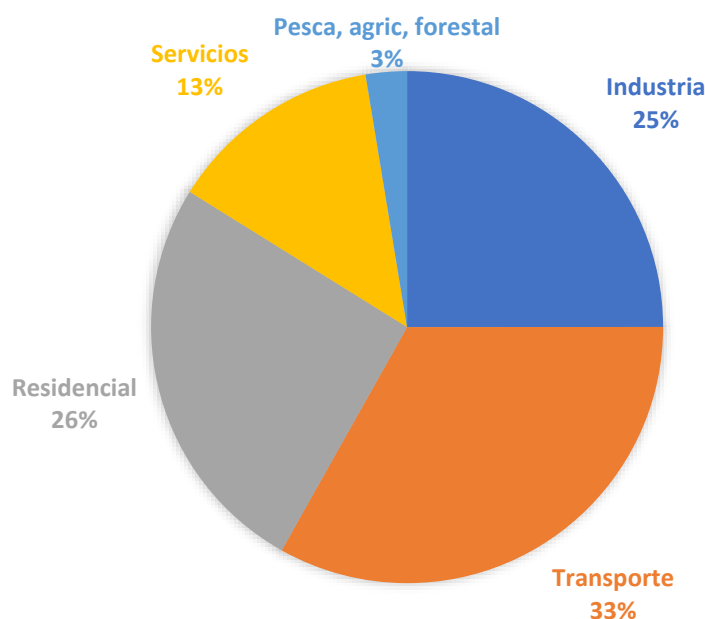


Fig. 14: Consumo energía final por sector, EU-28, 2016 (European Environment Agency)

Realizar una proyección de los precios de la energía resulta muy impreciso debido a la incertidumbre que siempre rodea este sector. Además, resulta mucho más complicado prever futuros precios para grandes consumidores (a veces contratos a largo plazo) que para consumidores residenciales. Mientras el efecto de las bajadas y subidas del precio del carbón se pueden plasmar en las estimaciones, hay mucha incertidumbre alrededor de cada uno de los componentes que afectan al precio de la energía. Por ejemplo, los precios al por mayor de la electricidad pueden estar sujetos a una presión al alza más allá de lo que se incluye en las proyecciones debido a la potencial competencia en el suministro de combustible (en particular el precio del gas), pero la consideración de estos factores se queda fuera del alcance de este trabajo.

## 5.2. Nuevos materiales usados en los transformadores de distribución

Tradicionalmente se ha utilizado el cobre en la mayoría de los transformadores, debido a su mayor conductividad, mejores propiedades mecánicas (mayor resistencia a cortocircuito) y resistencia al contacto eléctrico más segura.

La cantidad de cobre en los devanados afecta directamente a las pérdidas en carga, suponiendo esto un impacto directo sobre los costes de fabricación de los transformadores. El precio del cobre ha aumentado sustancialmente en la última década, debido al rápido crecimiento de la demanda en las economías emergentes.

Aunque el cobre tiene mejor conductividad que el aluminio, su precio es más alto y, además, fluctúa de manera abrupta. Esto último hace que resulte más complicado realizar pronósticos de precios a futuro. Por el contrario, el precio del aluminio es menos volátil, en parte porque es uno de los metales más abundantes y accesibles de la tierra. La

Figura 15, obtenida a partir de los datos de la *Federal Reserve Bank of St. Louis* (FRED), muestra esta diferencia de tendencias en los precios de ambos materiales.

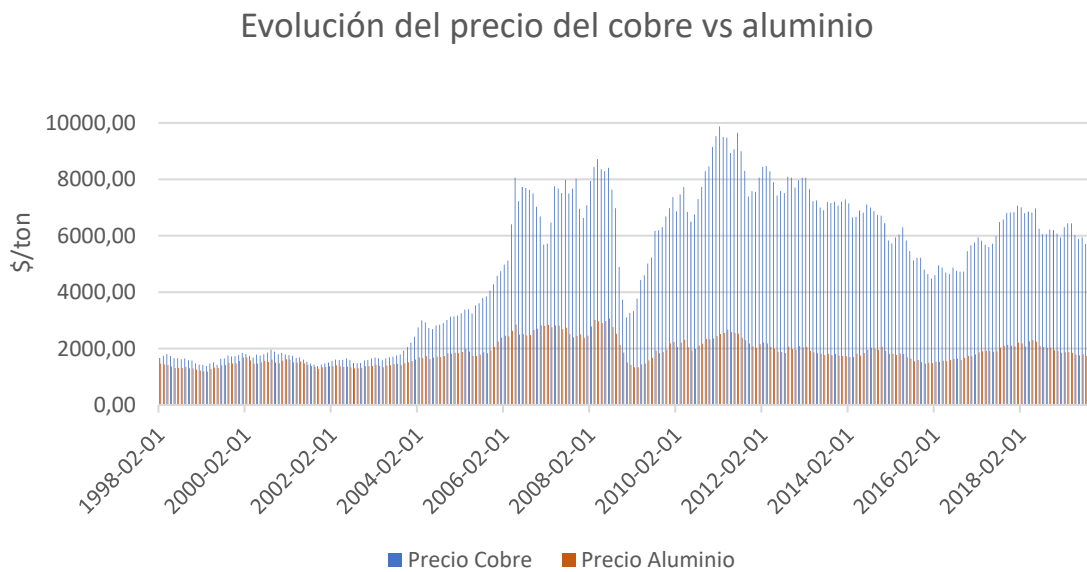


Fig. 15: Evolución del precio del cobre vs aluminio, 1998-2019 (FRED)

Los transformadores con devanados de aluminio y de cobre tienen pérdidas del mismo orden y, en consecuencia, rendimientos o eficiencias parecidas. Las pérdidas en los bobinados de los transformadores es función de la resistencia del conductor empleado y de la intensidad que circula por él. De esta manera, cuando se utilizan bobinados de aluminio se requiere de una longitud ligeramente mayor de conductor debida a la ligeramente mayor sección transversal necesaria para compensar su mayor resistividad. Los devanados de aluminio son algo más grandes (volumen) que los equivalentes en cobre. Para aplicaciones donde hay límites de peso, el uso del aluminio supone la mejor elección. Sin embargo, si se consideran restricciones en el tamaño y el espacio, el cobre será más apropiado. El cobre ocupa aproximadamente un 40% menos de volumen que el equivalente en aluminio.

El cobre, por su parte, tiene mayor resistencia a la tracción que el aluminio. Los cables de aluminio son más frágiles.

El conductor de aluminio se utilizaba extensamente en el sector residencial entre la década de los 60 y 70. También se podía encontrar en otros sectores como el comercial, el industrial y edificios institucionales. A partir de finales de los 70 el aluminio perdió popularidad, principalmente debido a los deficientes contactos eléctricos que conducían a problemas de fiabilidad y seguridad (riesgos de incendios). No fue hasta la década de los 90 que se volvería a usar este metal, aunque no en la misma proporción que el cobre.

Los cables de aluminio por sí mismos son seguros, el principal problema se encuentra en las conexiones. El proceso de oxidación consiste en el cúmulo de pequeñas capas de óxido de aluminio que crean una capa aislante. Esta capa incrementa la resistencia

eléctrica del conexionado y, por tanto, el calor disipado – el cobre se oxida, pero el óxido de cobre no actúa como aislante y además el cobre no se expande o contrae tanto como el aluminio cuando se encuentra bajo carga. Cuando se comenzó a usar conductores de aluminio, los puntos de conexión de los equipos eléctricos como los cuadros de interruptores, receptáculos e interruptores de la luz tenían terminaciones de cobre.

## 6. COMPARATIVA GLOBAL

A nivel mundial, harían falta muchos más transformadores para satisfacer de manera fiable la demanda creciente de electricidad. Se espera que el stock global instalado aumente en una tasa de crecimiento anual compuesta de 3.7 por ciento, lo que supone más del doble del número de transformadores entre 2015 y 2040. África tiene la tasa de crecimiento anual más alta proyectada durante este período, 4.9 por ciento, con el stock instalado más que triplicado [7].

En 2017, se estimaba que todos los transformadores de energía eléctrica en servicio a nivel mundial producen 1.100 TWh de pérdidas, lo que equivale aproximadamente al consumo total anual de electricidad de Japón. En las próximas dos décadas, se prevé que estas pérdidas aumenten a medida que las economías se expandan y se agregue capacidad eléctrica adicional.

La *Tabla 12* presenta una proyección de la demanda mundial de electricidad y la proporción de pérdidas atribuibles a todos los transformadores de energía eléctrica en todo el mundo. También muestra la cantidad de ahorro de energía y emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) evitadas que resultaría de que todos los países adopten nuevos (o actualicen) estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS) para transformadores a partir de 2020.

*Tabla 15: Potenciales ahorros de electricidad y emisiones de CO<sub>2</sub> de todos los transformadores a nivel mundial*

	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
Ahorros electricidad	Consumo de energía mundial	TWh/año	24222	27516	30875	34100	37352
	Pérdidas de electricidad de transformadores	TWh/año	1181	1306	1462	1643	1845
	% del uso mundial de electricidad	%	4,88	4,75	4,73	4,82	4,94
	Ahorros anuales de MEPS en 2020	TWh/año	18	113	218	325	426
	Ahorros acumulados de MEPS 2020	TWh	18	390	1267	2678	4610
Ahorros CO <sub>2</sub>	Emisiones provenientes de pérdidas en transformadores	Mtn/año	732	817	923	1.046	1.183
	Ahorros anuales de MEPS en 2020	Mtn/año	10	66	127	190	250
	Ahorros acumulados de MEPS 2020	Mtn	10	226	737	1562	2693

La *Tabla 13* presenta la lista de países con políticas para promover transformadores de mayor eficiencia energética basados en estándares de la Comisión Electrotécnica



Internacional (IEC) y del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). Se enumeran las especificaciones de rendimiento MEPS y de alta eficiencia (HEPS). El IEC 60076-20, publicado en enero de 2017, se centra en la armonización para reducir las barreras comerciales y expandir los mercados para transformadores de bajo consumo.

Tabla 16: Países con especificaciones sobre eficiencia energética para transformadores

País	Trifásico sumergido	Monofásico sumergido	Trifásico tipo seco	Monofásico tipo seco
Australia	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS
Canadá	---	---	MEPS	MEPS
China	MEPS – Grado 1	JB/T (industrial)	MEPS – Grado 1	---
Europa*	MEPS – Nivel 1, 2	---	MEPS – Nivel 1, 2	---
India	MEPS	MEPS	---	---
Israel	MEPS / HEPS	---	MEPS / HEPS	---
Japón**	Top-runner	Top-runner	Top-runner	Top-runner
México	MEPS	MEPS	---	---
República de Corea	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS	MEPS / HEPS
EE. UU.	MEPS	MEPS	MEPS	MEPS
Vietnam	MEPS	---	---	---

\*La normativa europea se aplica a los 28 países miembros de la Unión Europea (UE), así como a la Zona Europea de Libre Comercio (Islandia, Liechtenstein y Noruega) y Suiza.

\*\*El programa Top Runner de Japón se aplica a los transformadores de distribución de media tensión (3 y 6 kV). No se aplica al sector de servicios eléctricos.

La gran mayoría de países aún no han tomado medidas. Los diez países con los mercados más grandes para transformadores son, en orden descendente: China, Estados Unidos (EE. UU.), Rusia, Japón, India, Brasil, Canadá, Tailandia, Reino Unido y Arabia Saudita. Aquellos que no tienen políticas para promover transformadores de eficiencia energética se muestran en azul en la Figura 16 [7].



Fig. 16: Países sin programas de eficiencia para transformadores de distribución

Como se muestra en la *Tabla 14* [7], la demanda mundial de electricidad está aumentando rápidamente y, por lo tanto, será necesario instalar más transformadores para atender de manera confiable la creciente demanda. Las pérdidas del stock instalado de transformadores están aumentando en términos absolutos, a pesar de que algunas economías cuentan con políticas de eficiencia energética. Las pérdidas como porcentaje del consumo han disminuido.

Tabla 17: Proyección del crecimiento en la demanda de energía por región, consumo anual (TWh )

<b>Región/ País</b>	<b>2015 (TWh)</b>	<b>2020 (TWh)</b>	<b>2025 (TWh)</b>	<b>2030 (TWh)</b>	<b>2035 (TWh)</b>	<b>2040 (TWh)</b>	<b>% Anual de Crecimiento</b>
África	669	805	967	1158	1385	1642	3,7
América	5836	6357	6847	7348	7851	8430	1,5
Asia	9590	11802	14039	16321	18426	20475	3,1
Europa	4343	4591	4932	5255	5586	5905	1,2
Eurasia	329	360	401	444	486	522	1,9
Oceanía	300	330	356	379	400	417	1,3
<b>Total</b>	<b>20066</b>	<b>24245</b>	<b>27542</b>	<b>30906</b>	<b>34135</b>	<b>37391</b>	<b>2,3</b>

Con este crecimiento, las pérdidas eléctricas en el stock global de transformadores están aumentando. La *Tabla 15* proporciona una estimación de las pérdidas en todos los transformadores de distribución y potencia en el stock global instalado, desglosados por región.

Tabla 18: Estimación de pérdidas en transformadores por región, consumo eléctrico anual (TWh)

Región	2015 (TWh/año)	2020 (TWh/año)	2025 (TWh/año)	2030 (TWh/año)	2035 (TWh/año)	2040 (TWh/año)	% medio crecimiento (TWh/año)
África	36	48	61	77	95	114	4,8
América	141	148	158	169	183	197	1,4
Asia	730	813	920	1.051	1.202	1.366	2,5
Europa	141	138	129	122	118	118	-0,7
Eurasia	18	20	23	26	29	31	2,2
Oceanía	13	14	15	16	17	18	1,3
<b>Total</b>	<b>1.079</b>	<b>1.181</b>	<b>1.306</b>	<b>1.462</b>	<b>1.643</b>	<b>1.845</b>	<b>2,2</b>
OCDE	326	329	328	330	334	341	0,2
NO- OCDE	753	852	978	1.132	1.309	1.504	2,8

Se proyecta que el mercado europeo experimente una ligera reducción en las pérdidas durante este período debido a las medidas regulatorias adoptadas en 2014. Esta reducción absoluta en las pérdidas demuestra la efectividad de este instrumento de política, ya que ocurre simultáneamente a un crecimiento de 1,7% por año en consumo de electricidad en Europa.

#### Potenciales ahorros energéticos a nivel mundial

Se estima que la potencia instalada del stock de transformadores de distribución del mundo alcanzó los 18850 GVA en 2015 y se prevé que aumente a 34500 GVA para 2030 [7]. Alrededor del 8,5% de la producción mundial de energía se desperdició en las redes de transmisión y distribución en 2011, de la cual aproximadamente el 87% se debió a pérdidas técnicas.

Tras las pérdidas en líneas y cables eléctricos, los transformadores son la segunda mayor fuente de pérdidas en las redes eléctricas. Generalmente, las pérdidas en conductores y cables representan aproximadamente la mitad de las pérdidas técnicas del sistema, mientras que las de los transformadores generalmente suponen entre el 45 y el 50%. Se estima que los transformadores de distribución por sí solos representan el 36% de todas las pérdidas técnicas globales, aunque la proporción exacta en cualquier red eléctrica va a depender de las características del sistema.

A diferencia de las líneas o cables, los transformadores son relativamente fáciles de reemplazar. Además, su eficiencia es relativamente sencilla de clasificar, estandarizar y etiquetar. Si bien los transformadores son dispositivos muy eficientes en comparación con los equipos eléctricos típicos de usos finales, el hecho de que casi toda la electricidad pase a través de los transformadores, y normalmente varias veces antes del uso final (p. Ej. transformador elevador en generación y varias etapas de transformadores reductores hasta el nivel de distribución), implica que cualquier mejora en la eficiencia del

transformador puede producir ahorros significativos de energía. Los transformadores de distribución modernos más avanzados pueden reducir las pérdidas hasta en un 80% en comparación con los menos eficientes y, por lo tanto, existe un considerable potencial para reducir las pérdidas sufridas en los transformadores de distribución.

## 7. ANÁLISIS DE IMPACTO

---

La regulación MEPS sobre transformadores debería garantizar que los productores europeos pueden alcanzarla y que no implica muchas cargas administrativas para fabricantes o suministradores. De esta manera, existen dos opciones en lo relativo a la regulación MEPS sobre transformadores:

- Haber adoptado el valor que supone el menor coste del ciclo de vida, LLCC por sus siglas en inglés, en 2015 implementando todas las opciones de la directiva sobre *Ecodiseño*. En algunas ocasiones, esta opción inmediata hubiera conducido a cargas considerables sobre fabricantes para adaptar las líneas de producción en un período relativamente corto de tiempo.
- La adopción de una primera etapa MEPS menos ambiciosa en 2015, y el nivel del LLCC en 2021, como una segunda etapa.

El análisis previo llevado a cabo mostró que en general, una etapa intermedia en 2015 seguida de una segunda etapa en 2021 cumpliría con los objetivos establecidos en la Directiva sobre *Ecodiseño*. Esta opción ha permitido a los productores contar con más tiempo para adaptarse, mientras reducen gradualmente el impacto de sus transformadores, mediante la implementación de niveles máximos de pérdidas o definiendo niveles mínimos de eficiencia.

El incremento de la eficiencia de un transformador supone un aumento en su tamaño y peso (se requiere más cantidad de materiales activos) y cambia el balance actual entre el uso y la fabricación, transporte, y las fases del ciclo de vida del reciclado de unidades. Una proporción significativa de transformadores que se compran se instalan en subestaciones ya existentes, ya sea como reemplazo de transformadores antiguos o como ampliación de la subestación, en algunos casos con un espacio disponible limitado. Cuando se pretende reemplazar un transformador con la infraestructura existente, a veces puede ocurrir que el nuevo transformador sea imposible de instalar debido a sus grandes dimensiones.

En el análisis económico, los costes de instalación y otros costes asociados a transformadores eficientes más grandes o pesados pueden ser significativos y pueden afectar en algunos casos al análisis coste-beneficio. Sin embargo, la estimación de estos costes resulta complicada ya que existen grandes variantes de un caso a otro.

Es necesario coordinar la regulación de *Ecodiseño* con la liberalización eléctrica y las directivas de eficiencia energética. Internalizar los beneficios del ahorro energético para las operaciones de la red y permitir la recuperación de la inversión en un período de tiempo lo suficientemente largo resultaría en inversiones eficientes económicamente para las empresas de servicios públicos mientras se transfiere gradualmente beneficios netos a los consumidores. En definitiva, los consumidores europeos se pueden beneficiar de la instalación progresiva de transformadores eficientes.

En lo relativo a la implementación de la regulación, se ha establecido dialogo entre los reguladores de manera que se puedan asegurar incentivos adecuados para la introducción de transformadores de mayor eficiencia, además de retirar trabas y armonizar el enfoque de los costes de las pérdidas, su dependencia del tiempo, y el análisis coste-beneficio.

## 7.1. Impacto energético

Previo al lanzamiento del Eup\_Lot2 se llevó a cabo una simulación de más de 1000 opciones de diseño de diferentes tipos de transformadores usando el análisis simplificado del coste de ciclo de vida como base para la propuesta de la norma.

Para los cinco casos base, los principales datos de entrada son los mostrados en la *Tabla 16*. Para identificar las mejores opciones de LLCC para 2021, se han considerado tres diferentes niveles de precios para la potencia eléctrica y el factor de carga anual (mínimo, base y máximo).

Tabla 19: Datos de entrada Análisis de Impacto

Entradas		Transformador	Industrial:	Industrial:	DER:	DER:
		de distribución (400 kVA)	sumergido en aceite (1 MVA)	tipo seco (1.25MVA)	sumergido en aceite (2 MVA)	tipo seco (2 MVA)
Vida útil (años)		40	25	30	25	25
Valor electricidad (€/kWh)	Min.	0,06€		0,09€		0,11€
	Base	0,08€		0,13€		0,15€
	Max.	0,12€		0,19€		0,23€
Tasa de descuento*				4%		
Factor de carga	Min.	0,10	0,15	0,15	0,15	0,15
	Base	0,15	0,30	0,30	0,25	0,25
	Max.	0,30	0,40	0,40	0,30	0,30
UE Stock (2050)		4 275 500	958 000	203 470	12 400	49 650
Crecimiento del stock			1,4%			2,5%
Clasificación		D0Ck	E0Ck	COBk	E0Ck	COBk
Pérdidas totales (kWh/año)		7 860	27 170	39 700	59 000	62 415
Precio del producto (€)		6 300€	10 200€	27 380€	18 200€	62 415€
Coste electricidad (€)		13 200€	60 690€	88 620€	230 800€	146 300€
Coste Ciclo de Vida (€)		19 500€	70 890€	116 000€	249 000€	174 500€

\*Esta tasa de descuento está expresada en términos reales, considerando las recomendaciones de la Comisión Europea incluidas en *Better Regulation Guidelines SWD(2015) 111 final*

La solidez de los resultados del estudio de impacto depende de las hipótesis básicas adoptadas. Se llevó a cabo un análisis de sensibilidad, cubriendo algunos de los aspectos más importantes (como el precio de la energía) y se aplicó a cada caso base. Se consideró que el precio de la energía incluye ya costes medioambientales externos. El análisis incluye lo siguiente:

- Los factores de carga anuales que tienen influencia directa sobre el impacto ambiental y el LLCC de cada caso base.
- El precio de la energía eléctrica que afecta al LLCC cuando se implementan medidas de Ecodiseño. Para el análisis de sensibilidad se ha considerado una variación en torno al precio base de -25%/+50%

La Tabla 17 muestra los niveles propuestos de valores MEPS para 2015 y 2021 para los diferentes tipos de transformadores después del análisis de sensibilidad. Para los transformadores de distribución utilizados en el sector industrial (tipo seco) y aquellos destinados a la generación distribuida, los valores MEPS de 2015 se derivan de los valores máximos de EN 50464-1, y los requeridos para 2021 son  $A_0-10\% A_k$  basándose en los valores LLCC. El primer objetivo se ha podido alcanzar satisfactoriamente por los fabricantes usando tanto la tecnología disponible en el momento como sus equipos de producción.

Tabla 20: Niveles de pérdidas correspondientes a los distintos escenarios

$P_0P_k$	BAU	MEPS 2015	MEPS 2021
Transformador de distribución (400 kVA)	$D_0C_k$	$A_0C_k$	$A_0-10\%A_k$
Transformador industrial: sumergido (1 MVA)	$E_0C_k$	$A_0C_k$	$A_0-10\%A_k$
Transformador industrial: tipo seco (1.25 MVA)	$C_0 B_k$	$A_0A_k$	$A_0-10\%A_k$
Transformador DER: sumergido (2MVA)	$E_0C_k$	$A_0B_k$	$A_0-10\%A_k$
Transformador DER: tipo seco (2MVA)	$C_0 B_k$	$A_0A_k$	$A_0-10\%A_k$

Para los transformadores de distribución utilizados por empresas de servicios públicos y por industrias (sumergidos), los valores MEPS para 2021 basados en el LLCC son de  $A_0-10\% A_k$ .

La Figura 17 [3] muestra la evolución del consumo energético de los transformadores con la introducción de los valores MEPS y sin ellos.

### Consumo energético - Escenario BAU vs MEPS

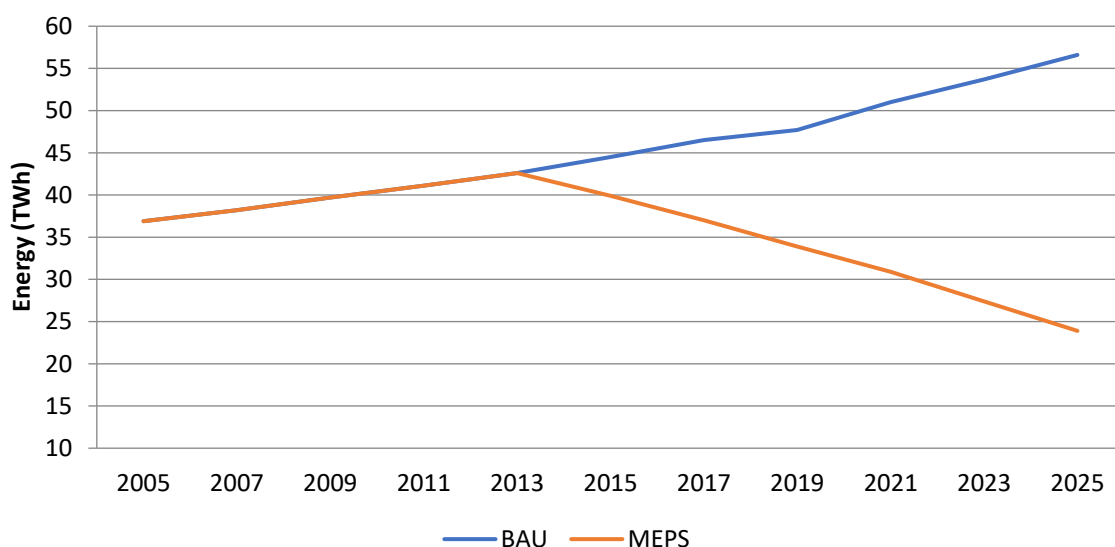


Fig. 17: Comparativa evolución del consumo energético. Escenario BAU vs MEPS

Los valores indicados en la Tabla 18 corresponden a las pérdidas de cada tipo de transformador para las dos etapas del reglamento, así como el escenario BAU en que no se aplica reglamentación alguna.

Tabla 21: Pérdidas por tipo de transformador para los escenarios estudiados

	BAU		MEPS 2015		MEPS 2021	
	P <sub>k</sub> (W)	P <sub>o</sub> (W)	P <sub>k</sub> (W)	P <sub>o</sub> (W)	P <sub>k</sub> (W)	P <sub>o</sub> (W)
Transformador de distribución (400 kVA)	4600	750	4600	430	3250	387
Transformador industrial: sumergido (1 MVA)	13000	1700	10500	770	7600	693
Transformador industrial: tipo seco (1.25 MVA)	13000	2800	11000	1800	11000	1620
Transformador DER: sumergido (2MVA)	21000	3100	18000	1450	15000	1305
Transformador DER: tipo seco (2MVA)	18000	4000	16000	2600	16000	2340

Por su parte, en la Tabla 19 se muestran los ahorros acumulados y anuales en 2025 y 2050 para valores MEPS adoptados en 2015 y 2021.

El impacto global se ve limitado por la lenta rotación en el stock de transformadores, con la excepción de los transformadores de generación distribuida. El stock crece según los diferentes tipos de transformadores entre un 1.4% (transformadores de distribución utilizados en industria y edificación) y un 2.5% (transformadores DER). Para los transformadores de generación distribuida se asume que la mayoría de estos transformadores se instalaron en la última década. Por lo tanto, el mercado de reemplazo de este tipo de transformadores será pequeño hasta 2050.



Tabla 22: Ahorros acumulados y anuales en 2025 y 2050 para valores MEPS adoptados en 2015 y 2021

	Ahorro MEPS 2021 (TWh)	Ahorro total (TWh)	$\Delta\%*$	Ahorros anuales 2025 (TWh)	Ahorros anuales 2050 (TWh)
Transformador de distribución (400 kVA)	99	253	22%	4	16
Transformador industrial: sumergido (1 MVA)	91	233	26%	4	14
Transformador industrial: tipo seco (1.25 MVA)	23	21	18%	1	3
Transformador DER: sumergido (2MVA)	3	6	28%	0	0
Transformador DER: tipo seco (2MVA)	6	17	19%	0	1
<b>Total</b>	<b>222</b>	<b>559</b>	<b>23%</b>	<b>9</b>	<b>35</b>

\*Porcentaje de ahorro en 2050 en relación con el escenario BAU

## 7.2. Impacto ambiental

El ahorro acumulado de energía y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> dependen de la fecha de aplicación de la primera y segunda etapa de las medidas reglamentarias. Cualitativamente, cuanto antes se hagan efectivos los requisitos para alcanzar el valor del LLCC, más ahorro energético y reducción de emisiones. El ahorro acumulado de emisiones entre 2015 y 2050 se estima que será de unas 140Mt.

La importante reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que se puede apreciar en la Figura 18 es resultado del efecto combinado de la aplicación de valores MEPS sobre transformadores y la progresiva descarbonización de la generación eléctrica en la Unión Europea.

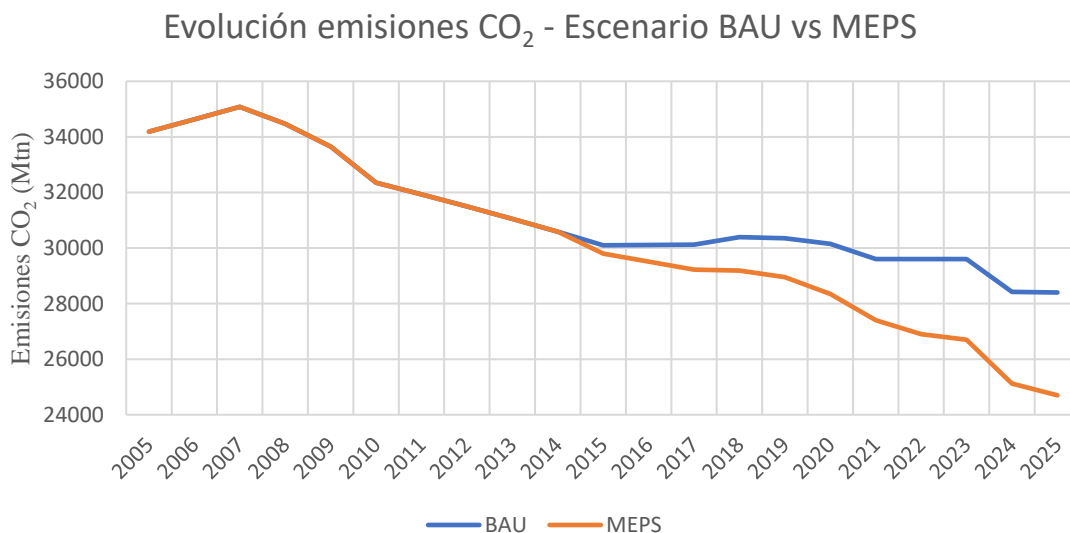


Fig. 18: Comparativa evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Escenario BAU vs MEPS

### **7.3. Desmantelamiento y reciclado**

El desmantelamiento, el almacenamiento, el transporte o la eliminación inadecuados de materiales peligrosos, en particular los bifenilos policlorados (PCB por sus siglas en inglés), pueden provocar emisiones contaminantes que pueden permanecer en la atmósfera, el suelo, el agua y constituir una fuente de exposición humana a través de los alimentos. Los programas de recolección y eliminación de PCB y transformadores en general son importantes porque pueden promover la recuperación de otros materiales que se encuentran al final de la vida útil de los transformadores, incluidos los metales y el petróleo. El reciclaje y la reutilización de transformadores pueden ofrecer oportunidades comerciales secundarias en los países en desarrollo que deciden implementar sistemas de recolección y reciclaje.

Al final de la vida útil de un transformador, se puede esperar una alta tasa de reciclaje debido al valor de los metales utilizados en la construcción del transformador. Las medidas de política que fomentan la gestión ambientalmente racional de los transformadores usados deben combinarse con tecnologías que capturen y limpien de forma segura el transformador de la futura contaminación de los bifenilos policlorados y garanticen la entrega de transformadores más eficientes en el mercado.

Las entidades reguladoras pueden explorar y adoptar enfoques que alienten la recolección y el reciclaje de transformadores usados, teniendo en cuenta que no pueden contaminarse con PCB (para evitar la contaminación cruzada). Estos enfoques deben adaptarse a las condiciones nacionales, teniendo en cuenta los distribuidores locales de fabricación y chatarra. Si se diseñan y administran de manera efectiva, estas políticas pueden crear empleos en la recolección y el reciclaje, al tiempo que reducen el impacto ambiental general.

### **7.4 Ruido**

La mayoría de los transformadores emiten ruidos a una frecuencia relativamente baja, sin embargo, para las personas cercanas puede resultar algo irritante. El sonido generalmente se origina en el núcleo y en las espiras de la boina. El ruido generado por el núcleo deriva de la magnetostricción y el de las laminaciones cuando el campo magnético pasa a través de ellos. La cantidad de ruido generada dependerá de la carga que pasa a través del equipo.

En el caso del núcleo, también dependerá de la propiedad magnética de los materiales utilizados para su fabricación y de la densidad del flujo. Las fuerzas magnéticas formadas en el núcleo causan la vibración en los componentes, que a la vez generan ruido, el cual es principalmente de baja frecuencia, y el espectro de ruido incluye los componentes totales de la frecuencia.

Muchos de los componentes de un transformador son vibro-acústicos (generan ruido con la vibración), por lo que si se llegan a soltar o sobrecargar pueden aumentar la intensidad del ruido. En este caso es fundamental que se detengan las operaciones de los

transformadores y se haga una revisión integral, y en caso de ser necesario un mantenimiento preventivo o correctivo, para evitar cualquier tipo de daño permanente.

Los transformadores modernos tienen un considerable menor ruido que aquellos de hace algunas décadas. Ello se debe a la mejora en el núcleo de acero, la reducción del esfuerzo mecánico en el núcleo de chapa magnética, una mejor uniformidad en el flujo de los núcleos, la eliminación de las resonancias del tanque y el núcleo y el uso de revestimiento externo. Sin embargo, hoy en día existe una demanda creciente de transformadores aún más silenciosos. Este hecho viene dado por un mercado en el que un gran número de transformadores de distribución se están instalando en el interior de ciudades, donde el ruido ya supone un problema ambiental significativo.

El nivel de ruido está íntimamente relacionado con los picos de densidad de flujo durante la operación y el peso del núcleo. Una de las maneras de reducir el ruido es diseñar los transformadores con menores densidades de flujo de operación. Con una reducción de la densidad de flujo de 0.1 T, se puede conseguir una reducción del nivel de ruido de 2dB. Los transformadores de mayor eficiencia operan con menores densidades de flujo para reducir las pérdidas magnéticas, y por tanto, conduciendo también a un menor ruido.

## **7.5. Precio de los transformadores**

El precio medio de un transformador depende de la potencia, de su eficiencia y de otras características. El precio de compra es normalmente mayor para transformadores eficientes debido al uso de más cantidad de materiales activos, así como el de materiales de mayor calidad (por ejemplo, acero magnético).

El mercado del transformador es un mercado segmentado en el cual los consumidores toman una perspectiva diferente de los costes del ciclo de vida. Los instaladores e instalaciones industriales tienden a basar sus compras en el precio de adquisición en lugar de en los costes del ciclo de vida, ya que ellos no tendrán que pagar los costes de operación del transformador.

La implementación de requisitos mínimos de eficiencia incrementará los costes de compra de los consumidores. Sin embargo, como se ha visto en el capítulo 4, este coste adicional en unidades más eficientes traerá consigo ahorros significativos para el usuario final, derivados de unos menores costes actualizados de operación, así como una correspondiente reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **7.6. Tecnología, funcionalidad e innovación**

La aplicación de nuevas tecnologías y procesos mejorados a la producción de transformadores podría reducir significativamente las pérdidas de potencia/energía y las correspondientes emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico. La industria del transformador es un sector maduro con fabricantes consolidados y la mayoría de las mejoras se han llevado a cabo gradualmente (por ejemplo, mejora de los materiales aislantes, acero

magnético con menores pérdidas, optimización del diseño electromagnético y aumento de la cantidad de materiales conductores).

Una tecnología relativamente nueva que se está usando ampliamente en Japón y en menor escala en Norte América se centra en el uso de núcleos magnéticos de aleaciones amorfas. Mediante el uso de núcleos amorfos se pueden reducir las pérdidas en vacío hasta en un 70% respecto al mejor de los de silicio.

- Propiedades magnéticas del material amorfo: Tiene una sorprendente capacidad para alcanzar la magnetización rápidamente ya que su permeabilidad relativa es casi 5 veces mayor a la del acero al silicio. Sus propiedades moleculares en grano no orientado o también conocido como estructura no cristalina logran que el flujo se disperse de forma no lineal, lo que reduce altamente las pérdidas eléctricas por histéresis, debido a la poca resistencia que ofrece al tránsito del flujo magnético
- Propiedades mecánicas del material amorfo: Su alta flexibilidad permite manipular la lámina en un rango bastante amplio, sin embargo, resulta ser una desventaja al emplearla en transformadores, pues se considera que el ensamble puede llegar a ser más complejo. Así mismo, su dureza es alta, ya que el material amorfo se clasifica como uno de los elementos más duros después del diamante, aproximadamente 5 veces por encima del acero al silicio. Además, esta lámina cuenta con otra ventaja que favorece el reducido valor de las pérdidas en vacío, su espesor, pues actualmente se comercializa en espesores de 0,025 mm, lo cual es una diferencia visible respecto a la lámina en acero al silicio, la cual alcanza un espesor de 0,23mm. Esta nueva característica permite reducir en forma considerable las pérdidas por corrientes parásitas confinadas en la sección transversal de la chapa.

La Figura 19 muestra, de manera simple, las principales diferencias entre las propiedades del acero al silicio y el material amorfo [8].

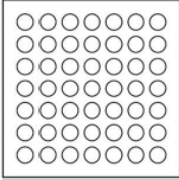
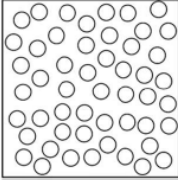
Propiedades lámina de acero al silicio	Propiedades lámina de material amorfo
<p>Estructura molecular organizada</p> 	<p>Estructura molecular aleatoria</p> 
Espesor de 0,23 mm	Espesor de 0,025 mm
Resistividad eléctrica 0,50 $\mu\Omega\cdot m$	Resistividad eléctrica 1,20 $\mu\Omega\cdot m$
Pérdidas en el núcleo normales	Pérdidas en el núcleo aproximadamente 1/3 respecto al acero al silicio

Fig. 19: Diferencias entre las propiedades del acero al silicio y el material amorfo

El precio de compra de un transformador de núcleo amorfo es todavía mayor que el de uno convencional, hasta un 20%, pero la diferencia se está reduciendo progresivamente. Si se comparan el uso de transformadores con núcleo de acero al silicio con el uso de aquellos con núcleo de metales amorfos, se podría alcanzar un ahorro global durante toda la vida del transformador si el suministro de metales amorfos fuese más fácilmente accesible (por ejemplo, contando con diferentes suministradores) con precios competitivos.

## 7.7. Impacto sobre el precio de la energía eléctrica

A nivel nacional, las autoridades regulatorias nacionales (NRAs) son responsables de la regulación de los precios al por menor de la electricidad. Como parte del régimen regulatorio nacional, NRAs pueden establecer incentivos para una reducción de pérdidas en la red, los cuales se pueden clasificar como se indica a continuación:

- Sin mecanismos de regulación o incentivos
- Las pérdidas en la red se tratan como cualquier otro coste en el régimen regulatorio
- Una cierta cantidad de pérdidas permitidas se pueden recuperar mediante tarifas especiales
- Un mecanismo que permite al operador de red ser recompensado o penalizado por las diferencias entre un valor objetivo y el valor real.

Dichos esquemas de incentivos para la reducción de pérdidas vinculan los ingresos permitidos con el rendimiento de los operadores de red con respecto a las pérdidas de red. De esta manera, los ingresos permitidos aumentan o disminuyen por la diferencia entre las pérdidas de red reales y objetivo, valoradas a un precio específico.

El consumidor paga de cualquier forma, pero paga menos cuando se instala el equipo más eficiente basado en el LLCC. Considerando un impacto a gran escala de la transformación total del mercado de transformadores (tanto potencia como distribución), es posible ahorrar no solo un 1% de toda la electricidad generada sino también una enorme cantidad de inversión en generación y transmisión de energía. Evitar esta gran inversión para suministrar electricidad desperdiciada contribuirá a reducir las necesidades de inversión de los servicios públicos de la UE, a disminuir los precios de la electricidad y a hacer que la economía de la UE sea más eficiente.

Por lo tanto, desde la perspectiva del ciclo de vida (25 a 40 años), que sustenta la lógica de intervención de la regulación de Ecodiseño, tales inversiones en transformadores más eficientes siguen estando justificadas, ya que generarán retornos socioeconómicos más amplios en términos de ahorro de energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

## **7.8. Impacto social**

### **Impactos sobre el empleo**

Los impactos sociales derivados de la implementación de medidas de eficiencia pueden afectar tanto al empleo de mano de obra cualificada como semi cualificada, si Europa pierde cuota de mercado. La producción de unidades de alta eficiencia debería conducir a una industria de la UE más competitiva en el mercado mundial. Los transformadores de mayor eficiencia son más caros, lo que genera una mayor rotación y una rentabilidad potencialmente mayor de la industria de transformadores de la UE. Se estima que el mercado del transformador evolucionará con un crecimiento entre moderado y medio de 1.4 a 10.5% [6]. Sería estratégico proteger el mercado europeo a través de la fabricación local de transformadores eficientes, de lo contrario existe el riesgo de perder competitividad y cuota de mercado ya que otros mercados importantes como los de EE. UU., Australia, China, Canadá, etc. ya han implementado medidas efectivas en la transformación del mercado.

Dependiendo de los costes de cumplimiento, las empresas pueden decidir abandonar el mercado y esto podría afectar negativamente al empleo si las empresas abandonan la UE. La mayor preocupación de los agentes es el uso de tecnología amorfa en la producción de los núcleos de los transformadores, de la cual actualmente no hay capacidad de producción en Europa, aunque esta situación podría cambiar si la demanda aumenta. Sin embargo, no se espera que los requisitos de rendimiento esperados a corto-medio plazo obliguen a niveles de eficiencia que solo se pueden alcanzar con la tecnología de metales amorfos (se requiere que supere el A<sub>0</sub>-20%), lo que permite que los fabricantes de acero de grano orientado de alto rendimiento cumplan con los requisitos.

Está previsto que se necesiten procesos y equipos de fabricación más especializados para producir productos más eficientes. Esto podría implicar mayores requisitos de formación y la necesidad de personal más cualificado.

### Seguridad y salud

No existen cambios significativos si se producen transformadores más eficientes, ya que el proceso de fabricación es el mismo.

No se han identificado impactos de las diferentes opciones consideradas sobre la salud o la seguridad durante el estudio preparatorio o la evaluación del impacto.

## 7.9. Amortización

La Tabla 20 [6] muestra el tiempo de retorno simple de la introducción de niveles de MEPS en 2021 basados en los niveles LLCC. Los plazos de recuperación son relativamente cortos (entre 4 y 9 años), en comparación con la vida útil típica de los transformadores, que se sitúa entre los 25 y los 40 años dependiendo del tipo de transformador. El orden de magnitud de los plazos de amortización y la vida útil no es muy diferente al de plantas energéticas.

Tabla 23: Período de retorno simple en función del tipo de transformador

	Vida Útil (años)	MEPS 2021	Tiempo de amortización (años)
Transformador de distribución (400 kVA)	40	$A_0-10 \%A_k$	8,77
Transformador industrial: sumergido (1 MVA)	25	$A_0-10 \%A_k$	3,70
Transformador industrial: tipo seco (1.25 MVA)	30	$A_0-10 \%A_k$	6,80
Transformador DER: sumergido (2MVA)	25	$A_0-10 \%A_k$	3,60
Transformador DER: tipo seco (2MVA)	25	$A_0-10 \%A_k$	4,08

## 8. CONCLUSIÓN

---

El Eup\_Lot 2 de VITO y BIOIS, estudio preparatorio para el lanzamiento del reglamento sobre ecodiseño de transformadores europeos, ha resultado ser preciso en sus conclusiones. A partir de sus cálculos y previsiones, se fijaron unos valores mínimos de eficiencia (MEPS) que se han podido implantar desde 2015, con las consecuencias medioambientales previstas y sin mayores incidencias para las partes implicadas. Esto hace prever que se podrá alcanzar el objetivo de 2021 de la misma forma.

Según indica la Comisión Europea actualmente, el uso de más transformadores energéticamente eficientes llevará a un ahorro de energía de unos 16TWh por año a partir de 2020. Esto equivale a 3,7 millones de toneladas menos de CO<sub>2</sub> emitidas al año, o la mitad del consumo eléctrico anual de Dinamarca (32TWh).

El análisis del Coste de Ciclo de Vida de los diferentes tipos de transformadores en la UE ha demostrado que los transformadores más eficientes energéticamente pueden ser rentables. Los fabricantes pueden lograr la producción transformadores más eficientes utilizando la tecnología existente (por ejemplo, acero eléctrico de silicio de alta calidad disponible comercialmente) y sus equipos de fabricación existentes.

A nivel mundial, el lanzamiento del Reglamento Nº548/2014 sobre ecodiseño y los años de implantación del mismo, sitúan a la Unión Europea a la cabeza de la eficiencia y el ahorro energético.

El estudio de impacto muestra que la implantación de requerimientos mínimos de eficiencia no implica grandes desbarajustes sobre el mercado europeo del transformador, pudiéndose adaptar todas las partes implicadas e incluso viéndose beneficiadas en algunos aspectos, como puede ser la reducción de costes en las pérdidas para el consumidor final.



## 9. BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Comisión Europea. (2014). *Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030*. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)
- [2] Comisión Europea. (2019). *El Pacto Verde Europeo*. [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)
- [3] VITO & BIOIS. (2011). *LOT 2: Distribution and power transformers. Tasks 1 – 7*. <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/10200/attachments/1/translations/en/renditions/native>
- [4] Comisión Europea. (2014). *REGLAMENTO (UE) No 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*. <https://www.boe.es/doue/2014/152/L00001-00015.pdf>
- [5] VHK for the European Commission. (2005). *MEEuP Methodology Report*. <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/11846/attachments/3/translations/en/renditions/native>
- [6] De Almeida, A. T., Martins, F., & Santos, B. (2013). *Impact Assessment Implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council: Ecodesign Requirements for Power, Distribution and Small Transformers*. <http://ec.europa.eu/DocsRoom/documents/7161/attachments/1/translations/en/renditions/native>
- [7] United Nations Environment, U4E Economy Division Energy & Climate Branch. (2017). *Accelerating the Global Adoption of ENERGY-EFFICIENT TRANSFORMERS*. <https://united4efficiency.org/resources/accelerating-global-adoption-energy-efficient-transformers/>
- [8] Marulanda Córdoba, Katherine Lizet. (2017) *Análisis y desarrollo de transformadores de distribución con núcleo amorfo*. Universidad Tecnológica de Pereira. <https://core.ac.uk/reader/158348492>
- [9] ABB. (2009). *Total Cost of Ownership method. Basics of transformer TCO calculation*. <https://new.abb.com/docs/librariesprovider95/energy-efficiency-library/tco-method-basics.pdf?sfvrsn=2>
- [10] Fabricaciones Metálicas Moreno, S.A. fammsa. (2020). <https://fammsa.com/>
- [11] Lemozy, Norberto A. (2009). *RENDIMIENTO de TRANSFORMADORES*. [http://ingenieros.es/files/Proyectos\\_1/RENDIMIENTO%20de%20TRANSFORMADORES.pdf](http://ingenieros.es/files/Proyectos_1/RENDIMIENTO%20de%20TRANSFORMADORES.pdf)

[12] SEEDT. (2008). *Selecting Energy Efficient Distribution Transformers. A Guide for Achieving Least-Cost Solutions*. [https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/seedt\\_technical\\_guide\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/seedt_technical_guide_en.pdf)

[13] EUROSTAT, Prodcom annual data and database. (2018). <https://ec.europa.eu/eurostat/web/prodcom/data/excel-files-nace-rev.2>

[14] ABB. Herramienta para el cálculo del coste total de la propiedad. <http://tcocalculator.abb.com/>