

Trabajo Fin de Máster

EFICIENCIA ENERGETICA EN CENTROS DE
TRANSFORMACION DE DISTRIBUCION EN
SISTEMAS DE AUTOCONSUMO
FOTOVOLTAICO
TOMO 1/2

Autor

MIRIAM ARRABAL DIESTE

Director

ANGEL ANTONIO BAYOD RÚJULA

CPS / EINA
2013

A la memoria de mi madre,
por su entrega y cariño

EFICIENCIA ENERGETICA EN CENTROS DE TRANSFORMACION DE DISTRIBUCION EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

RESUMEN

El transformador es una máquina con rendimientos muy altos, pero el mal uso o un mal dimensionamiento del mismo se traducen en una constante fuente de pérdidas de energía, de incremento de costes y baja eficiencia energética.

En este trabajo se analiza el rendimiento de un sistema de instalación de Centro de Transformación que suministra energía a un edificio, desde el punto de vista de la eficiencia energética. Se han recogido los datos de demanda horaria de energía a lo largo del año 2012 de dicho edificio. Dependiendo de esa demanda y tomando varios tipos de transformadores y potencias nominales, se ha optimizado el transformador más adecuado energéticamente, mediante análisis en tablas Excel, analizando los siguientes parámetros: rendimientos, pérdidas anuales, costes de las pérdidas anuales y coste total de adquisición. Para ello, se han tomado de referencia el ciclo de vida del transformador de 30 años, tasa de retorno del 7%, 8.744 h de funcionamiento (por ser año bisiesto) y un precio de media de la energía de 0,15 €/kWh. De esta manera, se comprueba como un transformador más eficiente, supone un ahorro energético, tanto en costes como en pérdidas.

A continuación, y como una medida más de optimización, se añade una instalación de autoconsumo fotovoltaico. Se recogen los datos de irradiación y generación de energía horaria a lo largo de un año de una instalación fotovoltaica sobre cubierta existente en Zaragoza de 350 kWp. Con estos datos, y basándonos en el cálculo anterior, se han calculado los ahorros energéticos de pérdidas, costes de las mismas y costes de adquisición. La instalación aparte de tener su propio suministro de generación, contribuye a la eficiencia, y se consigue instalar un transformador más pequeño.

Siguiendo la misma metodología, se plantea la instalación de un sistema de transformadores de acoplamiento en paralelo para dicho sistema de autoconsumo. Este sistema sería el idóneo para instalaciones en las que se requiere del suministro de transformadores en paralelo para suplir la falta de energía por causa de fallo.

INDICE

1.	INTRODUCCION	3
2.	TRANSFORMADOR	4
2.1.	PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR	5
2.2.	EFICIENCIA EN UN TRANSFORMADOR.....	5
2.3.	ÍNDICE DE CARGA	6
2.4.	PÉRDIDAS Y COSTES DE UN TRANSFORMADOR.....	6
3.	OPTIMIZACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	9
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INSTALACIÓN INICIAL	9
3.2.	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.	11
3.3.	COSTES DE ANUALES DE LOS TRANSFORMADORES	14
3.4.	COSTES DE ADQUISICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	15
4.	OPTIMIZACION DEL SISTEMA CON APOYO DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO	19
4.1.	DESCRIPCION DEL SISTEMA	19
4.2.	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.	23
4.3.	COSTES DE ANUALES DE LOS TRANSFORMADORES	25
4.4.	COSTES DE ADQUISICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	25
4.5.	COMPARACIÓN CON INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE VOLCADO A RED.....	28
5.	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA CON TRANSFORMADORES EN PARALELO	32
6.	CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.	35
7.	BIBLIOGRAFÍA	37

1. INTRODUCCION

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas de alta eficiencia pero como todas las máquinas presenta una serie de pérdidas de energía asociadas, como se describe en bibliografía [1], [2] y [3]. De estas, existen unas pérdidas fijas que se producen por estar conectadas a la red. Son proporcionales a la tensión de alimentación. También aparecen unas pérdidas variables que aumentan con el nivel de carga del transformador, traduciéndose en un incremento de temperatura de las máquinas y reducción del rendimiento de la máquina. Desde el punto de vista económico suponen un incremento en el coste de adquisición del transformador y desde el punto de vista medioambiental se traducen en aumento de emisiones de gases de efecto invernadero y de gases contaminantes en las centrales de producción de energía eléctrica. Todas estas emisiones deben ser reguladas según las normativas, [4] y [5].

La demanda eléctrica del edificio objeto de estudio se suministra mediante un Centro de Transformación al que le llega un suministro en AT, y suministra al edificio en BT. En este estudio se ha tratado de evaluar varios transformadores para encontrar el transformador óptimo para la demanda existente.

En la actual situación de crisis económica, y de preocupación por el cambio climático, resulta interesante estudiar medidas que puedan disminuir las pérdidas debidas al uso de los transformadores. La primera medida se debería tomar en la adquisición del transformador, de rendimiento estándar o de alta eficiencia. Aunque el precio de adquisición de un transformador de alta eficiencia es superior, los ahorros que pueden conseguir a lo largo de su vida útil, amortizan ese sobrecoste en pocos años, reduciendo el coste de sus pérdidas. Resulta interesante que se conozcan las diferentes soluciones tecnológicas para reducir las pérdidas de la máquina y que están relacionadas con la elección de los materiales y con las técnicas de fabricación, como en [6].

Otra medida deberían referirse al uso del centro de transformación, ya que normalmente los transformadores están sobredimensionados y trabajan bastante descargados y lejos de su punto de funcionamiento de rendimiento máximo.

La introducción de un sistema de generación de energía que permita rebajar la demanda inicial de la instalación, también reduce los costes de las pérdidas del transformador. La preocupación creciente por las energías renovables, y la reducción de primas para la instalación de fotovoltaica de volcado a red, hacen favorable una instalación de autoconsumo fotovoltaico. De esta manera, se plantea la optimización del sistema anterior simulando la instalación de un sistema propio de generación que ahorre en pérdidas y aumente la eficiencia energética del sistema.

La mayoría de las instalaciones se prefieren con un solo transformador, ya que de esta manera garantiza el mínimo de gastos. Si por exigencias de alimentación de reserva de los consumidores demandan la instalación de más de un transformador, debe procurarse no instalar más de dos, [7] y [8]. Para instalaciones en las que deban funcionar en paralelo, se puede establecer un protocolo de actuación, automatizado o no, donde se conecten o desconecten transformadores en función de la carga buscando que trabajen cerca de su punto de máximo rendimiento [9]. De esta forma se podrían conseguir ahorros energéticos importantes y mejorar la eficiencia de los transformadores trabajando con el índice de carga más óptimo.

2. TRANSFORMADOR

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas estáticas que se emplean para transmitir energía eléctrica entre dos sistemas eléctricos y con rendimientos muy elevados. Funcionan por acoplamiento magnético entre bobinas cuya misión principal es cambiar los niveles de tensión de los sistemas eléctricos. También se usan para mantener un aislamiento galvánico entre sistemas eléctricos.

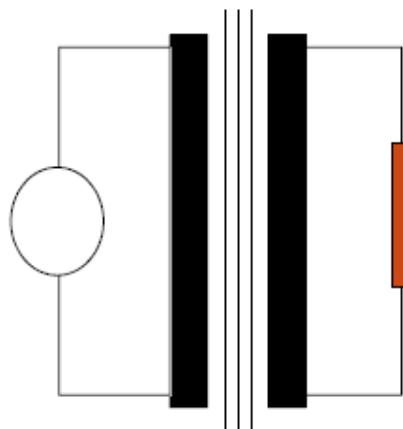


Figura 1: Esquema del bobinado de un transformador.

Está formado por un núcleo magnético y dos bobinados eléctricos conectados a cada uno de los dos sistemas eléctricos:

Núcleo: El núcleo magnético está construido con acero magnético, El núcleo magnético está construido con acero magnético, en forma de láminas finas apiladas y aisladas eléctricamente entre sí, para disminuir las corrientes de magnetización en frecuencia industrial.

Devanados: Son arrollamientos de material conductor, suelen estar construidos con cobre o aluminio, uno llamado primario desde donde se alimenta desde una red de energía y el otro secundario desde donde entrega la energía a la carga. Las diferentes espiras están aisladas entre sí. La máxima temperatura de adquisición del material aislante determina las necesidades de refrigeración de la máquina.

Cuando el transformador se conecta a una fuente tensión se inicia la circulación de una corriente eléctrica que crea un campo magnético en el núcleo de tal forma que la tensión inducida en el devanado primario es “igual” a la tensión de la fuente de alimentación menos la de la caída de tensión en la resistencia del devanado.

Este campo magnético llega al otro devanado por medio del núcleo, y se induce en él una tensión. Al conectarle a este ultimo devanado una carga la corriente circulante trata de disminuir el campo magnético del núcleo lo que obliga al primario a incrementar su corriente para mantener las condiciones de tensiones en su circuito.

Parece que la obtención de la eficiencia de estas máquinas está únicamente en manos de los fabricantes de las mismas, pero los avances que ha experimentado el control de sistemas, nos dan

garantías de que otras vías de optimización permitirán la mejora de la implantación de los transformadores en las redes eléctricas de distribución [3].

2.1. PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR

Las pérdidas del transformador se clasifican como pérdidas de vacío (NO LOAD LOSSES) y pérdidas en carga (LOAD LOSSES).

Las pérdidas fijas o de vacío se producen en el núcleo del transformador siempre que se le aplica un voltaje al transformador independientemente de la carga, de ahí el término pérdidas de vacío. Son consecuencia de la energía que se requiere para mantener el flujo continuo variable en el núcleo.

El transformador al alimentarse con corriente alterna, provoca que el flujo magnético producido en su núcleo sea variable con el tiempo. Las partes magnéticas del acero se magnetizan y desmagnetizan continuamente. Debido a esta fricción en el núcleo se producen pérdidas conocidas como pérdidas por histéresis, que dependen del tipo de acero. Este campo magnético también induce tensiones en el acero que dan lugar a corrientes, denominadas de Foucault, que provocan pérdidas en forma de calor en las chapas magnéticas. Las pérdidas por histéresis pueden suponer entre el 50 y 70 % de estas pérdidas y las pérdidas por corrientes de Foucault entre el 30 y 50 %.

Las pérdidas de vacío incluyen las pérdidas debidas a actuales pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault en laminaciones centrales, las pérdidas por corrientes de Foucault en las abrazaderas y tornillos centrales y las pérdidas en el circuito dieléctrico.

Las pérdidas en carga o variables son las pérdidas que varían de acuerdo a la carga en el transformador. Se deben a las pérdidas de calor en el conductor causadas por las corrientes de carga y las corrientes de Foucault en el conductor. Estas pérdidas aumentan a medida que aumenta la temperatura debido a la resistencia en el conductor que se incrementa con la temperatura. Es importante conocer la carga pico, y el factor de carga, para determinar las pérdidas.

2.2. EFICIENCIA EN UN TRANSFORMADOR

Para un sistema de instalación es necesario definir la eficiencia del mismo [1] y [2].

Si S es la carga del transformador real (kVA) y S_n es la potencia nominal del transformador (kVA), la unidad de carga L por el transformador es:

$$L = \frac{S}{S_n} \quad (1)$$

La eficiencia del transformador, η , se calcula como sigue:

$$\eta = \frac{S \cos \varphi}{S \cos \varphi + NLL + LL \cdot L^2} \quad (2).$$

donde S es la potencia en carga (VA), $\cos \varphi$ es el factor de potencia, NLL es la pérdida en vacío (W), LL es la pérdida de carga (W) del transformador y L es la unidad de carga. En (2) el término $NLL + LL \cdot L^2$ representa las pérdidas totales del transformador (W) por unidad de carga L , mientras que el término $S \cos \varphi$ denota la potencia de salida del transformador (W) por unidad de carga L .

Como puede verse a partir de (2) la eficiencia del transformador se incrementa al reducir las pérdidas del transformador. El rendimiento del transformador es máximo cuando las pérdidas en el hierro (o de carga) son iguales a las del cobre (o de vacío).

2.3. ÍNDICE DE CARGA

Para dimensionar el sistema es necesario conocer algunos parámetros previos, como el tipo de transformador y el índice de carga del sistema.

La potencia nominal del transformador (S_n) es aquella para el que ha sido proyectado, es el producto de la corriente por el voltaje en vacío, es decir:

$$S_n = \sqrt{3} \cdot V_n \cdot I_n \text{ (kVA)} \quad (3)$$

Como el transformador no siempre funciona bajo condiciones nominales, se debe conocer el índice de carga, C :

$$C = \frac{I_1}{I_{N1}} = \frac{I_2}{I_{N2}} \quad (4)$$

Para conocer el índice de carga, se debe conocer la $I_{\text{equivalente}}$ a lo largo de un año, que sería la raíz cuadrada de la suma de las intensidades por hora elevada al cuadrado, promediando por las horas de un año, en este caso 8788 h (por ser el año 2012 bisiesto y tener 366 días):

$$I_{eq} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} = \sqrt{\frac{\sum_i I_i^2 t_i}{\sum_i t_i}} \quad (5)$$

2.4. PÉRDIDAS Y COSTES DE UN TRANSFORMADOR.

El coste de las pérdidas del transformador implica comprender y evaluar el coste total de la generación, transmisión y distribución de las pérdidas del transformador.

El coste de las pérdidas del transformador es el coste de producir cada kilovatio de pérdidas del transformador. Se debe agregar capacidad al sistema de generación, con el fin de entregar cada kilovatio adicional necesario para suministrar y entregar todas las pérdidas, incluyendo las pérdidas del transformador. Tanto la capacidad y la energía tiene que ser tratado individualmente.

Nomenclatura [1]
A factor de pérdidas sin carga (€/W)
B factor de pérdida de carga (€/W)
$\cos \phi$ factor de potencia
C_{TL} coste anual (€/año) del total de las pérdidas del transformador
C_{NLL} coste anual (€/año) del transformador sin carga pérdidas
C_{LL} coste anual (€/año) de las pérdidas de carga del transformador tasa de descuento d
E_L pérdidas de energía anual (kWh/año)
E_{li} pérdidas de energía anual (kWh/año) del transformador i
ES_{ij} ahorro de energía anual (€/año) utilizando transformador j en lugar de transformador i.
H_a horas de funcionamiento del transformador por año
L unidad de carga
LL pérdidas del transformador de carga (W) a la potencia nominal
LL_L pérdidas de carga del transformador (W) para carga L
η eficiencia del transformador
N vida del transformador (años)

NLL	pérdidas de vacío del transformador (W)
P _e	precio de la electricidad (€/kWh)
P _t	precio del transformador (€)
PV _m	multiplicador de valor actual
PV _{TL}	valor actual del coste (€) del total de las pérdidas del transformador para la toda vida del transformador
S	Potencia de carga real del transformador (VA)
S _n	Potencia nominal del transformador de (kVA)
SP _{ij}	recuperación simple de la inversión (años) utilizando transformador j en lugar de transformador i.
TOC	Coste total de adquisición (€)
TL _L	pérdidas totales del transformador (W) de carga L

Si LL son las pérdidas de carga del transformador de potencia nominal del Sn, entonces las pérdidas de carga del transformador de LL_L para una carga L se calcula a partir de la fórmula:

$$LL_L = LL \cdot L^2 \quad (6)$$

Las pérdidas en carga L totales del transformador TLL son:

$$TLL = NLL + LL_L \quad (7)$$

Las pérdidas totales del transformador (o las pérdidas de potencia en vatios) en TL_L para la carga L se calcularía mediante la fórmula (8):

$$TL_L = NLL + LL \cdot L^2 \quad (8)$$

En el sector industrial, el transformador funciona H_a horas por año (8788 h para el 2012). Si P_e es el precio de la electricidad (€/kWh) que el usuario industrial paga por la electricidad, el coste anual (€/año) del total del transformador C_{TL} pérdidas es:

$$C_{TL} = TL_L \cdot P_e \cdot H_a \cdot 10^{-3} \quad (9)$$

donde C_{NLL} es el coste anual (€/año) de las pérdidas sin carga del transformador y C_{LL} es el coste anual (€/año) de las pérdidas de carga del transformador, que se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

$$C_{NLL} = NLL \cdot P_e \cdot H_a \cdot 10^{-3} \quad (10)$$

$$C_{LL} = LL \cdot L^2 \cdot P_e \cdot H_a \cdot 10^{-3} \quad (11)$$

$$C_{TL} = C_{NLL} + C_{LL} \quad (12)$$

El usuario industrial paga el coste total del transformador de C_{TL} pérdidas (€/año) para cada uno de los años N de la vida del transformador. Si d es la tasa de descuento, entonces el PV_{TL} es el valor actual de estos pagos:

$$PV_{TL} = \frac{C_{TL}}{(1+d)} + \frac{C_{TL}}{(1+d)^2} \rightarrow PV_{TL} = C_{TL} \cdot PV_m \quad (13)$$

Donde PV_m es el multiplicador del valor actual, calculado así:

$$PV_m = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^{N-1}} \quad (14)$$

Las pérdidas de potencia del transformador (W) se calculan a partir de la ecuación (8). Las pérdidas de energía anual del transformador (kWh/año) se calculan de la siguiente manera:

$$EL = TL_L \cdot H_a \cdot 10^{-3} \quad (15)$$

Considerando el precio de la compra del transformador como P_t , el coste total de adquisición, TOC, del transformador es igual a la suma del precio de su compra P_t y el valor actual del coste de las pérdidas totales PV_{TL} del transformador para toda la vida del transformador:

$$TOC = P_t + PV_{TL} \quad (16)$$

Si sustituimos en la ecuación (16) las ecuaciones (13), la (12), (11) y (10), tenemos

$$TOC = P_t + (NLL + LL \cdot L^2)PV_m \cdot P_e \cdot H_a \cdot L^2 \cdot 10^{-3} \quad (16)$$

Si consideramos los siguientes factores A y B:

$$A = PV_m \cdot P_e \cdot H_a \cdot 10^{-3} \quad (17)$$

$$B = PV_m \cdot P_e \cdot H_a \cdot L^2 \cdot 10^{-3} \quad (18)$$

Sustituyendo en la ecuación (16)

$$TOC = P_t + A \cdot NLL + B \cdot LL \quad (19)$$

donde P_t es el precio de compra del transformador (€), NLL las pérdidas en vacío del transformador (W), LL las pérdidas de carga del transformador (W), A factor de la pérdida en vacío (€/W) y B es el factor de pérdida de carga (€/W).

La eficiencia del transformador queda, por tanto:

$$\eta = \frac{S \cos \varphi}{S \cos \varphi + TL_L} \quad (20)$$

Los ahorros de energía anuales (€/año) utilizando transformador j en lugar de transformador i se calcula mediante la fórmula:

$$ES_{ij} = (EL_i - EL_j) \cdot P_e \quad (21)$$

Donde EL_i son las pérdidas anuales de energía del transformador y P_e es el precio de la electricidad.

La recuperación simple (en años) mediante el uso de transformador j en lugar de transformador i se calcula como sigue:

$$SP_{ij} = \frac{P_{ti} - P_{tj}}{ES_{ij}} \quad (22)$$

Donde P_{ti} es el precio de la oferta para el transformador i.

3. OPTIMIZACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INSTALACIÓN INICIAL

Los grandes edificios y grandes empresas suelen disponer de su propio centro de transformación, de tal manera, que permite convertir la tensión de suministro en AT de la empresa distribuidora en niveles de baja tensión, accesibles a los usuarios finales.

El edificio objeto de estudio dispone de su propio Centro de Transformación que suministra la demanda eléctrica. La preocupación por el buen dimensionamiento del CT, el ahorro energético y económico, y el aumento de la eficiencia energética lleva a plantearse otras mejoras para la instalación.

Para ello, se han recogido los datos de consumo eléctrico que alimenta al edificio objeto de estudio, de cada hora a lo largo del año 2012, en una tabla Excel, con la intención de conseguir datos que permitan diagnosticar energéticamente la demanda del edificio. Los parámetros recogidos son de energía en kWh en el lado de baja tensión, considerándose 400 V de tensión.

A partir de los datos recogidos de demanda eléctrica durante el año 2012, se estudia la manera de optimizar el sistema, planteando el análisis de eficiencia para la instalación con diferentes transformadores, de diferentes tipos y diferentes potencias.

El gráfico 1 que aparece a continuación muestra la demanda de potencia instantánea total anual reflejada por meses:

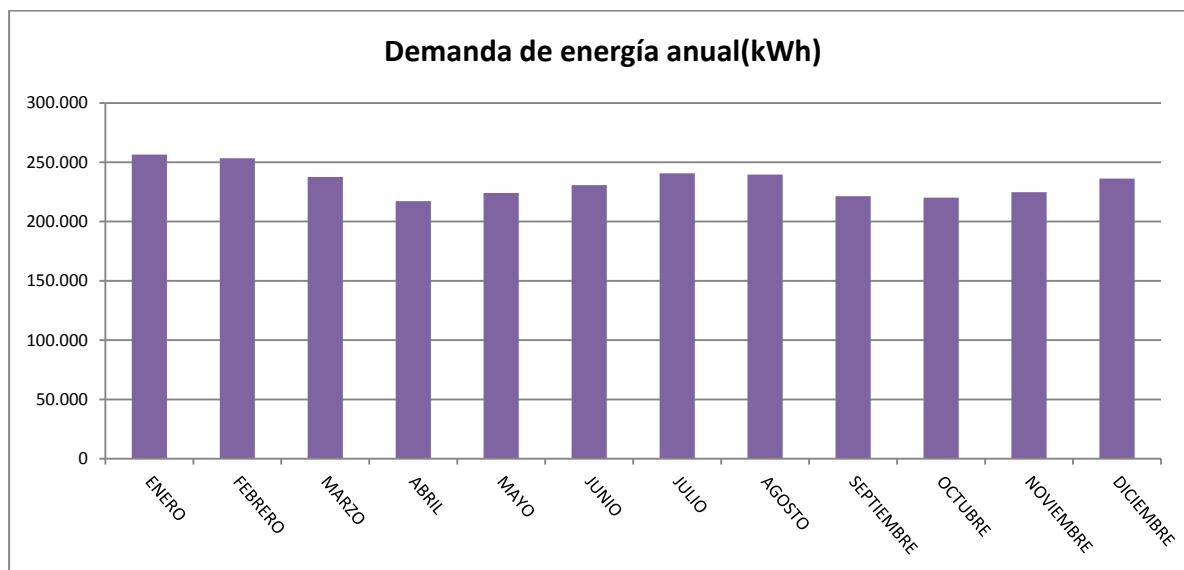


Gráfico 1: Demanda de Energía anual (kWh)

Para evaluar el dimensionamiento óptimo del transformador, es necesario conocer el índice de carga y la intensidad equivalente del sistema en un año. Para ello partiendo de los datos de demanda de energía (kWh) de cada hora de cada día del año, se averigua las intensidades horarias, aplicando la fórmula (5), para U=400 V:

I _{equivalente (A)}	467,320
P _{equivalente (kW)}	323,769

Tabla 1: Intensidad equivalente.

La instalación funciona principalmente entresemana, teniendo picos desde las 11 h de la mañana hasta las 20 h. En horarios nocturnos y fines de semana tendría menor consumo.

Las gráficas que aparecen a continuación son de demanda de potencia instantánea, reflejo del consumo energético que hay en cada momento, por lo que se puede referir a la demanda o al consumo. La gráfica 2 refleja el perfil del consumo eléctrico en intensidades del mes de Diciembre, típico mes de invierno:

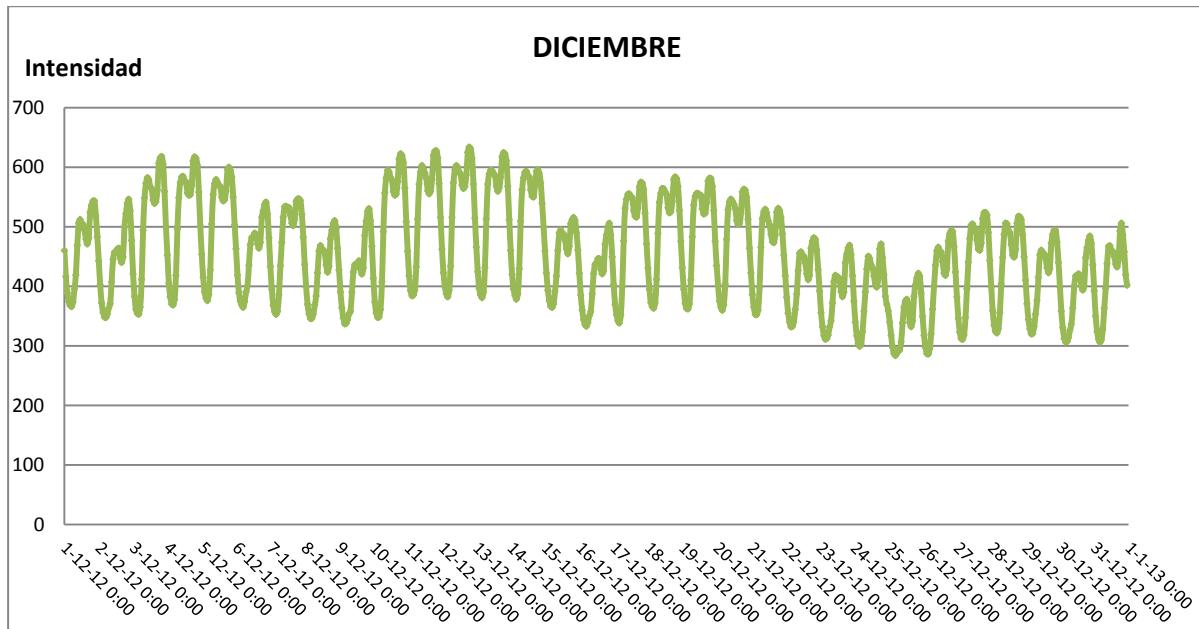


Gráfico 2: Demanda de Intensidad horaria (A) en Diciembre.

De todos los datos obtenidos durante ese mes, existe un valor máximo de 633,86 A, correspondiente a 439,15 kWh, a las 19:00 del 12 de diciembre de 2012. La intensidad equivalente de este mes es 466,26 A, ligeramente por debajo de la media anual. Como puede verse durante los días laborables de la semana, la demanda de potencia instantánea, y por lo tanto el consumo, viene dado por un perfil prácticamente idéntico un día del otro. También se observa un descenso de demanda durante el fin de semana, donde la demanda de carga mínima se da durante la mañana del domingo, aunque durante la mañana del sábado exista cierta actividad. Durante la noche también observamos una caída de la demanda a partir de las 21:00 y 22:00, que vuelve a subir a partir de las 6 de la mañana. Durante el mediodía se mantiene, aunque cae ligeramente para elevarse progresivamente hasta alcanzar máximos de 19 a 20 horas.

En el gráfico 3 aparecen los datos recogidos durante el mes de Julio de 2012, que es de los de mayor consumo del año. Aparece un pico de 600,87 A, correspondiente a 416,3 kWh, a las 13:00 del 19 de julio de 2012. La intensidad equivalente de este mes es 472,51 A, ligeramente por encima de la media anual. Se observan perfiles muy similares para los días de entresemana, con máximas durante

TRABAJO FINAL DE MASTER

el mediodía, a eso de las 12 – 13 horas, que comienzan a descender lentamente hasta las 19-20 horas, en los que empieza a descender más rápidamente. Durante el fin de semana, se observa un claro descenso de la demanda, notando los mínimos de la semana durante las mañanas de los domingos.

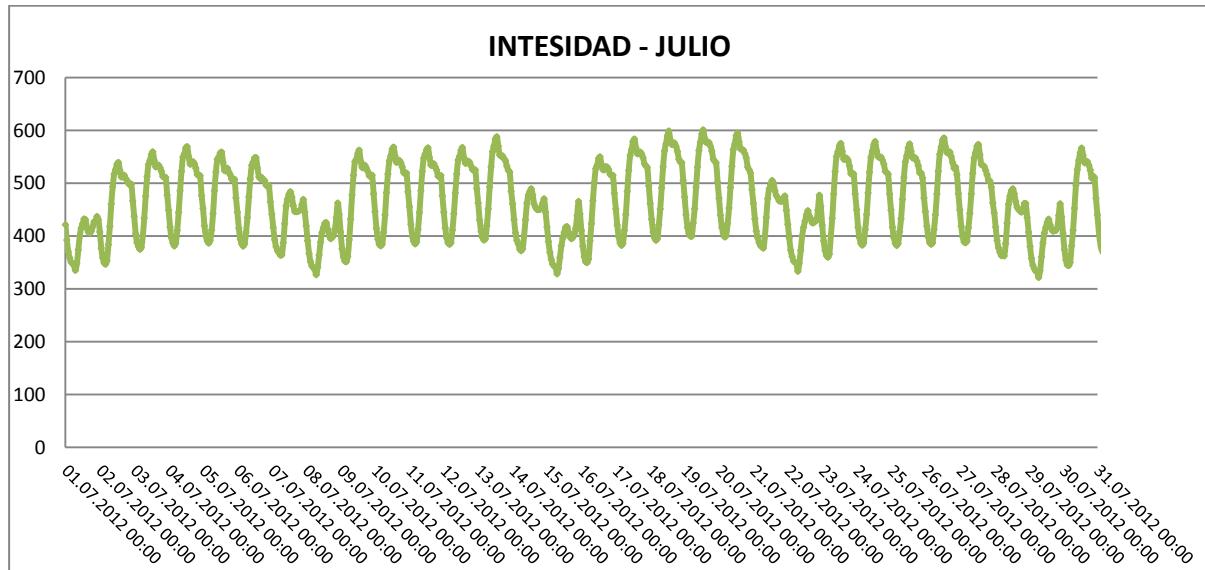


Gráfico 3: Demanda de Intensidad horaria (A) en Julio.

3.2. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.

Para optimizar el sistema energéticamente, se analizan la eficiencia, las pérdidas y los costes de adquisición de diferentes tipos de transformadores.

Considerando diferentes tipos de transformadores y diferentes potencias, y teniendo en cuenta la Intensidad equivalente anual calculada anteriormente, se averigua el índice de carga dependiendo de la Potencia nominal del transformador, y cual funciona a mayor rendimiento para dicho índice.

Para la $I_{equivalente} = 467,32$ A, de demanda anual compararemos con transformadores de intensidades de 400 kVA, 630 kVA, 800 kVA, 1.000 kVA y 1.250 kVA.

Para un transformador de 400 kVA, el índice de carga anual sería: 0,809.

Se han clasificado 6 transformadores de 400 kVA de menor y mayor eficiencia, representados en la tabla 2 y la gráfica 4. De lo que se deduce que el transformador que funcionaría a mayor rendimiento para ese índice de carga es el trafo 5.

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	930	4600	0,9866
TRAFO 2	930	6000	0,9836
TRAFO 3	610	6000	0,9847
TRAFO 4	610	3850	0,9894
TRAFO 5	520	3850	0,9897
TRAFO 6	750	4600	0,9872

Tabla 2: Eficiencia para transformadores de 400 kVA

TRABAJO FINAL DE MASTER

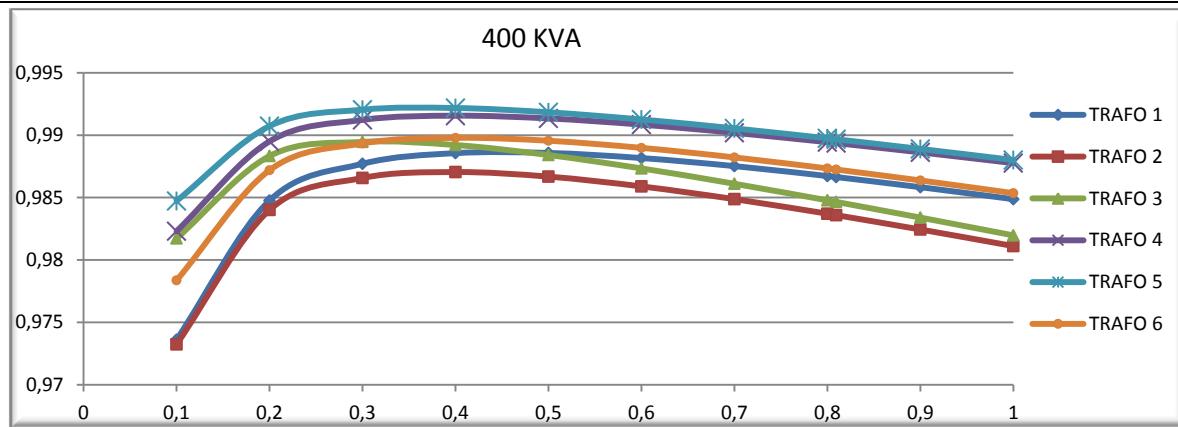


Gráfico 4: Rendimiento de transformadores de 400 kVA.

Para un transformador de 630 kVA, el índice de carga anual sería: 0,513.

Se han clasificado 6 transformadores de 630 kVA en baño de aceite, de diferentes eficiencias como en el caso anterior. Su clasificación se recoge en la tabla 3. El de mayor rendimiento en este caso es el trafo 5, que corresponde con el de menores pérdidas.

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1200	6750	0,9899
TRAFO 2	1200	8700	0,9881
TRAFO 3	800	8700	0,9895
TRAFO 4	800	6750	0,9912
TRAFO 5	730	5400	0,9927
TRAFO 6	1030	6500	0,9907

Tabla 3: Eficiencia para transformadores de 630 kVA.

Si realizamos la simulación para transformadores de 800 kVA, el índice de carga de carga anual sería: 0,404.

Se han clasificado 6 transformadores de 800 kVA de menor y mayor eficiencia, de los cuales se observa que el rendimiento va aumentando conforme disminuye el índice de carga, así observamos el aumento de la eficiencia, aunque el transformador esté sobredimensionado. En este caso el transformador que mejor funcionaría sería el 5, que no es el de mayor eficiencia en este caso, como puede observarse en tabla 4:

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1.300	8.500	0,9908
TRAFO 2	1.300	10.000	0,9900
TRAFO 3	920	10.000	0,9913
TRAFO 4	920	8.500	0,9921
TRAFO 5	800	7.000	0,9934
TRAFO 6	1.200	8.338	0,9913

Tabla 4: Eficiencia para transformadores de 800 kVA.

Para un transformador de 1000 kVA, el índice de carga anual sería: 0,323.

TRABAJO FINAL DE MASTER

Esta vez clasificamos 7 transformadores de 1.000 kVA en baño de aceite, representados en la tabla 5 y la gráfica 5. De lo que se deduce que el transformador que funcionaría a mayor rendimiento para ese índice de carga es el trafo 5, obteniendo mejores rendimientos que para el apartado anterior:

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1700	10500	0,9905
TRAFO 2	1700	13000	0,9896
TRAFO 3	1100	13000	0,9916
TRAFO 4	1100	10500	0,9925
TRAFO 5	940	9000	0,9936
TRAFO 6	1400	10500	0,9915
TRAFO 7	1700	10500	0,9905

Tabla 5: Eficiencia para transformadores de 1.000 kVA.

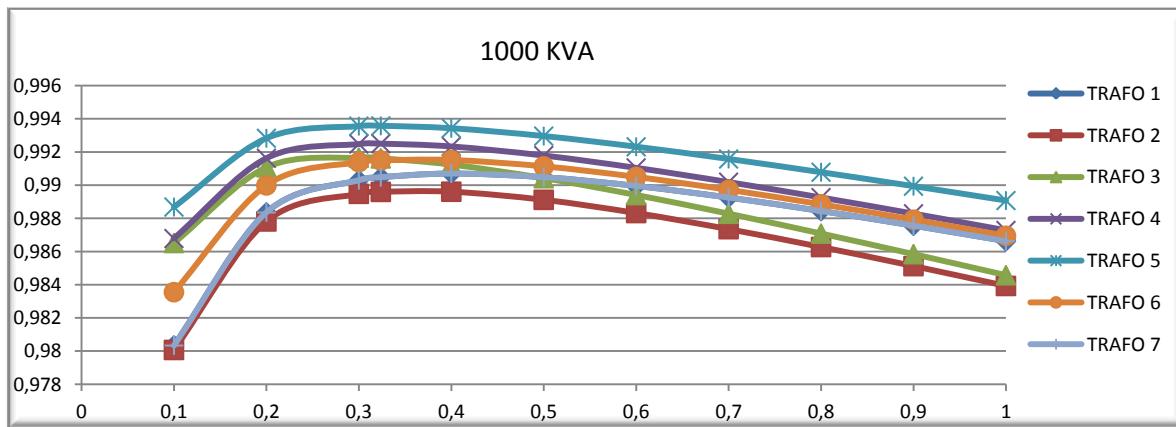


Gráfico 5: Rendimiento de transformadores de 1.000 kVA.

En la gráfica vemos como nos aproximamos a los valores de mayor eficiencia con un transformador de 1000 kVA.

Así podemos continuar hasta obtener el transformador para el cual el sistema trabaja a menor índice de carga, para ver si de esa manera aumentaría su eficiencia, como es para el caso de transformadores de 1.250 kVA. En este caso, el índice de carga calculado es 0,259. Se han clasificado 6 transformadores de 1.250 kVA de menor y mayor eficiencia, representados en la tabla 6. De lo que se deduce que el transformador que funcionaría a mayor rendimiento para ese índice de carga es el trafo 4.

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	2100	13000	0,9899
TRAFO 2	2100	15400	0,9894
TRAFO 3	1320	15400	0,9920
TRAFO 4	1320	13000	0,9925
TRAFO 5	1733	13208	0,9911
TRAFO 6	1750	13500	0,9910

Tabla 6: Eficiencia para transformadores de 1.250 kVA.

TRABAJO FINAL DE MASTER

De lo que se observa, que al seguir reduciendo el índice de carga se reduce la eficiencia, además de que el transformador empieza a estar bastante sobredimensionado. Por tanto, habríamos pasado el punto de máxima eficiencia de la máquina.

Sin duda, con los datos obtenidos, se observa que los transformadores son máquinas altamente eficientes. Los valores de rendimientos son altísimos, y parece que sólo los fabricantes pudieran tener alternativa en la mejora de rendimiento. El gráfico del rendimiento nos muestra como para valores de índices de carga entre 0,3 y 0,4 el transformador resulta realmente más eficiente. Si nos guiáramos únicamente por este dato, nos llevaría a sobredimensionar las instalaciones, sin considerar otros factores como las pérdidas, sus costes y los costes de adquisición. Por esto mismo, se deben observar otros datos, como el coste anual y el coste de adquisición.

En este apartado, como mejor eficiencia optaríamos por el transformador 5 de 1000 kVA, con un rendimiento de 0,9936.

3.3. COSTES DE ANUALES DE LOS TRANSFORMADORES

Si analizamos los costes de pérdidas anuales, según fórmula (15) se observa que los costes son crecientes con el índice de carga. Según gráfico 6 y 7:

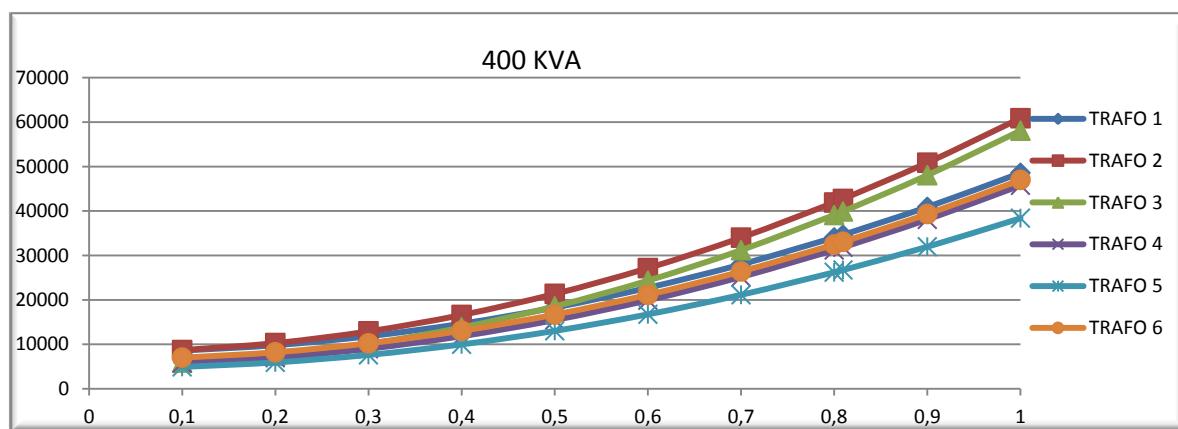


Gráfico 6: Coste de las pérdidas para 400 kVA.

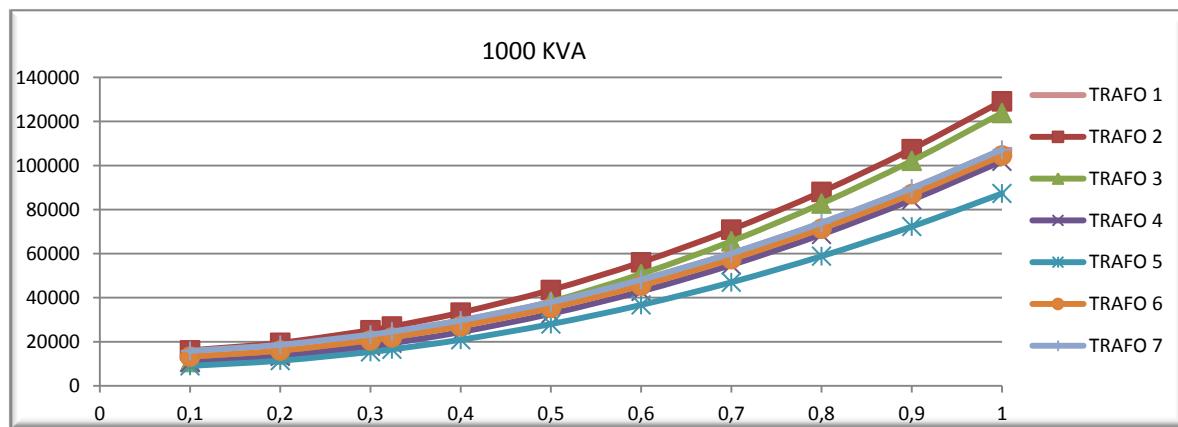


Gráfico 7: Coste de las pérdidas para 1.000 kVA.

Recogiendo los datos de todos los transformadores analizados en la tabla 7, podemos comprobar que los menores costes anuales, EL , en kWh/año, son cuanto más nos aproximamos a valores de

TRABAJO FINAL DE MASTER

índice de carga entre 0,3 y 0,4, resultando el transformador 5 de 1000 kVA, el que representa el menor coste, coincidiendo con el de mayor eficiencia, en anterior apartado.

630 KVA		800 KVA		1000 KVA		1250 KVA	
C	0,514	C	0,405	C	0,324	C	0,259
TRAFOS	EL	TRAFOS	EL	TRAFOS	EL	TRAFOS	EL
TRAFO 1	26200,559	TRAFO 1	23648,493	TRAFO 1	24601,135	TRAFO 1	26107,405
TRAFO 2	30724,489	TRAFO 2	25806,604	TRAFO 2	26903,119	TRAFO 2	27521,744
TRAFO 3	27210,889	TRAFO 3	22468,684	TRAFO 3	21632,719	TRAFO 3	20670,224
TRAFO 4	22686,959	TRAFO 4	20310,573	TRAFO 4	19330,735	TRAFO 4	19255,885
TRAFO 5	18940,127			TRAFO 5	16544,105	TRAFO 5	23006,253
TRAFO 6	24127,288			TRAFO 6	21965,935	TRAFO 6	23327,659
				TRAFO 7	24601,135		

Tabla 7: Resumen de los costes anuales, EL (kWh)

3.4. COSTES DE ADQUISICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

El siguiente punto a valorar sería el Coste de adquisición, en el que se ha de considerar además, el precio de compra del transformador y el precio de la electricidad, entre otros parámetros, según la fórmula (19).

A continuación se muestra el gráfico 8 en el que se compara el TOC de los 7 transformadores anteriores de baño de aceite de 1.000 kVA, considerando como factores de carga A (17) y B (18), dependiendo del índice de carga. Se observa, que aunque el coste inicial de los transformadores más eficientes es mayor, son la opción preferida si se considera el TOC.

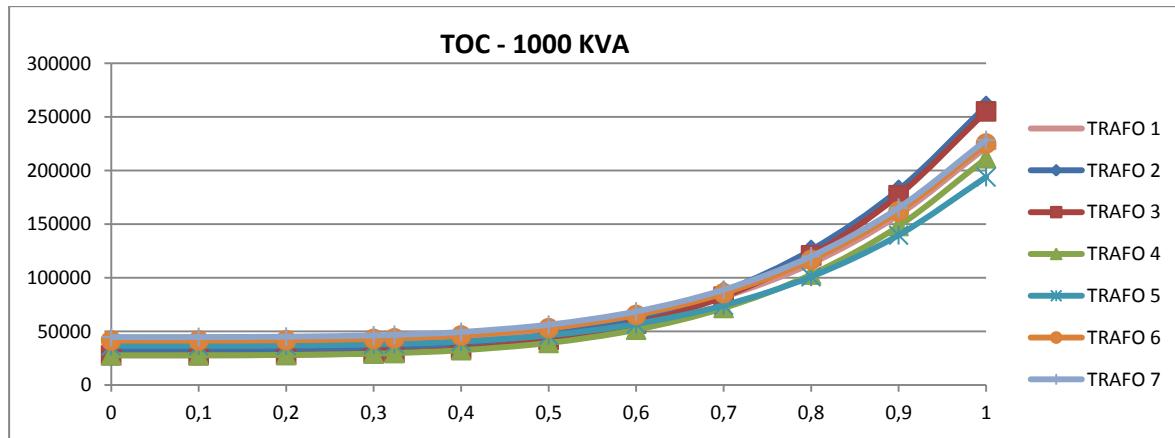


Gráfico 8: TOC para 1.000 kVA.

En la tabla 8 y 9 se muestra un resumen para todos los transformadores estudiados:

Considerando las siguientes condiciones, P_e 0,15 €/kWh (valor medio tomado), d 7%, N 30 años, H_a 8744 horas, PV_m 13,277, P_t precio del transformador (€) de cada uno, se recoge en la tabla 8 y 9, el resumen para los cálculos de las fórmulas (9), (13) y (19).

TRABAJO FINAL DE MASTER

TRAFOS	Sn (kVA)	Pt (€)	NLL (W)	LL (W)	η	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales C_{tl} (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PV_{tl} (€)	TOC (€)
TRAFO 1	400	6000	930	4.600	0,9866	34.641,94	5.196,29	68.994,66	56.813,32
TRAFO 2	400	6000	930	6.000	0,9836	42.698,89	6.404,83	85.041,29	67.326,49
TRAFO 3	400	6000	610	6.000	0,9847	39.888,01	5.983,20	79.443,00	61.728,20
TRAFO 4	400	6500	610	3.850	0,9894	31.831,06	4.127,23	54.799,96	46.082,97
TRAFO 5	400	8500	520	3.850	0,9897	26.724,28	4.008,64	53.225,45	46.508,45
TRAFO 6	400	6900	750	4.600	0,9872	33.060,82	4.656,08	61.821,85	54.564,28
TRAFO 1	630	6355	1.200	6.750	0,9899	26.200,56	3.930,08	52.182,37	35.585,94
TRAFO 2	630	6355	1.200	8.700	0,9881	30.724,49	4.608,67	61.192,46	37.965,62
TRAFO 3	630	6355	800	8.700	0,9895	27.210,89	4.081,63	54.194,60	30.967,75
TRAFO 4	630	6800	800	6.750	0,9912	22.686,96	3.403,04	45.184,51	29.033,08
TRAFO 5	630	9200	730	5.400	0,9927	18.940,13	2.841,02	37.722,13	28.560,98
TRAFO 6	630	7100	1.030	6.500	0,9907	24.127,29	3.223,81	42.804,74	33.051,76
TRAFO 1	800	6780	1.300	8.500	0,9908	23.648,49	3.547,27	47.099,55	33.512,44
TRAFO 2	800	6780	1.300	10.000	0,9900	25.806,60	3.870,99	51.397,75	34.216,44
TRAFO 3	800	6780	920	10.000	0,9913	22.468,68	3.370,30	44.749,78	27.568,47
TRAFO 4	800	6900	920	8.500	0,9921	20.310,57	3.046,59	40.451,58	26.984,46
TRAFO 5	800	10500	800	7.000	0,9934	17.098,38	2.564,76	34.054,01	27.781,10
TRAFO 6	800	8000	1.200	8.338	0,9913	22.537,02	2.853,51	37.888,01	32.906,94

Tabla 8: Resumen de los cálculos de transformadores.

TRAfos	Sn (kVA)	Pt (€)	NLL (W)	LL (W)	η	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales C _{tl} (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PV _{tl} (€)	TOC (€)
TRAFO 1	1000	7500	1700	10500	0,9905	24.601,14	3.690,17	48.996,88	39.259,46
TRAFO 2	1000	7500	1700	13000	0,9896	26.903,12	4.035,47	53.581,63	34.491,66
TRAFO 3	1000	7500	1100	13000	0,9916	21.632,72	3.244,91	43.084,83	29.643,26
TRAFO 4	1000	7900	1100	10500	0,9925	19.330,74	2.899,61	38.500,08	29.162,66
TRAFO 5	1000	12000	940	9000	0,9936	16.544,10	2.481,62	32.950,08	30.175,15
TRAFO 6	1000	9000	1400	10500	0,9915	21.965,94	3.294,89	43.748,48	35.511,06
TRAFO 7	1000	9000	1700	10500	0,9905	24.601,14	3.690,17	48.996,88	40.759,46
TRAFO 1	1250	8355	2100	13000	0,9899	26.107,40	3.916,11	51.996,84	46.117,44
TRAFO 2	1250	8355	2100	15400	0,9894	27.521,74	4.128,26	54.813,71	46.306,42
TRAFO 3	1250	8355	1320	15400	0,9920	20.670,22	3.100,53	41.167,87	32.940,58
TRAFO 4	1250	8635	1320	13000	0,9925	19.255,88	2.888,38	38.351,00	32.751,60
TRAFO 5	1250	11000	1733	13208	0,9911	23.006,25	3.450,94	45.820,43	42.358,27
TRAFO 6	1250	11000	1750	13500	0,9910	23.327,66	3.499,15	46.460,56	42.678,68

Tabla 9: Resumen de los cálculos de transformadores.

Según la tabla 8 y 9 hay que analizar no sólo costes de adquisición, sino también los costes de las pérdidas y eficiencia. Para la eficiencia ya hemos visto como mejor opción el trafo 5 para 800 kVA o 1000 kVA.

Si analizamos los costes de las pérdidas y el valor actual de las pérdidas notamos una clara tendencia a la baja conforme disminuye el índice de carga. Es decir, cuanto mayor es la potencia nominal del transformador menores son los costes para la $I_{equivalente}$ del sistema. Sin embargo, estos costes vuelven a aumentar para el transformador de 1.250 kVA. Con lo que con toda probabilidad un trafo de 1.000 kVA con menores costes y pérdidas, será la potencia nominal óptima para la demanda del sistema.

Si observamos las pérdidas anuales de los transformadores de mayor eficiencia, comprobamos que las menores serían para el trafo 5 de 1.000 kVA, que a su vez es el que presenta menores costes de pérdidas y de valor actual de las mismas. Sin embargo, al ser un transformador de compra más caro que otros por ser de mayor eficiencia nos encontramos que para el TOC resulta más económico el trafo 4.

Es decir, técnicamente el mejor transformador sería el 5 de 1.000 kVA. En tabla 10 se muestra el ranking de los 5 con menores pérdidas:

TRAPOS	Sn (kVA)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	CLASIFICACIÓN
TRAFO 5	1000	16.544,10	2.481,62	32.950,08	1
TRAFO 5	630	18.940,13	2.841,02	37.722,13	2
TRAFO 4	1250	19.255,88	2.888,38	38.351,00	3
TRAFO 4	1000	19.330,74	2.899,61	38.500,08	4
TRAFO 3	1250	20.670,22	3.100,53	41.167,87	5

Tabla 10: Clasificación de transformadores según pérdidas.

Y desde el punto de vista del coste de adquisición, el mejor transformador sería el 4 de 800 kVA, como se ve en la clasificación de la tabla 11:

TRAPOS	Sn (kVA)	TOC (€)	CLASIFICACIÓN
TRAFO 4	800	26.984,46	1
TRAFO 3	800	27.568,47	2
TRAFO 5	800	27.781,10	3
TRAFO 5	630	28.560,98	4
TRAFO 4	630	29.033,08	5
TRAFO 4	1000	29.162,66	6

Tabla 11: Clasificación de transformadores según TOC.

4. OPTIMIZACION DEL SISTEMA CON APOYO DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA

En apartado anterior se ha analizado los rendimientos óptimos del sistema para la demanda anual de un edificio. A partir de estos datos obtenidos se plantean nuevas medidas para obtener mayores ahorros energéticos, en costes de pérdidas y en costes de adquisición, y aumentar la eficiencia del sistema.

Con la reducción de las primas para instalación fotovoltaica con volcado a red y el creciente aumento de la tarifa eléctrica [10], ha llegado el término de paridad de la red, es decir, resulta más rentable obtener energía de una fuente propia a comprarla en el mercado. En este sentido parece viable apostar por el autoconsumo para grandes y pequeñas instalaciones.

El estudio se centra ahora en representar una simulación del sistema anteriormente descrito con el apoyo de una instalación de autoconsumo fotovoltaico. La instalación fotovoltaica será tipo fija, con orientación Sur, e inclinación de 30 grados, instalada sobre cubierta en zona de Zaragoza. Los datos de radiación y energía aportados son reales, obtenidos a lo largo del año 2012, para una instalación de 350 kWp. No se consideran las pérdidas por indisponibilidad, mantenimiento o distintos errores.

Para analizar los datos se ha considerado la energía y la intensidad emitida cada 15 minutos a lo largo del día durante un año. Con estos datos se determina la intensidad equivalente, y el índice de carga anual, C, de la instalación fotovoltaica. De esta manera obtenemos la curva que nos permite averiguar el comportamiento a lo largo del año, sus pérdidas y rendimientos.

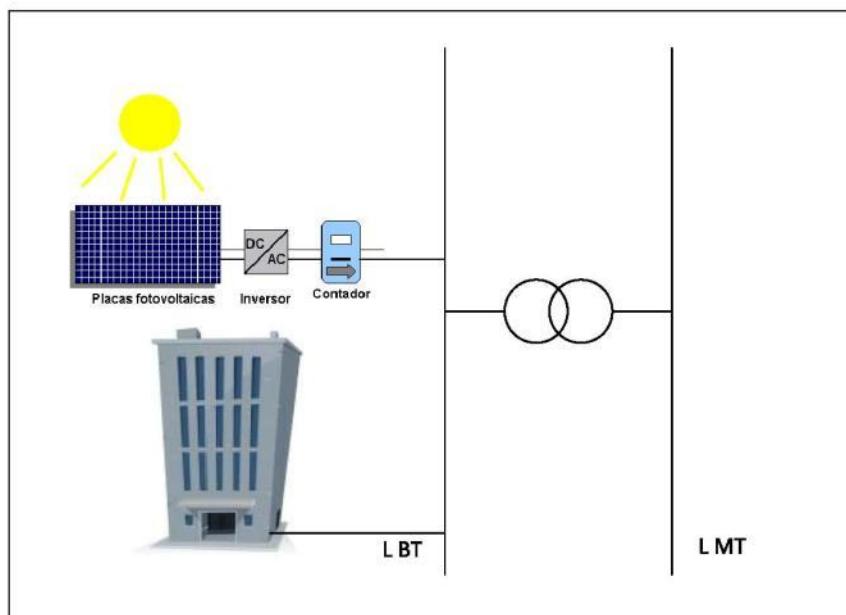


Ilustración 1: esquema CT con autoconsumo fotovoltaico

Con los datos obtenidos de intensidades a lo largo de cada hora, obtenemos la siguiente $I_{equivalente}$ del sistema fotovoltaico, en tabla 12:

TRABAJO FINAL DE MASTER

Iequivalente (A)	179,186
Pequivalente (kW)	124,144

Tabla 12. $I_{equivalente}$ para el sistema fotovoltaico.

Con los datos de intensidades horarias simulamos el apoyo de autoconsumo a la instalación del edificio objeto de estudio con el transformador, restando la intensidad de demanda horaria con la intensidad emitida por la fotovoltaica. De esta manera, se reduce la demanda eléctrica un 17,88 %, obteniendo una intensidad equivalente inferior al apartado 3, que se traduce en un ahorro energético y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Iequivalente (A)	383,76
Pequivalente (kW)	265,873

Tabla 13. $I_{equivalente}$ para el sistema con autoconsumo fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica tiene un perfil característico a lo largo del año. Altas irradianciones al mediodía y nulas durante períodos no solares, asimismo grandes rendimientos durante períodos estivales y menores rendimientos durante el invierno. Estos períodos de mayor radiación son casi coincidentes con los de mayor consumo eléctrico del edificio.

Por ejemplo, para un mes de verano notaremos ahorros considerables, debido a la máxima radiación. Por ejemplo, para el mes de Agosto, tenemos el siguiente perfil de emisión de energía en el gráfico 9:

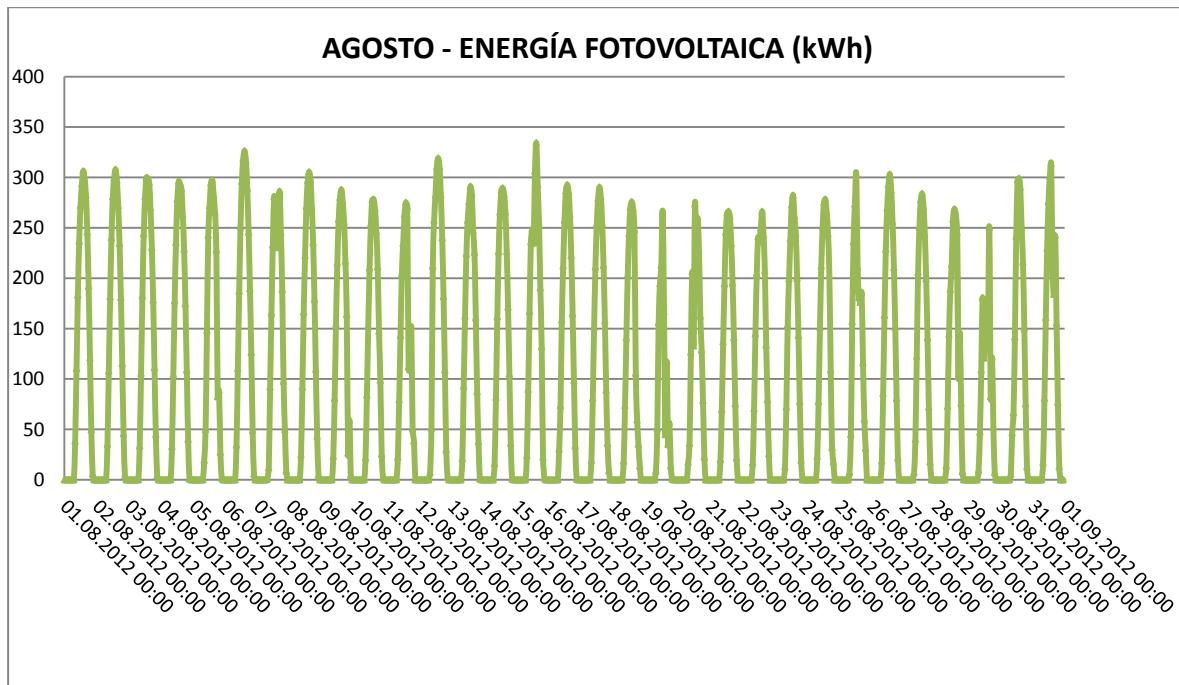


Gráfico 9. KWh de la instalación fotovoltaica para el mes de Agosto.

La intensidad horaria en cada periodo disminuye respecto a la demanda inicial debido a la aportación de la fotovoltaica. Las mayores irradianciones se reciben para los horarios de mediodía desde las 13:00 hasta las 15:00, coincidiendo con las mayores demandas de energía. Con un pico el 15 de Agosto a las 15:00 de 334 kwh. Por tanto, gracias a la aportación del autoconsumo de fotovoltaica se consigue

TRABAJO FINAL DE MASTER

reducir las necesidades de energía y disminuimos, por tanto, las pérdidas del transformador. Para los horarios nocturnos la aportación de energía es nula, pero también la demanda es menor.

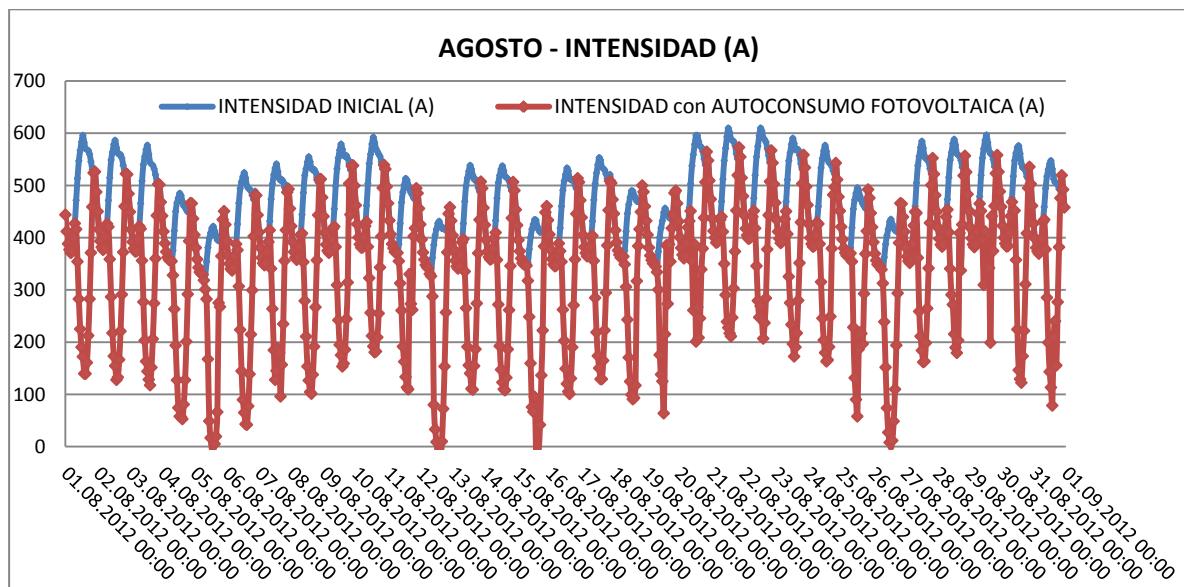


Gráfico 10. Intensidades del sistema para el mes de Agosto.

Si nos fijamos en el gráfico 10 notamos como la aportación de la fotovoltaica hace disminuir la intensidad horaria durante horarios de mediodía, incluso haciéndose cero el consumo, en días de fin de semana, que ya se tenía un consumo menor. La ventaja es que los momentos de más demanda horaria coinciden con los de mayor irradiación, de ahí los picos invertidos. Si hacemos un zoom de dos días cualesquier del mes de Agosto, observamos en el gráfico 11 como el consumo inicial antes de la fotovoltaica es similar los dos días, con picos al mediodía. Al aportar el autoconsumo de la fotovoltaica provoca el descenso del consumo, sobre todo en horarios de mayor irradiación, de 13:00 a 14:00 h. Este aporte de energía repercute directamente en la disminución de las pérdidas del trafo, y en aumento de eficiencia energética del sistema. Durante este mes de Agosto se conseguirían ahorrar el 24,50 % de la energía respecto a no poner fotovoltaica.

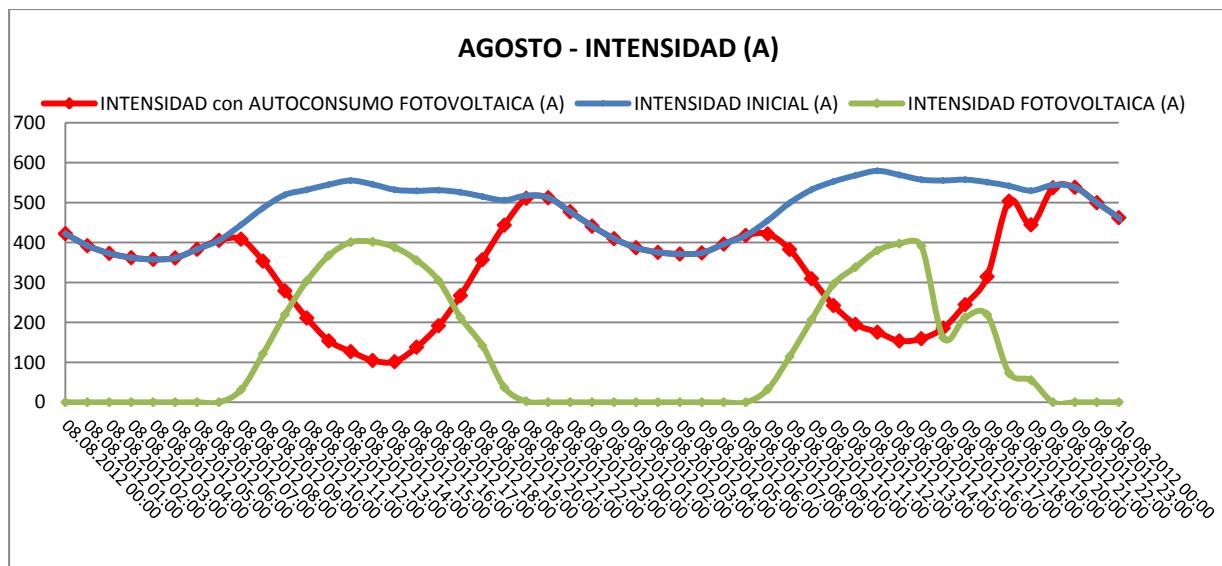


Gráfico 11. Intensidades horarias del sistema para dos días.

TRABAJO FINAL DE MASTER

En cambio, la aportación de energía fotovoltaica en meses de invierno es menor, y por tanto, el comportamiento es diferente, según gráfico 12:

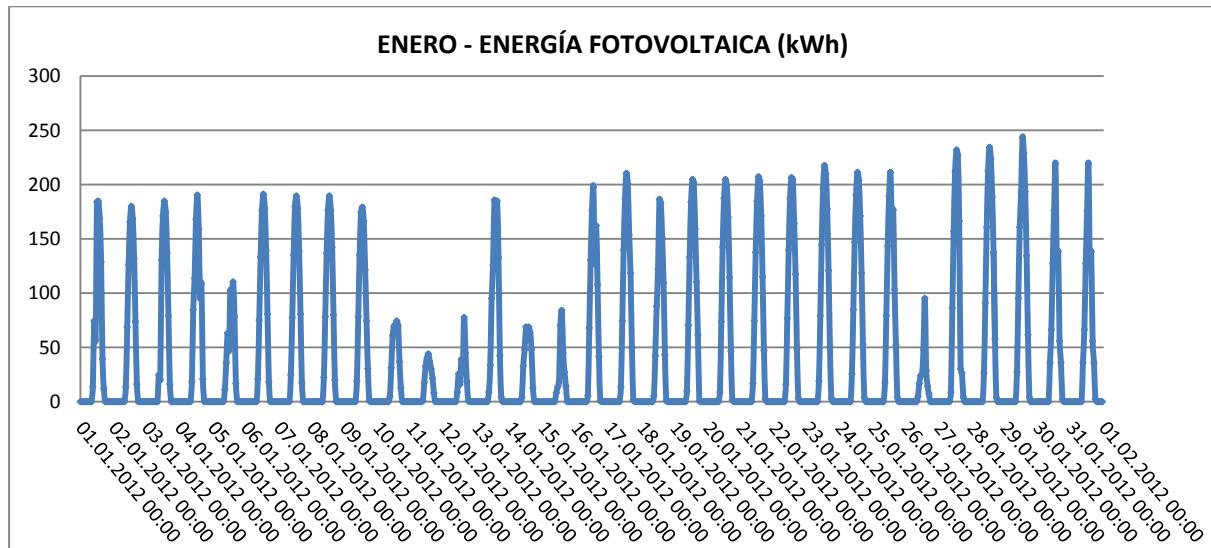


Gráfico 12. KWh de la instalación fotovoltaica para el mes de Enero.

Los picos máximos de radiación se producen al mediodía alrededor de las 13:00, notándose un pico de 243,2 kWh el 29 de enero. Hay que hacer notar que los días con poca radiación solar la energía captada por las placas fotovoltaicas es menor y se producen peores rendimientos.

Si acoplamos esta producción fotovoltaica al edificio objeto de estudio, teniendo en cuenta la demanda para este mes de Enero, tendríamos el siguiente perfil de intensidades horarias:

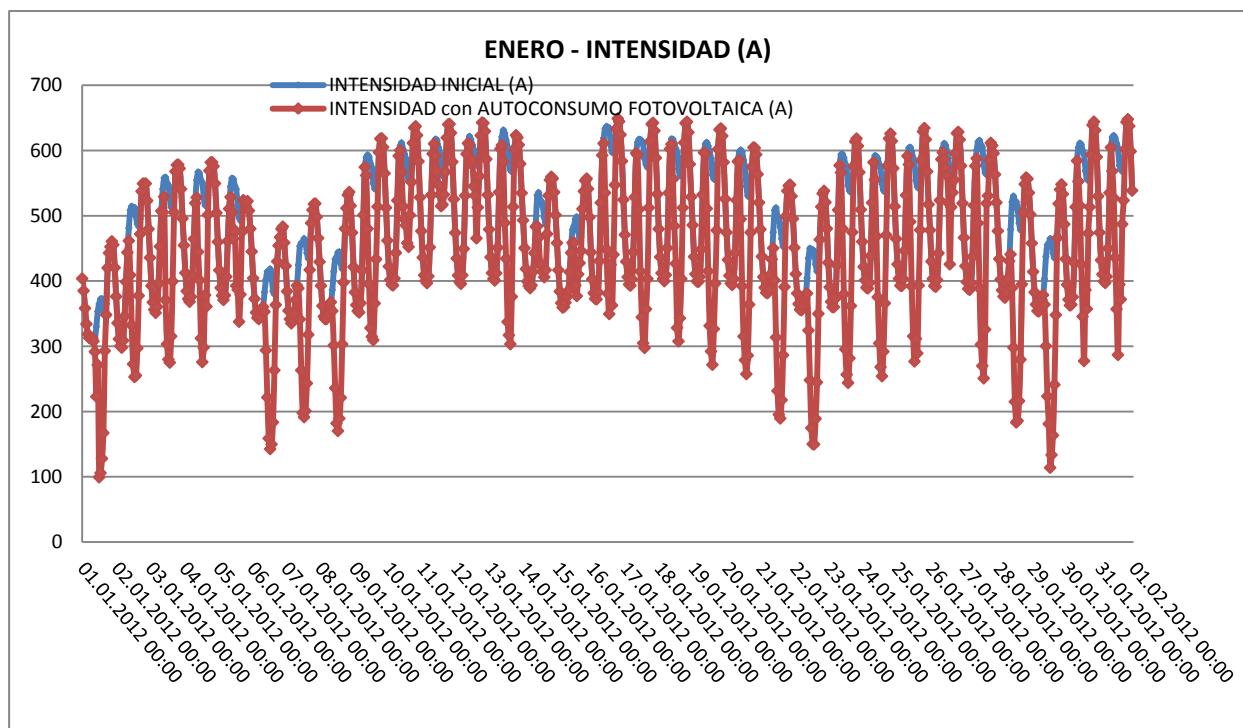


Gráfico 13. Intensidades horarias para el sistema para el mes de Enero.

TRABAJO FINAL DE MASTER

En el gráfico 13 aunque no se tienen consumos de cero para ningún momento, se nota el aporte de energía durante el mediodía, no así de la misma manera en horarios de tarde. Si observamos dos días cualquiera de Enero, tenemos picos de consumo durante las tardes que la fotovoltaica no consigue contrarrestar porque son horarios de poca irradiación, ya que a partir de las 18:00 prácticamente la irradiación es nula. En días de insolación normal si que se consigue reducir la demanda del mediodía. Así de un consumo de 448 A a las 13:00 el día 22 de Enero, podríamos pasar a 150 A con el aporte de la fotovoltaica, reduciéndose en ese momento más de la mitad, como se ve en el gráfico 14.

En este mes de Enero estaríamos ahorrando un 9,57% de media de la demanda inicial que teníamos cuando no estaba instalada la fotovoltaica.

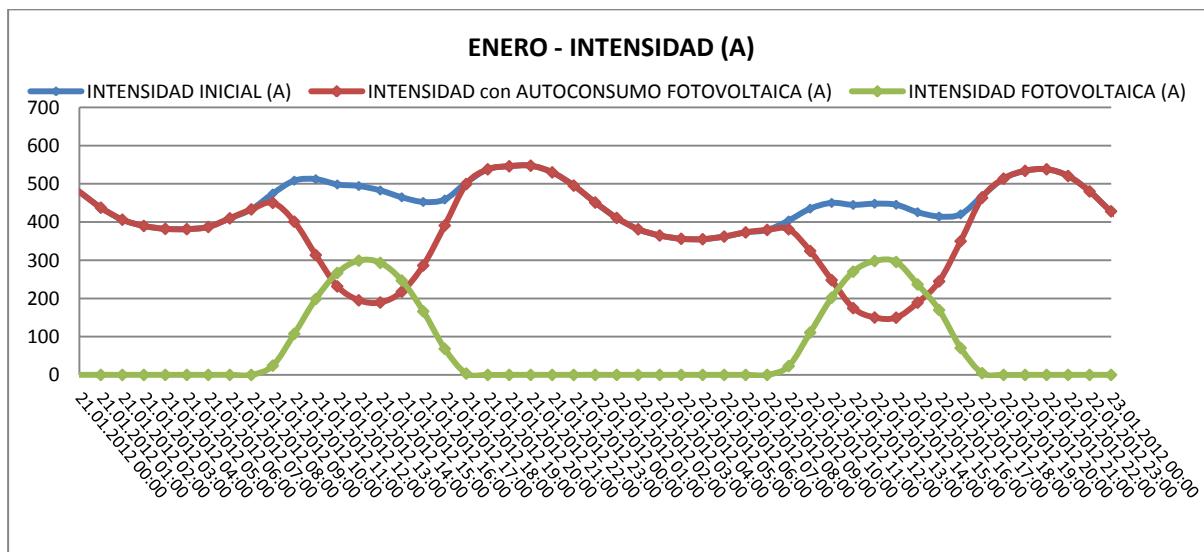


Gráfico 14. Intensidades horarias para dos días de Enero.

4.2. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES.

Con el dato obtenido de $I_{equivalente} = 383,76$ A se estudian diferentes alternativas con diferentes trafos de 400 kVA, 630 kVA, 800 kVA, 1.000 kVA, para averiguar el transformador óptimo. Para cada transformador, según su potencia nominal se calcula el Índice de carga. El transformador de 1.250 kVA se descarta en este apartado, porque ya se ha visto anteriormente que al reducir su índice de carga se reduce su eficiencia y el transformador empieza a estar bastante sobredimensionado.

Para un transformador de 400 kVA, el índice de carga anual sería: 0,665. En tabla 14 comprobamos que la máxima eficiencia sería para el transformador 5, que es el que tienen menores pérdidas también.

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	930	4.600	0,98777
TRAFO 2	930	6.000	0,98526
TRAFO 3	610	6.000	0,98656
TRAFO 4	610	3.850	0,99043
TRAFO 5	520	3.850	0,99080
TRAFO 6	750	4.600	0,98851

Tabla 14. Eficiencias para 400 kVA.

TRABAJO FINAL DE MASTER

Para un transformador de 630 kVA, el índice de carga anual sería: 0,422. En la tabla 13 comprobamos que las eficiencias son mayores respecto al trafo de 400 kVA, resultando el trafo 5 de mayor eficiencia, tabla 15:

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1.200	6.750	0,99006
TRAFO 2	1.200	8.700	0,98864
TRAFO 3	800	8.700	0,99028
TRAFO 4	800	6.750	0,99170
TRAFO 5	730	5.400	0,99298
TRAFO 6	1.030	6.500	0,99094

Tabla 15. Eficiencias para 630 kVA.

Para un transformador de 800 kVA el índice de carga sería 0,332, resultando eficiencias un poco mayores que para el transformador de 630 kVA. Obteniendo mejor eficiencia en el 5 también, en tabla 16:

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1.300	8.500	0,99073
TRAFO 2	1.300	10.000	0,99005
TRAFO 3	920	10.000	0,99161
TRAFO 4	920	8.500	0,99229
TRAFO 5	800	7.000	0,99347
TRAFO 6	1.200	8.338	0,99121

Tabla 16. Eficiencias para 800 kVA.

Para un transformador de 1.000 kVA el índice de carga sería 0,266, resultando eficiencias ligeramente inferiores al de 800 kVA, según tabla 17:

TRAPOS	NLL	LL	η
TRAFO 1	1.700	10.500	0,98990
TRAFO 2	1.700	13.000	0,98917
TRAFO 3	1.100	13.000	0,99163
TRAFO 4	1.100	10.500	0,99236
TRAFO 5	940	9.000	0,99346
TRAFO 6	1.400	10.500	0,99113
TRAFO 7	1.700	10.500	0,98990

Tabla 17. Eficiencias para 1.000 kVA.

En cuanto nos movemos por índices de carga entre 0,3 y 0,4 las eficiencias empiezan a resultar similares, por eso será necesario analizar otros parámetros, como los costes de pérdidas, EL, y los costes de adquisición, TOC.

4.3. COSTES DE ANUALES DE LOS TRANSFORMADORES

A continuación, se recoge en la tabla 18 un resumen del coste de pérdidas totales de los transformadores analizados anteriormente en kWh/año, calculados según (15), teniendo en cuenta la $I_{equivalente}=383,76A$, calculada con el aporte del autoconsumo de la fotovoltaica.

400 kVA		630 kVA		800 kVA		1000 kVA	
C	0,665	C	0,422	C	0,332	C	0,266
TRAFOS	EL	TRAFOS	EL	TRAFOS	EL	TRAFOS	EL
TRAFO 1	26.020,843	TRAFO 1	21.100,825	TRAFO 1	19.665,920	TRAFO 1	21.452,560
TRAFO 2	31.453,976	TRAFO 2	24.151,499	TRAFO 2	21.121,223	TRAFO 2	23.004,883
TRAFO 3	28.643,096	TRAFO 3	20.637,899	TRAFO 3	17.783,303	TRAFO 3	17.734,483
TRAFO 4	23.209,963	TRAFO 4	17.587,225	TRAFO 4	16.328,000	TRAFO 4	16.182,160
TRAFO 5	19.508,796	TRAFO 5	14.860,340	TRAFO 5	13.818,616	TRAFO 5	13.845,325
TRAFO 6	24.439,723	TRAFO 6	19.216,433	TRAFO 6	18.630,347	TRAFO 6	18.817,360
						TRAFO 7	21.452,560

Tabla 18. Resumen costes de pérdidas, EL.

Como ya se podía intuir en apartado anterior, el trafo de 800 kVA tiene pérdidas menores dentro de las gamas similares de trafos. Según tabla 16 los costes de pérdidas anuales, resultan menores para el trafo 5 de 800 kVA.

4.4. COSTES DE ADQUISICIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

El siguiente parámetro a analizar sería el Coste de adquisición, en el que se ha de considerar además, el precio de compra del transformador, el precio de la electricidad, entre los valores de pérdidas de cada transformador.

Considerando las siguientes condiciones, P_e 0,15 €/kWh, d 7%, N 30 años, H_a 8744 horas, PV_m 13,277, P_t precio de compra del transformador (€) de cada uno, recogemos en la tabla 19, el resumen para los cálculos de las fórmulas (9), (13) y (19).

TRABAJO FINAL DE MASTER

TRAfos	Sn (kVA)	Pt (€)	NLL (W)	LL (W)	η	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 1	400	6.000	930	4.600	0,9878	26.020,84	3.903,13	51.824,44	37.978,13
TRAFO 2	400	6.000	930	6.000	0,9853	31.453,98	4.718,10	62.645,35	42.758,85
TRAFO 3	400	6.000	610	6.000	0,9866	28.643,10	4.296,46	57.047,05	37.160,56
TRAFO 4	400	6.500	610	3.850	0,9904	23.209,96	3.044,90	40.429,23	30.318,73
TRAFO 5	400	8.500	520	3.850	0,9908	19.508,80	2.926,32	38.854,71	30.744,21
TRAFO 6	400	6.900	750	4.600	0,9885	24.439,72	3.362,91	44.651,63	35.729,09
TRAFO 1	630	6355	1.300	8.500	0,9901	21.100,83	3.165,12	42.025,48	31.094,42
TRAFO 2	630	6355	1.300	10.000	0,9886	24.151,50	3.622,72	48.101,36	32.176,54
TRAFO 3	630	6355	920	10.000	0,9903	20.637,90	3.095,68	41.103,50	25.178,68
TRAFO 4	630	6800	920	8.500	0,9917	17.587,23	2.638,08	35.027,62	24.541,55
TRAFO 5	630	9200	800	7.000	0,9930	14.860,34	2.229,05	29.596,61	24.967,76
TRAFO 6	630	7100	1.200	8.338	0,9909	19.216,43	2.487,18	33.024,03	28.726,59
TRAFO 1	800	6780	1.300	8.500	0,9907	19.665,92	2.949,89	39.167,65	31.337,18
TRAFO 2	800	6780	1.300	10.000	0,9901	21.121,22	3.168,18	42.066,11	31.657,31
TRAFO 3	800	6780	920	10.000	0,9916	17.783,30	2.667,50	35.418,14	25.009,34
TRAFO 4	800	6900	920	8.500	0,9923	16.328,00	2.449,20	32.519,68	24.809,20
TRAFO 5	800	10500	800	7.000	0,9935	13.818,62	2.072,79	27.521,86	25.989,71
TRAFO 6	800	8000	1.200	8.338	0,9912	18.630,35	2.267,51	30.107,29	30.773,13
TRAFO 1	1000	7500	1700	10500	0,9899	21.452,56	3.217,88	42.726,01	38.158,83
TRAFO 2	1000	7500	1700	13000	0,9892	23.004,88	3.450,73	45.817,70	33.128,97
TRAFO 3	1000	7500	1100	13000	0,9916	17.734,48	2.660,17	35.320,90	28.280,58
TRAFO 4	1000	7900	1100	10500	0,9924	16.182,16	2.427,32	32.229,22	28.062,03
TRAFO 5	1000	12000	940	9000	0,9935	13.845,33	2.076,80	27.575,06	29.231,75
TRAFO 6	1000	9000	1400	10500	0,9911	18.817,36	2.822,60	37.477,62	34.410,43
TRAFO 7	1000	9000	1700	10500	0,9899	21.452,56	3.217,88	42.726,01	39.658,83

Tabla 19. Resumen de los cálculos de transformadores

TRABAJO FINAL DE MASTER

Como ya hemos advertido en apartados anteriores encontramos mayores eficiencias para los transformadores de 800 kVA y 1.000 kVA. Ahora al analizar sus costes se ven menores pérdidas y menores costes para el de 800 kVA, tal y como se observa en tabla 19. Además, los costes de adquisición TOC son menores para los transformadores de 800 kVA que para los de 1.000 kVA o cualquier otro. Y aunque el trafo 5 de 800 kVA es el de mayor eficiencia y el que tiene menores pérdidas, su TOC, debido a su precio de compra que es inicialmente mayor, resulta ligeramente mayor que el trafo 4 de 800 kVA.

Es decir, desde el punto de vista técnico, el mejor sería el trafo 5 de 800 kVA, tabla 20:

TRAFOS	Sn (Kva)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	CLASIFICACIÓN
TRAFO 5	800	13.818,62	2.072,79	27.521,86	1
TRAFO 5	1000	13.845,33	2.076,80	27.575,06	2
TRAFO 5	630	14.860,34	2.229,05	29.596,61	3
TRAFO 4	1000	16.182,16	2.427,32	32.229,22	4
TRAFO 4	800	16.328,00	2.449,20	32.519,68	5

Tabla 20: Clasificación de transformadores para el sistema con autoconsumo de fotovoltaica según pérdidas.

Si comparamos desde el punto de vista del coste de adquisición, tabla 21:

TRAFOS	Sn (kVA)	TOC (€)	CLASIFICACIÓN
TRAFO 4	630	24.541,55	1
TRAFO 4	800	24.809,20	2
TRAFO 5	630	24.967,76	3
TRAFO 3	800	25.009,34	4
TRAFO 3	630	25.178,68	5
TRAFO 5	800	25.989,71	6

Tabla 21: Clasificación de transformadores para el sistema con autoconsumo de fotovoltaica según coste de adquisición.

Así, hemos conseguido reducir de transformador, pasando de uno de 1.000 kVA que se instalaba cuando la instalación no tenía fotovoltaica a un transformador de 800 kVA.

Si nos guiamos por el ahorro de pérdidas, pasaríamos de un transformador de 1.000 kVA a uno de 800 kVA. Así, con el transformador 5 de 1.000 kVA teníamos un TOC de 30.175,15 €/año, y escogiendo la opción del transformador 5 de 800 kVA con el apoyo de autoconsumo fotovoltaico pasaríamos a un TOC de 25.989,71 €/año, reducción de un 16,87 %.

Utilizando la fórmula (21) y los datos de pérdidas, EL, del transformador 5 de 800 kVA con fotovoltaica y 1.000 kVA con el sistema sin autoconsumo:

$$ES_{ij} = (EL_i - EL_j) \cdot P_e = (16.544,10 - 13.818,62) \cdot 0,15 = 408,82 \text{ €/año}$$

De esta manera se calcula el periodo de retorno simple (22):

$$SP_{ij} = \frac{P_{ti} - P_{tj}}{ES_{ij}} = \frac{12.000 - 10.500}{408,82} = 3,669 \text{ años}$$

Si se escoge desde el punto de vista económico, se habría escogido el trafo 4 de 800 kVA para optimizar el sistema inicialmente, para el que teníamos un TOC de 26.984,46 €, para el sistema con autoconsumo de fotovoltaica escogeríamos el trafo 4 de 630 kVA, con un TOC de 24.541,55 €, suponiendo un ahorro del 9,05% en el coste de adquisición.

Utilizando la fórmula (21) para los transformadores 4 de 630 kVA con fotovoltaica y 800 kVA para el sistema inicial:

$$ES_{ij} = (EL_i - EL_j) \cdot P_e = (20.310,57 - 17.587,23) \cdot 0,15 = 408,501 \text{ €/año}$$

Y el periodo de retorno simple (22):

$$SP_{ij} = \frac{P_{ti} - P_{tj}}{ES_{ij}} = \frac{6.900 - 6.800}{408,501} = 0,24 \text{ años}$$

Por tanto, la recuperación simple para el transformador 4 sería menor, que para el transformador 5.

4.5. COMPARACIÓN CON INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE VOLCADO A RED.

En este apartado se comparan las pérdidas y eficiencia, para el sistema fotovoltaico de 350 kWp descrito anteriormente, pero esta vez de volcado a red con el suministro de otro transformador para la demanda del edificio, tabla 1. Para ello se busca el transformador óptimo para la instalación fotovoltaica, según la metodología descrita en apartados anteriores.

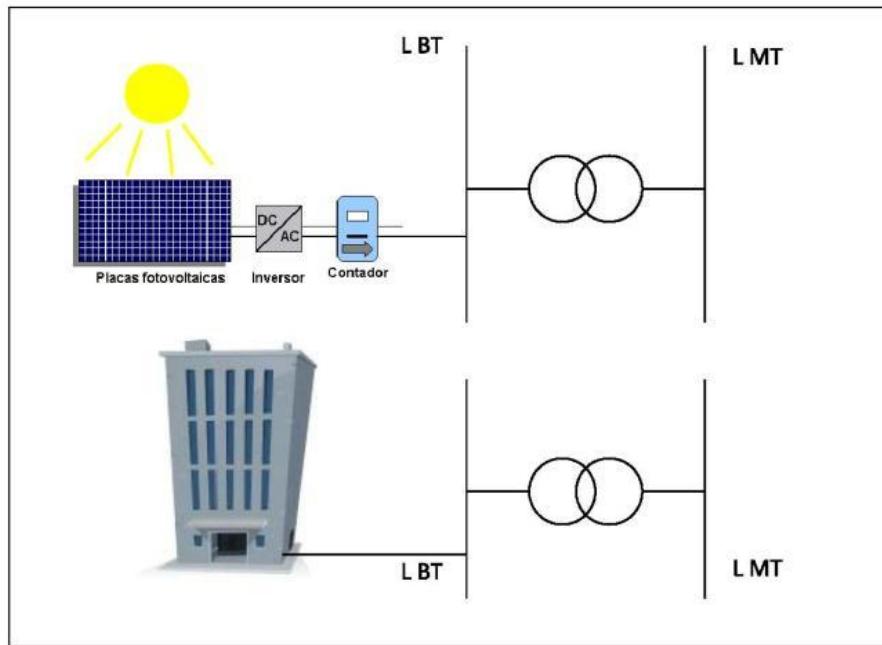


Ilustración 2: esquema CT con y sistema fotovoltaico de volcado a red.

Considerando para este sistema de fotovoltaica de volcado a red una $I_{equivalente} = 179,186 \text{ A}$, según tabla 12. Comparamos para transformadores de 250 kVA, 400 kVA y 630 kVA. Los cálculos se reflejan en la tabla 22.

TRABAJO FINAL DE MASTER

TRAfos	Sn (kVA)	Pt (€)	NLL (W)	LL (W)	η	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 1	250	5.890	650	3.250	0,9871	13.781,595	1.912,37	25.391,86	20.718,76
TRAFO 2	250	5.890	425	3.250	0,9889	11.805,195	1.615,91	21.455,56	16.782,46
TRAFO 3	250	5.890	425	4.200	0,9867	14.164,701	1.924,57	25.553,81	17.793,03
TRAFO 4	250	6.100	425	2.750	0,9900	10.563,350	1.453,46	19.298,59	16.460,58
TRAFO 5	250	7.800	360	2.750	0,9906	9.992,390	1.367,82	18.161,44	17.023,42
TRAFO 6	250	6.500	530	3.250	0,9880	12.727,515	1.754,26	23.292,50	19.229,40
TRAFO 1	400	6.000	930	4.600	0,9881	12.632,002	1.809,18	24.021,66	23.016,70
TRAFO 2	400	6.000	930	6.000	0,9869	13.990,270	1.986,86	26.380,85	23.243,94
TRAFO 3	400	6.000	610	6.000	0,9895	11.179,390	1.565,23	20.782,56	17.645,65
TRAFO 4	400	6.300	610	3.850	0,9914	9.821,122	1.292,36	17.159,52	17.596,67
TRAFO 5	400	8.500	520	3.850	0,9922	8.302,918	1.173,77	15.585,00	18.222,15
TRAFO 6	400	6.900	750	4.600	0,9896	11.050,882	1.268,96	16.848,85	20.767,66
TRAFO 1	630	6.355	1.300	8.500	0,9876	13.180,777	1.926,47	25.579,00	27.526,65
TRAFO 2	630	6.355	1.300	10.000	0,9869	13.943,438	2.026,23	26.903,67	27.578,08
TRAFO 3	630	6.355	920	10.000	0,9902	10.429,838	1.499,19	19.905,81	20.580,22
TRAFO 4	630	6.800	920	8.500	0,9909	9.667,177	1.399,43	18.581,13	20.973,78
TRAFO 5	630	9.200	800	7.000	0,9920	8.524,302	1.238,13	16.439,43	22.113,55
TRAFO 6	630	7.100	1.200	8.338	0,9891	11.589,720	1.294,40	17.186,68	25.290,96

Tabla 22. Resumen de pérdidas y costes del sistema fotovoltaico de volcado a red.

- Desde el punto de vista técnico, se escoge el trafo 5 de 400 kVA para la instalación de fotovoltaica de volcado a red, que es el de mayor rendimiento y menores pérdidas y costes. Comparando el sistema inicial de transformador (mejor opción trafo 5 de 1.000 kVA) más instalación fotovoltaica de volcado a red, tabla 23, con el sistema de autoconsumo fotovoltaico (mejor opción trafo 5 de 800 kVA), tabla 24:

TRAPOS	Sn (kVA)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 5	1000	16.544,10	2.481,62	32.950,08	30.175,15
TRAFO 5	400	8.302,92	1.173,77	15.585,00	18.222,15
TOTAL		24.847,02	3.655,39	48.535,08	48.397,30

Tabla 23: RESUMEN COSTES DE SISTEMA VOLCADO A RED

TRAPOS	Sn (kVA)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 5	800	13.818,62	2.072,79	27.521,86	25.989,71

Tabla 24: RESUMEN COSTES DE SISTEMA AUTOCONSUMO

El sistema de un único Centro de Transformación con apoyo de autoconsumo fotovoltaico, en vez de dos Centros de Transformación uno para la demanda y otro para volcado a red, incrementa la eficiencia energética, el ahorro de pérdidas y los costes, en más del 40%, como se ve en tabla 25:

TRAPOS	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 5	44,38%	43,29%	43,29%	46,3%

Tabla 25: RESUMEN AHORRO

- Desde el punto de vista económico, se escoge el trafo 4 de 250 kVA para la instalación de fotovoltaica de volcado a red, que es el de menor coste de adquisición. Comparando el sistema inicial de transformador (mejor opción trafo 4 de 800 kVA) más instalación fotovoltaica de volcado a red, tabla 26, con el sistema de autoconsumo fotovoltaico (mejor opción trafo 5 de 800 kVA), tabla 24:

TRAPOS	Sn (kVA)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 4	800	20.310,57	3.046,59	40.451,58	26.984,46
TRAFO 4	250	10.563,35	1.453,46	19.298,59	16.460,58
TOTAL		30.873,92	4.500,05	60.050,17	43.445,04

Tabla 26: RESUMEN COSTES DE SISTEMA VOLCADO A RED

TRAFOS	Sn (kVA)	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 4	630	17.587,23	2.638,08	35.027,62	24.541,55

Tabla 27: RESUMEN COSTES DE SISTEMA AUTOCONSUMO

El sistema de un único Centro de Transformación con apoyo de autoconsumo fotovoltaico, en vez de dos Centros de Transformación uno para la demanda y otro para volcado a red, incrementa la eficiencia energética, el ahorro de pérdidas y los costes, en más del 40%, como se ve en tabla 28:

TRAFOS	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales PVtl (€)	TOC (€)
TRAFO 4	43,04%	41,38%	41,38%	43,53%

Tabla 28: RESUMEN AHORRO

Tanto desde el punto de vista económico, como técnico, resulta más ventajoso tener un sistema de autoconsumo fotovoltaico.

5. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA CON TRANSFORMADORES EN PARALELO

En este apartado se trata de hacer un análisis de lo que supone el ahorro energético de la instalación de unos transformadores en paralelo, sobre la instalación comentada en apartado anterior. Se trata de optimizar el funcionamiento anterior, y reducir pérdidas.

Para el acoplamiento de un sistema de transformadores en paralelo, existen varias técnicas de control óptimo, que se describen en anexo. Las conexiones en paralelo seguirán criterios de máxima eficiencia, mediante sistemas de control reguladores [9].

Ya se ha visto que los usuarios del edificio objeto de estudio no demandan energía de manera constante. Por eso, dependiendo del periodo del día (mañana, tarde o noche) o de si es día laboral o festivo, o incluso de la época del año (primavera, verano, otoño o invierno), se demandará a los transformadores potencias distintas. Así, tendremos periodos de mayor utilización de los transformadores y otros en donde la demanda sea mínima.

Es conveniente seleccionar la potencia de los transformadores teniendo en cuenta su capacidad de sobrecarga.

Cuando se trabaja con transformadores altamente eficientes solicitar más esfuerzo al fabricante resulta complicado.

Para conocer si es eficiente energéticamente el sistema de transformadores acoplados en paralelo con el funcionamiento actual y con el sistema de autoconsumo fotovoltaico se debe recurrir a los datos reales de funcionamiento. Es decir, a los valores de las cargas que se registran en cada periodo de cada ciclo diario. Para ello, vamos a tomar de referencia la $I_{equivalente}$ obtenida en el apartado anterior.

Cuando se trabaja con transformadores en paralelo el porcentaje de utilización respecto a la potencia disponible siempre es muy bajo, permitiendo hacer uso de dos transformadores en los periodos de mañana en ciclos de días laborables, y de un solo transformador en los periodos de tarde y noche de ciclos de días laborables y en todo el ciclo de días festivos.

Con el objetivo de conocer el alcance de la reducción de costes que se podría tener con una optimización del sistema, se ha hecho un estudio de rendimientos de dos transformadores funcionando en paralelo para la $I_{equivalente}$ obtenida con la instalación de la fotovoltaica. Posteriormente se han estudiado las pérdidas y costes del sistema, con la intención de determinar el ahorro que podría suponer la propuesta. El estudio, tabla 30, muestra los resultados de eficiencias, costes de pérdidas y operación de dos transformadores en paralelo en el caso de instalarse una instalación de autoconsumo de fotovoltaica.

Por tanto, la $I_{equivalente}$ sería la misma que con el apartado de la fotovoltaica pero para cada transformador sería la mitad, porque cada uno aportaría la mitad de la demanda, tabla 29:

I _{equivalente} (A)	191,88
P _{equivalente} (kW)	132,936

Tabla 29: I equivalente del sistema de transformadores en paralelo.

Una parte importante del sistema es saber que transformadores resultan óptimos para funcionar en paralelo. Se calcula la simulación como si los dos transformadores estuvieran funcionando en paralelo, pero existen técnicas descritas en [10] y [11] que determinan en qué momento un transformador resulta más óptimo funcionando sólo y en qué momento entra a funcionar el siguiente. Es obvio que si en el apartado de la instalación con fotovoltaica resulta más eficiente utilizar uno de 800 kVA, no utilizaremos ese para trabajar en paralelo. Comparamos para trafos de 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, con el mismo sistema de antes.

En la determinación de que transformadores resultan óptimos es necesario saber cuál es el índice de carga para cada potencia nominal de cada transformador. Si utilizamos un transformador de 250 kVA estaremos utilizando un índice de carga, C=0,532, índice que queda por encima de los de máxima eficiencia, para un transformador de 400 kVA tenemos un índice C=0,332, y para un transformador de 630 kVA tendremos un índice de C=0,211.

Una vez determinado el índice de carga determinamos los costes de las pérdidas y de adquisición. Según tabla 30, observamos un mayor rendimiento en los transformadores de 400 kVA y dentro de estos un mayor rendimiento para el trafo 5. Hay que observar que los costes serán el doble que si funcionase uno sólo, ya que ahora tenemos dos transformadores. Los costes también resultan menores para los trafos 5 de 400 kVA, aunque el TOC resulta más económico el trafo 4 de 400 kVA, por ser más barato a la hora de la compra.

Con los datos de la tabla 2, podemos comparar con el apartado anterior en el que solo funcionaba un trafo para determinar si es mejor trabajar con uno o con dos transformadores que pudieran trabajar simultáneamente en caso de necesidad. Comparando las dos tablas 17 y 23 podemos ver que resulta más económico, y más eficiente, es decir tiene menos pérdidas y menor TOC, el trabajar con un único transformador de 800 kVA, que con dos de 400 kVA.

Es decir, para el transformador 5 de 800 kVA teníamos unas pérdidas anuales de 13.818,616 kWh/año y en cambio para dos transformadores de 400 kVA acoplados en paralelo, de gama similar al anterior, tendríamos 16.605,84 kWh/año, incrementándose las pérdidas en un 20,17 %. Con el Coste de Adquisición también tendríamos un incremento de 25.989,71 €/año, para uno de 800 kVA, a 36.837,79 €/año, para dos trafos de 400 kVA, un aumento del 41,73%.

Aunque en casos de necesidad o fallo [7] y [8], por el tipo de edificio a suministrar, será conveniente trabajar con dos transformadores en paralelo o más.

TRABAJO FINAL DE MASTER

TRAfos	Sn (Kva)	Pt (€)	NLL (W)	LL (W)	η	Pérdidas totales EL (kWh/año)	Costes de pérdidas totales Ctl (€/año)	Valor actual de las pérdidas totales Pvtl (€)	TOC (€)
TRAFO 1	250	5890	650	3.250	0,9871	27.563,19	4.134,48	54.896,26	43.614,43
TRAFO 2	250	5890	425	3.250	0,9889	23.610,39	3.541,56	47.023,66	35.741,83
TRAFO 3	250	5890	425	4.200	0,9867	28.329,40	4.249,41	56.422,29	38.399,31
TRAFO 4	250	6100	425	2.750	0,9900	21.126,70	3.169,00	42.077,01	34.763,16
TRAFO 5	250	7800	360	2.750	0,9906	19.984,78	2.997,72	39.802,71	35.888,86
TRAFO 6	250	6500	530	3.250	0,9880	25.455,03	3.818,25	50.697,54	40.635,71
TRAFO 1	400	6000	930	4.600	0,9881	25.264,00	3.789,60	50.317,08	46.503,54
TRAFO 2	400	6000	930	6.000	0,9869	27.980,54	4.197,08	55.727,47	47.101,12
TRAFO 3	400	6000	610	6.000	0,9895	22.358,78	3.353,82	44.530,89	35.904,53
TRAFO 4	400	6500	610	3.850	0,9914	19.642,24	2.728,04	36.222,07	35.986,83
TRAFO 5	400	8500	520	3.850	0,9922	16.605,84	2.490,88	33.073,03	36.837,79
TRAFO 6	400	6900	750	4.600	0,9896	22.101,76	2.709,17	35.971,46	42.005,46
TRAFO 1	630	6355	1.300	8.500	0,9876	26.361,55	3.954,23	52.503,02	55.165,41
TRAFO 2	630	6355	1.300	10.000	0,9869	27.886,88	4.183,03	55.540,93	55.300,67
TRAFO 3	630	6355	920	10.000	0,9902	20.859,68	3.128,95	41.545,20	41.304,94
TRAFO 4	630	6800	920	8.500	0,9909	19.334,35	2.900,15	38.507,29	42.059,68
TRAFO 5	630	9200	800	7.000	0,9920	17.048,60	2.557,29	33.954,87	44.316,78
TRAFO 6	630	7100	1.200	8.338	0,9891	23.179,44	2.686,36	35.668,56	50.689,88

Tabla 30: Resumen de rendimientos, costes de pérdidas y operación.

6. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

En este trabajo se ha visto que los transformadores son máquinas eléctricas que poseen altos rendimientos, que alcanzan su mayor eficiencia para índices de carga de 0,3 a 0,4. No obstante este dato no es suficiente para seleccionar un transformador adecuado. El coste de las pérdidas y el coste de adquisición de los transformadores son otros parámetros importantes a considerar para luchar en pro de la eficiencia energética.

En este trabajo se han presentado diferentes alternativas de transformadores, considerando su potencia nominal, sus pérdidas de vacío y de carga, su precio de adquisición, horas de funcionamiento y su vida útil, además de otros parámetros que influyen también en el coste de adquisición, como la tasa de retorno y el precio de la electricidad. Y entre todas las ofertas consideradas, el transformador más eficiente es el que tiene más bajo el Coste de las pérdidas anuales y el más rentable es el que tiene menor Coste de Adquisición, TOC. Las empresas deberían considerar este dato para la toma de decisión en la elección de un transformador óptimo.

Al hacer una inversión adecuada en un transformador de energía eficiente se reducen a la larga las pérdidas de energía y la carga ambiental, que de esta manera, junto con la reducción de los costes del ciclo de vida, aumentaría la rentabilidad del sistema.

Aunque a veces, la reducción de las pérdidas del transformador en las empresas se encuentra con el inconveniente de la normativa existente [4], que cambia con frecuencia, en comparación con el tiempo de vida de las inversiones.

Para optimizar el sistema, y contribuir al aumento de la eficiencia energética, se ha introducido un ahorro energético más con la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico que ayude al transformador en su mejora de eficiencia energética. El sistema así instalado permitiría un ahorro energético de la demanda de un 17,88 %, incluso del 24,5% en los meses de verano, que se traduce en más de 400 € de ahorro al año en la factura eléctrica. El autoconsumo supone la gran expectativa para el sector fotovoltaico: es una aplicación en la que la tecnología es rentable por sí sola.

Con este sistema, se mejora en la eficiencia pasando de unas pérdidas de 16.544,10 kWh/año, a 13.818,62 kWh/año, es decir un ahorro del 16,47 %. Así mismo, ahorraríamos en función del precio de compra del transformador y del precio de la tarifa eléctrica, del orden de unos 4.000-5.000 € anuales, en el coste de adquisición de un transformador eficiente con el apoyo del autoconsumo de fotovoltaica.

En comparación con un sistema de volcado a red, el sistema de instalación de autoconsumo fotovoltaico, aparte de lo que supone de ahorro en el consumo de un edificio, contribuye en más del 40 % de ahorro de pérdidas, costes de las mismas y coste de adquisición.

En algunos casos de grandes edificios y grandes empresas, como centros públicos en los que se requiera suministro continuado, es necesario trabajar con dos transformadores o más en paralelo, para evitar problemas por causa de fallo. Este sistema resulta más costoso, tiene mayores pérdidas, aunque se pueden introducir mecanismos que ayuden a optimizar el acoplamiento en paralelo. En nuestro caso, las pérdidas se ven aumentadas en un 20,17 %, y los costes de adquisición se han visto aumentados en un 41,73%.

El sistema presentado en este estudio, puede servir de base a posteriores estudios de eficiencia energética para otros sistemas similares, en función del autoconsumo fotovoltaico instalado y de la demanda eléctrica.

La parte económica será más fluctuante, ya que depende del precio de compra de los transformadores y del precio de la electricidad.

En cuanto a las vías de estudio posteriores, que en este trabajo no han dado de sí para seguir investigando:

- Analizar otras pérdidas, que a veces, por no considerarse importantes se dejan de lado: los armónicos, de esta manera, podría contribuir a la longevidad del transformador.
- Introducir estudios diferentes según el factor de potencia.
- Analizar materiales con cableados óptimos que requieran menos pérdidas de potencia.
- Investigar para diferentes tipos y carga de instalaciones fotovoltaicas.
- Analizar los periodos de retorno, TIR y VAN, para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, ya que en este caso se ha aplicado una tasa de retorno simple.
- Estudiar los mecanismos de optimización de sistemas de acoplamiento en paralelo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P.S. Georgilakis. Decision support system for evaluating transformer investments in the industrial sector. Department of Production Engineering & Management, Technical University of Crete. Journal of Materials Processing Technology 181 (2007) 307-312.
- [2] P.S. Georgilakis. Environmental cost of distribution transformer losses. Applied Energy 88 (2011) 3146-3155.
- [3] Selecting Energy Efficient Distribution Transformers. A Guide for Achieving Least-Cost Solutions Prepared for Intelligent Energy Europe Programme. Polish Copper Promotion Centre and European Copper Institute. Junio 2008.
- [4] P. Pezzini, O. Gomis-Bellmunt, J. Frau-Valentí, A. Sudrià-Andreu. Energy efficiency optimization in distribution transformers considering Spanish distribution regulation policy. Energy 35 (2010) 4685-4690.
- [5] I. Martínez de Alegría Mancisidora, P. Díaz de Basurto Uraga, P. Ruiz de Arbulo López. European Union's renewable energy sources and energy efficiency policy review: The Spanish perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009) 100–114
- [6] A. Gonçalves Pronto*, M. Ventim Neves, A. Leão Rodrigues. A possible solution to reduce magnetic losses in transformer cores working at liquid nitrogen temperature. Physics Procedia 36 (2012) 1103-1108.
- [7] D. Moríñigo Sotelo, O. Duque Pérez, M. Muñoz Cano, M. V. Riesco Sanz, A. L. Zorita Lamadrid. Eficiencia Energética en Transformadores de Potencia en Centros Hospitalarios. Dpto. de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Valladolid.
- [8] J.A. Méndez Pérez. G. González Rodríguez. S. Torres Álvarez. Análisis del rendimiento de un sistema de transformadores en paralelo en un gran edificio. Universidad de La Laguna (Tenerife).
- [9] S. Jansa. F. Alba. Un mecanismo ahorra pérdidas energéticas en los transformadores en paralelo. Uned.
- [10] P. Linares, F.J. Santos, I.J. Pérez-Arriaga. Scenarios for the evolution of the Spanish electricity sector: Is it on the right path towards sustainability. Energy Policy 36 (2008) 4057-4068.