



Universidad Carlos III de Madrid.
Escuela Politécnica Superior

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE CARGA SEGURA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTOR: José Luis Alcón Mesa

TUTOR: Ángel Ramos Gómez

Junio de 2010

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, realizar una mención especial a mi tutor, Ángel Ramos, agradeciéndole la confianza mostrada en mí para desarrollar este proyecto. También me gustaría agradecer su colaboración a todos los compañeros de la Oficina Técnica de Operación de Unión Fenosa Distribución, especialmente a Jesús Frades, sin ellos este proyecto no hubiera sido lo mismo.

También me gustaría agradecer a todos mis compañeros de titulación estos años de estudio, prácticas y enredos varios, no nombraré a nadie para evitar olvidos. Sí nombraré a mis compañeros de primer año de universidad (Álex, Acevedo, César y Jorge), bien sabemos lo poco productivo que fue ese curso, pero las aventuras vividas son las que hicieron coger impulso para los años siguientes.

Por último, y no por ello menos importante, agradecer a mis padres y hermana su apoyo durante toda la carrera, sin ellos hubiera resultado imposible alcanzar el objetivo.



ÍNDICE

<u>1. OBJETIVO DEL PROYECTO</u>	1
<u>2. ASPECTOS INTRODUCTORIOS</u>	2
2.1 Estructura de los sistemas eléctricos de potencia.....	2
2.1.1 Generación.....	2
2.1.2 Transporte.....	3
2.1.3 Distribución.....	3
2.2 Función de los transformadores de potencia en las redes eléctricas.....	4
2.2.1 Transformadores de potencia.....	4
2.2.2 Transformadores de distribución.....	6
2.2.3 Otros transformadores.....	7
2.3 Elementos constructivos de los transformadores de potencia.....	9
2.3.1 Introducción. Principio de funcionamiento.....	9
2.3.2. Núcleo magnético.....	12
2.3.3 Arrollamientos.....	15
2.3.4 Aislamiento sólido.....	17
2.3.5 Aislamiento líquido: el aceite mineral aislante.....	20
2.3.6 Refrigeración.....	23
2.3.7 Otros elementos constructivos.....	25
<u>3. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA</u>	28
3.1 Aspectos que intervienen en la cargabilidad de los transformadores de potencia.....	28
3.1.1 Nivel de potencia y tamaño del transformador.....	28
3.1.2 Tipo de aislamiento celulósico del transformador.....	29
3.1.3 Tipo de refrigeración.....	33
3.1.4 Condiciones ambientales.....	34
3.1.5 Otros aspectos relacionados con el estado del transformador.....	36
3.2. Regímenes de carga normalizados.....	36
3.3 Efectos de las sobrecargas en los transformadores de potencia.....	39
3.3.1 Efectos generales.....	39
3.3.2 Efectos de las sobrecargas de emergencia de corta duración.....	40
3.3.3 Efectos de las sobrecargas de emergencia de larga duración.....	41
3.3.4 Pérdida de propiedades mecánicas y dieléctricas provocadas por sobrecargas.....	42
3.4 Métodos de cálculo de temperaturas del transformador de potencia.....	45
3.4.1 Introducción.....	45
3.4.2 Método IEC.....	46
3.4.3 Método IEEE.....	51
3.4.4 Comparación entre método IEC y método IEEE.....	55



3.5 Envejecimiento del aislamiento sólido.....	58
3.6 Límites de cargabilidad de los transformadores de potencia.....	61
3.6.1 Limitaciones generales.....	61
3.6.2 Otras limitaciones.....	63
<u>4. COBERTURA DE LA DEMANDA DE FORMA SEGURA EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN</u>	64
4.1 Introducción.....	64
4.2 Arquitectura de red.....	64
4.2.1 Arquitectura de la red de alta tensión.....	65
4.2.2 Arquitectura de la red de media tensión.....	67
4.3 Esquemas y explotación de subestaciones.....	70
4.3.1 Subestaciones simple barra.....	70
4.3.2 Subestaciones doble barra.....	71
4.4 El concepto de carga segura.....	72
4.5 Indicadores de cargabilidad de transformadores de potencia.....	73
4.5.1 Indicador de aprovechamiento del equipo.....	73
4.5.2 Indicador de severidad de sobrecargas.....	77
4.5.3 Indicador de apuntamiento de la curva de carga.....	78
<u>5. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA LA GESTIÓN DE LA CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA</u>	80
5.1 Introducción.....	80
5.2 Datos de entrada.....	81
5.3 Módulos de salida.....	83
5.3.1 Análisis de cargas.....	83
5.3.2 Evaluación de sobrecargas.....	86
5.3.3 Análisis de temperaturas y velocidades de envejecimiento.....	90
5.4 Guía de usuario.....	91
5.4.1 Carga de datos.....	91
5.4.2 Obtención de resultados.....	95



<u>6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS</u>	103
6.1 Introducción.....	103
6.2 Evaluación de métodos de cálculo térmico.....	103
6.2.1 Datos.....	103
6.2.2 Refrigeración ONAN.....	106
6.2.3 Refrigeración ONAF.....	108
6.2.4 Refrigeración OFAF.....	111
6.2.5 Refrigeración ODAF.....	113
6.2.6 Conclusiones.....	115
6.3 Análisis de sensibilidad de velocidades de envejecimiento.....	118
6.3.1 Método IEC.....	119
6.3.2 Método IEEE.....	124
6.4 Ejemplos de aplicación.....	129
6.4.1 Consumo urbano: Subestación 45/15 kV <i>Concepción</i>	129
6.4.2 Consumo industrial: Subestación 45/15 kV <i>Polígono 38</i>	135
<u>7. CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTURO</u>	143
<u>8. BIBLIOGRAFÍA</u>	145



1. OBJETIVO DEL PROYECTO

Los transformadores de potencia juegan un papel crucial en el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia ya que son las máquinas eléctricas encargadas de transformar la energía de forma que sea posible transportar grandes cantidades de ésta con tensiones muy elevadas (con la disminución en las pérdidas resistivas que ello supone) y, a medida que la energía se aproxima al consumidor final, reducir progresivamente ese nivel de tensión para adaptarlo a las tensiones de consumo.

Siendo los transformadores de potencia un equipo tan crítico dentro de un sistema eléctrico, resultará fundamental disponer de las herramientas necesarias para poder gestionar de manera eficiente la cargabilidad de estos equipos. El dimensionamiento de los transformadores de una red deberá buscar alcanzar el mayor compromiso técnico y económico, para ello será necesario analizar detenidamente las cargas que deberá asumir un transformador (tanto en condiciones normales de funcionamiento de una red como ante contingencias) así como su capacidad para asumir sobrecargas sin deteriorarse y, en el caso de que se produzca un deterioro, en qué grado afectará al equipo. Precisamente cuantificar el daño que produce una determinada sobrecarga sobre un transformador puede ser muy importante, ya que puede permitir anticiparse a determinadas averías realizando las medidas de mantenimiento o explotación adecuadas.

En este proyecto, por lo tanto, se analizarán de qué forma influyen diferentes parámetros en la capacidad de carga del transformador, qué daños puede ocasionar en el transformador trabajar por encima de su potencia nominal así como las limitaciones que se deben fijar para evitar que estos daños puedan provocar averías graves en el transformador. Todos los datos analizados en el estudio se emplearán para diseñar una herramienta informática destinada a gestionar la cargabilidad de transformadores de una red determinada, que permitirá evaluar el grado de aprovechamiento de un transformador, estudiar las cargas que abastece, evaluar los daños que han producido sobre el transformador las sobrecargas que haya podido sufrir, etcétera.

Para situar el análisis, en primer lugar se describirá el sistema eléctrico y la función de los transformadores dentro de él así su principio de funcionamiento y las principales características de sus elementos constructivos. En apartados posteriores se pasará a analizar en profundidad todos los aspectos relacionados con la cargabilidad de los transformadores de potencia, pasando después a analizar las redes en las que estarán ubicados y como deberán de cubrir sus cargas. Los últimos apartados estarán destinados a describir el funcionamiento de la aplicación informática diseñada además de mostrar los resultados de los análisis de cargabilidad realizados con ésta.

2. ASPECTOS INTRODUCTORIOS

2.1 Estructura de los sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia se pueden definir como el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica teniendo todos ellos en conjunto la función de suministrar eficientemente esta energía al usuario final. Un sistema eléctrico es un sistema dinámico en el que se tendrá que mantener el equilibrio entre generación y demanda (ya que la energía eléctrica no se puede almacenar). Para que este suministro sea eficaz el conjunto deberá tener un carácter unificado y estar dotado de elementos de control, seguridad y protección.

Un sistema eléctrico de potencia estará formado, por tanto, por tres partes principales: centrales generadoras, redes de transporte y redes de distribución. La energía eléctrica deberá llegar desde el centro de generación hasta el usuario final pasando por las redes tanto de transporte como de distribución alcanzando diferentes niveles de tensión: en primer lugar deberá de aumentarse el nivel de tensión para realizar un transporte de energía en el que se minimicen las pérdidas (a mayor nivel de tensión menor corriente circulará por una línea y por lo tanto se reducirán las pérdidas resistivas) reduciéndose posteriormente la tensión hasta alcanzar los niveles de tensión adecuados para el consumo. La energía se producirá y se transportará en corriente alterna trifásica con una frecuencia que en Europa será de 50 Hz, pudiendo ser consumida tanto en trifásica como en monofásica. A continuación se analizarán cada uno de las partes de un sistema eléctrico de potencia tanto el lo referente a su función en el mismo como a sus niveles de tensión.

2.1.1 Generación

La generación será el sector de un sistema eléctrico de potencia destinado a la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria. Las centrales generadoras cumplirán con esta función en el sistema. Dependiendo de la materia prima y la tecnología empleada para la transformación de ésta en energía eléctrica podemos encontrarnos con diversos tipos de centrales generadoras, como por ejemplo: centrales térmicas convencionales, centrales térmicas de ciclo combinado, centrales nucleares, centrales hidroeléctricas, generación en régimen especial (energía eólica, solar fotovoltaica, cogeneración, etc.).

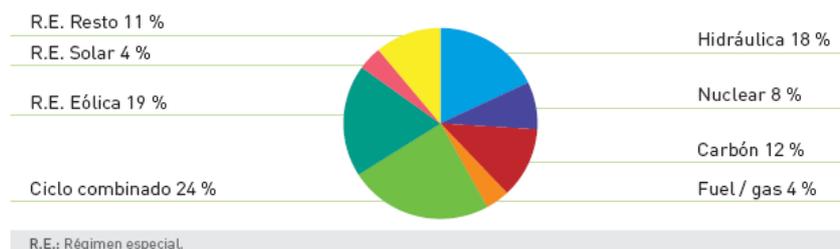


Fig. 2.1 Potencia instalada en España por tecnología de generación a 31 de diciembre de 2009 [23]



Las centrales generadoras disponen de generadores eléctricos que funcionarán en sincronismo con la red y que generarán energía eléctrica a tensiones que, en función del tipo de central, estarán en valores aproximados de entre los 6 y los 20 kV.

Una vez generada la energía eléctrica, ésta deberá de ser acondicionada para su transporte, para ello las centrales generadoras deberán de estar dotadas de un transformador de potencia elevador para adecuar el nivel de tensión de la energía generada al de la red de transporte. El transformador elevador, por tanto, elevará la tensión de la energía generada desde la tensión de generación (6-20 kV) hasta la tensión de transporte (220 o 400 kV en España). En algunos casos la energía generada no se inyectará directamente sobre la red de transporte sino que se inyectará sobre líneas eléctricas de una tensión intermedia (habitualmente 66 o 132 kV) conectadas a la red de transporte. El transformador elevador estará conectado a una subestación eléctrica que deberá ser instalada junto a la central, en esta subestación confluirán las líneas eléctricas sobre las que se verterá la energía generada.

2.1.2 Transporte

La función de los transportistas de energía eléctrica será la de transportar la energía, así como la de construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.

La red de transporte del sistema eléctrico español estará formada por líneas de muy alta tensión: 220 kV y 400 kV. Las líneas podrán ser tanto aéreas como subterráneas.

Una vez generada y acondicionada a los niveles de tensión adecuados, la energía eléctrica pasará a la red de transporte siendo llevada hasta las subestaciones de interconexión, donde se reducirá su nivel de tensión, mediante transformadores de potencia reductores, para ser llevada a las redes de reparto en alta tensión.

2.1.3 Distribución

Los distribuidores de energía eléctrica tendrán la misión de distribuir la energía eléctrica, así como la de construir, mantener y maniobrar las instalaciones de distribución.

La red de distribución estará formada por: líneas de reparto (alta tensión), líneas de media tensión y líneas de baja tensión. En España las tensiones de las líneas de reparto habitualmente serán de los siguientes valores: 132, 66, 45 y 30 kV siendo de 25, 20, 15, 13 y 11 kV en las líneas de media tensión, para el caso de las líneas de baja tensión el valor será de 230/400 V. Al igual que para el caso de las líneas de transporte, podremos encontrarnos tanto con líneas aéreas como con líneas subterráneas.



La energía eléctrica llegará de la red de transporte a la red de reparto (tras rebajarle el nivel de tensión) y posteriormente se llevará hasta la de red media tensión, previo paso por subestaciones de distribución en las que los transformadores reductores que se encuentran en ellas reducirán su nivel de tensión. Por último, la energía sufrirá una última reducción de su nivel de tensión que se realizará en el centro de transformación; desde el allí la energía eléctrica se distribuirá hasta el usuario doméstico final.

2.2 Función de los transformadores de potencia en las redes eléctricas

Es fácilmente deducible, de lo apuntado en el apartado anterior, que el papel de los transformadores de potencia resultará esencial para el funcionamiento de un sistema eléctrico. Los transformadores de potencia permiten acondicionar la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo (recorriendo grandes distancias) y viéndose minimizadas las pérdidas gracias a los elevados niveles de tensión a los que transforman la energía, de este modo es posible transportar altas cantidades de energía con corrientes no muy elevadas.

Los transformadores de potencia tendrán la función de modificar el nivel de tensión de la energía a lo largo de las diferentes zonas del sistema eléctrico manteniendo constante la frecuencia: en primer lugar, deberán de elevar la tensión de generación hasta valores de tensión óptimos para el transporte y a continuación sucesivos transformadores en diferentes subestaciones (en última instancia en el centro de transformación) irán adaptando la tensión hasta niveles que sean adecuados para el consumo. Visto desde otro punto de vista, los transformadores alimentarán redes de un determinado nivel de tensión a partir de una energía procedente de redes de un nivel de tensión superior.

En función de la labor desempeñada por el transformador en la red se podrá distinguir entre los siguientes tipos de transformadores [2] y [9]:

- Transformadores de potencia (de generación, de interconexión y de distribución)
- Transformadores de distribución (MT / BT)
- Otros transformadores (servicios auxiliares, aplicaciones industriales)

En los siguientes apartados se analizarán los aspectos característicos y la función en la red de cada uno de estos tipos de transformador.



2.2.1 Transformadores de potencia

Forman parte de este grupo de transformadores todos aquellos que se encuentran entre la salida del generador de una central eléctrica y la salida en media tensión de la subestación de distribución por la que circule una determinada cantidad de energía. Pueden tener distintas características dependiendo de la función que desempeñen, pero tienen en común que todos ellos realizan transformaciones para potencias generalmente elevadas. Este tipo de transformadores se pueden clasificar a su vez en tres tipos:

- **Transformadores de generación (MT/AT):** Este tipo de transformadores se encontrará a la salida de los equipos generadores de las centrales de generación de energía eléctrica. La función de estos transformadores será la de aumentar la tensión de generación (normalmente en un rango entre los 6 y los 20 kV) hasta, habitualmente, la tensión de la red de transporte (en España 220 kV o 400 kV). Se tratarán, por lo tanto, de transformadores elevadores de tensión con valores aproximados a los 6-20 kV en el primario y normalmente de 220 o 400 kV en el secundario. La función de los transformadores elevadores de generación es una de las más críticas dentro del sistema y una de las características fundamentales de su funcionamiento será, a diferencia del resto de transformadores del sistema, su mayor cantidad de horas de trabajo a carga constante. Es habitual que estén provistos de tomas de regulación, con un rango normalmente pequeño debido a que ésta ya podrá ser regulada mediante el regulador de tensión del generador, pero resulta un complemento útil para el control de la potencia reactiva del sistema. El nivel de pérdidas en este tipo de transformadores es mayor que en otros del sistema ya que resulta más económico asumir esas pérdidas de lo que resultaría fabricar un equipo con un nivel de pérdidas inferior. Su conexión será siempre Ynd (conexión en triángulo en el primario o lado de baja tensión y conexión en estrella del secundario o lado de alta tensión); los motivos para conectar en triángulo el primario serán principalmente dos: conseguir una baja impedancia homopolar y reducir los niveles de corriente en el primario del transformador. En cuanto al rango de potencias de estos transformadores cabe destacar que variará en función del tipo de central generadora a la que se le conecte pero en cualquier caso se tratará de potencias elevadas que pueden llegar hasta los 1200 MVA (para el caso de transformadores con estos niveles de potencia se emplean unidades monofásicas).
- **Transformadores de interconexión (AT/AT):** La función de los transformadores de interconexión será la de transformar la energía de los niveles de tensión a los que se circula por la red de transporte a los niveles de tensión a los que circulará por la red de reparto. Realizarán transformaciones de tensión (en el sistema eléctrico español) desde los 400 o 220 kV del primario hasta valores de secundario que habitualmente son de 132, 66, 45 o 30 kV. Se tratará por tanto de una transformación desde muy alta tensión a alta tensión. Es habitual el empleo de autotransformadores para esta función por las ventajas que llevan consigo, como pueden ser una menor cantidad de materiales activos, menores pérdidas o una menor



corriente de vacío. Estos transformadores normalmente contarán con un sistema cambiador de tomas para poder mantener en niveles aceptables la tensión del punto de interconexión. También es posible encontrarse con transformadores desfasadores y con transformadores alta tensión-corriente continua en aquellas interconexiones en las que se precise. El rango de potencias que tienen estos transformadores es muy variable (valores elevados) en función de la zona en la que se encuentre y las líneas que interconecte.

- **Transformadores de distribución (AT/MT):** La misión de estos transformadores será la de realizar las transformaciones pertinentes para llevar la energía desde el inicio de la red de distribución (punto de conexión con la red de reparto) en alta tensión hasta el inicio de la red de distribución en media tensión. Se realizarán transformaciones en la red para llevar la energía desde los (en el sistema eléctrico español) 30,45, 66 o 132 kV de la red de reparto hasta la tensión de la red de distribución en media tensión (con valores habituales en España de 25, 20, 15, 13 y 11 kV). Una gran variedad de transformadores pueden ser incluidos en este grupo, con una gran cantidad de diferentes tipos de conexión y características técnicas. Destacan por el alto grado de variabilidad de su carga ya que pueden estar en muchos momentos del día trabajando a valores de carga muy bajos como trabajando sobrecargados por lo que será fundamental buscar una alta eficiencia en este aspecto. Como norma general, estarán dotados de cambiador de tomas en carga, aunque también existen casos en los que el cambiador de tomas es en vacío. En cuanto a las potencias de este tipo de transformadores, serán menores que para el caso de los transformadores de interconexión, pero pueden alcanzar valores elevados (del orden de los 100 MVA) al igual que pueden tener valores mucho más bajos según el mercado al que tengan que abastecer.

2.2.2 Transformadores de distribución (MT/BT)

Los transformadores de distribución encargados de realizar la transformación de media a baja tensión estarán situados en los centros de transformación y tendrán la función de efectuar la última transformación de la energía en su trayecto hacia los consumidores domésticos. Por lo tanto, estos transformadores tendrán relaciones de transformación del orden de los 10-20 kV en el primario a los 400 V en el secundario. Resulta importante en este tipo de transformadores que las pérdidas (sobre todo en vacío) sean lo más bajas posibles y que su mantenimiento requerido sea mínimo (ya que el número de transformadores MT/BT en la red es muy grande). Los transformadores MT/BT no estarán siempre dotados de cambiador de tomas, y en caso de tenerlo lo más habitual es que este sea de cambio en vacío. Los valores de potencia nominal de este tipo de transformadores serán sustancialmente inferiores a los de los transformadores de potencia, alcanzando valores máximos de 5 MVA (aunque los valores habituales en este tipo de transformadores suelen estar por debajo de 1 MVA).

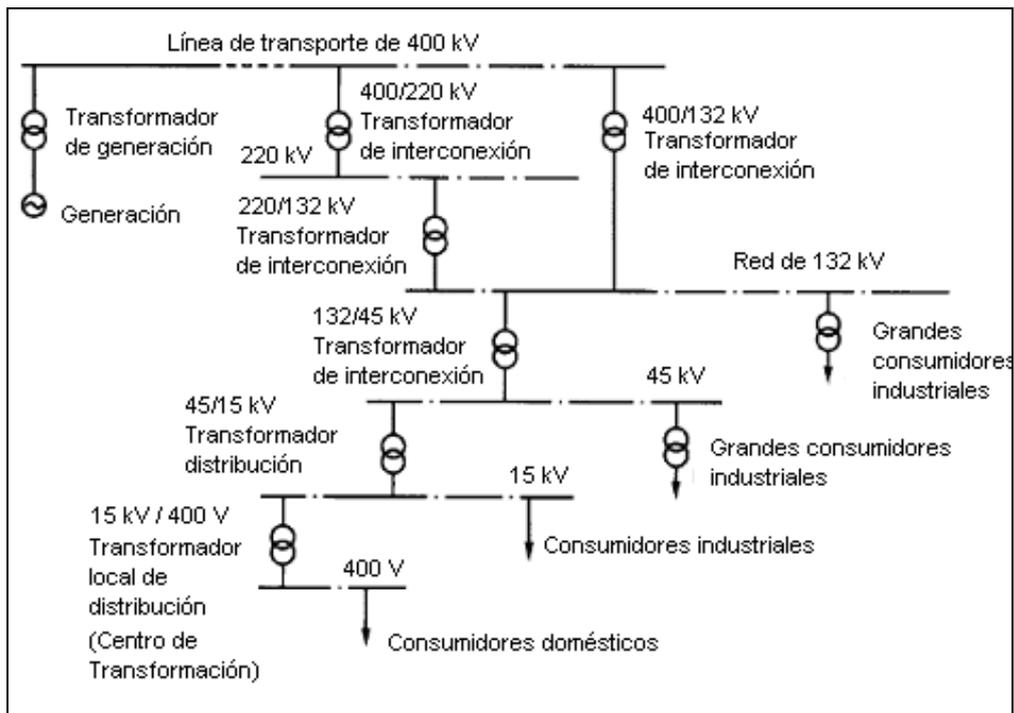


Fig. 2.2 Ejemplo de red eléctrica con los tipos de transformadores correspondientes

2.2.3 Otros transformadores

Dentro de los sistemas eléctricos de potencia podemos encontrarnos con otros tipos de transformadores que pueden resultar fundamentales para el correcto funcionamiento de los mismos. Algunos de los más importantes son los siguientes:

- Transformadores auxiliares de generador: destinados a alimentar al generador desde la red para permitir su arranque. Están conectados directamente de la red al generador.
- Transformadores servicios auxiliares: están presentes tanto en las centrales generadoras como en las subestaciones y tendrán la función de alimentar eléctricamente a los servicios auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de éstas. Tomarán la energía de niveles de tensión, normalmente, superiores a los de consumo (transformador reductor).
- Transformadores de aplicaciones industriales:
 - Transformadores de horno: este tipo de transformadores son empleados en industrias destinadas a la fusión del acero y a la industria metalúrgica. Se caracterizan por alcanzar valores de corriente muy elevados en el secundario (cerca, en algunos casos, a los 200 kA). El valor de tensión



en el secundario suele ser de, aproximadamente, unos 1,5 kV y normalmente puede ser regulada con un cambiador de tomas en carga.

- Transformadores convertidores: la característica principal de un transformador convertidor es el alto contenido en armónicos de la corriente de la carga. Estos armónicos pueden provocar un aumento tanto de pérdidas como de temperaturas, por lo que deben de ser considerados en el diseño del transformador. Estos transformadores son utilizados para ejercer funciones de reguladores de velocidad, procesos de electrólisis química, procesos industriales de tratamiento de cobre... Pueden estar dotados de un arrollamiento terciario conectado a un filtro con el objetivo de reducir los armónicos de corriente.
- Transformadores de tracción ferroviaria: pueden ser tanto de transformación corriente alterna-corriente alterna como de transformación corriente alterna-corriente continua (por medio de rectificadores). Estos transformadores serán monofásicos o bifásicos y podrán estar alojados tanto en posiciones fijas como en el interior de las locomotoras (en este caso es importante que su tamaño sea reducido, por lo que sus temperaturas pueden verse aumentadas y resultará fundamental que la resistencia térmica del aislamiento sea lo suficientemente alta).



2.3 Elementos constructivos de los transformadores de potencia

Los objetivos principales de este apartado son los siguientes:

- Explicar el principio de funcionamiento de los transformadores de potencia.
- Dar una visión general de los diferentes elementos constructivos del transformador, ya que muchos de ellos intervendrán significativamente en la cargabilidad de éste.

2.3.1 Introducción. Principio de funcionamiento

En los apartados anteriores ha quedado patente que el transformador es una máquina capaz de tomar energía en el primario con una determinada tensión y devolverla por el secundario con un nivel de tensión diferente (ya sea mayor o menor). Este apartado tendrá como fin explicar cómo se realiza esta transformación y los elementos constructivos necesarios para llevarla a cabo eficientemente.

Un transformador monofásico estará formado por dos arrollamientos (uno de alta tensión y otro de baja) y un núcleo de un material magnético blando (con el fin de reducir las pérdidas en la magnetización), su funcionamiento estará basando en el principio de la inducción electromagnética. Al aplicar una fuerza electromotriz en uno de los arrollamientos (primario) con la consiguiente circulación de corriente eléctrica, se generará un flujo magnético variable dependiente de la frecuencia. Para una fuerza electromotriz sinusoidal [2]:

$$E_1 = 4,44 \cdot \phi_{mp} \cdot f \cdot N_1 \quad (2.1)$$

$$V_1 = E_1 \quad (2.2)$$

donde el significado de cada variable es:

E_1	fuerza electromotriz inducida en el primario
ϕ_{mp}	flujo magnético pico en el núcleo
f	frecuencia de la tensión aplicada
N_1	número de vueltas en el primario
V_1	tensión en bornas del primario

La fuerza magnética en el núcleo provocará que se engendre una fuerza electromotriz en el secundario con el siguiente valor [2]:

$$E_2 = 4,44 \cdot \phi_{mp} \cdot f \cdot N_2 \quad (2.3)$$

$$V_2 = E_2 \quad (2.4)$$

donde el significado de cada variable es:

E_2	fuerza electromotriz inducida en el primario
ϕ_{mp}	flujo pico en el núcleo magnético
f	frecuencia de la tensión aplicada
N_2	número de vueltas en el secundario
V_2	tensión en bornas del secundario

A partir de las ecuaciones anteriores es fácilmente deducible la siguiente relación:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t \quad (2.5)$$

Llamaremos r_t a la relación de transformación del transformador y se tratará, por tanto, del parámetro que determinará la relación entre la tensión del primario y la tensión del secundario.

Esta transformación supondrá para la red el siguiente circuito equivalente simplificado:

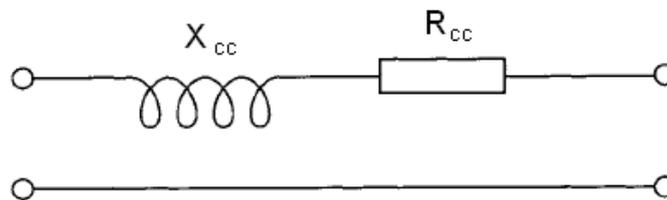


Fig. 2.3 Circuito equivalente simplificado de un transformador

La caída de tensión ocasionada por el transformador se podrá calcular con la siguiente expresión:

$$\varepsilon_{cc} (\%) = \frac{U_{cc}}{U_{1N}} \cdot 100 \quad (2.6)$$

donde:

ε_{cc}	es la tensión de cortocircuito porcentual
U_{cc}	es la tensión de cortocircuito
U_{1N}	es la tensión nominal del primario

La tensión de cortocircuito porcentual será un parámetro muy esclarecedor de las características del transformador, ya que, además de reflejar la caída de tensión que se ocasionará en el secundario, definirá el grado de pérdidas del transformador y además deberá de ser tenido en cuenta para el cálculo de cortocircuitos (a mayor tensión de cortocircuito porcentual, menor serán las corrientes de cortocircuito). Los transformadores de potencias elevadas tendrán valores de ϵ_{cc} superiores que los transformadores de pequeñas potencias.

Como se indicaba en apartados anteriores, la transmisión de energía en los sistemas eléctricos de potencia se realiza en tres fases, por lo tanto los transformadores deberán realizar la transformación para todas ellas. La configuración de los transformadores para realizar una transformación trifásica puede ser de dos tipos: mediante tres unidades monofásicas (banco de transformación trifásico) o mediante un núcleo trifásico.

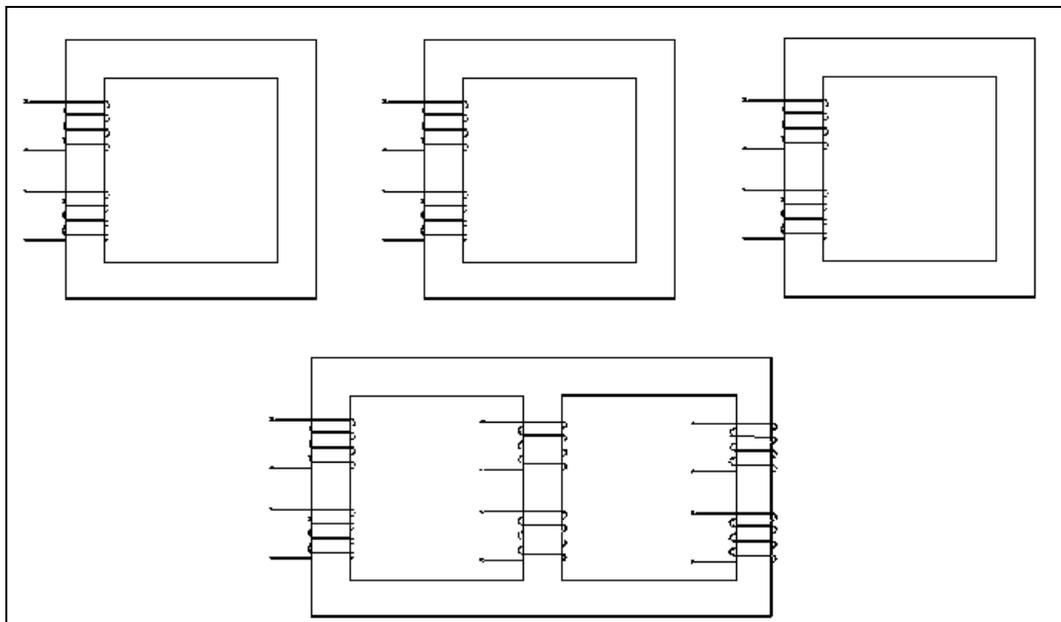


Fig. 2.4 Banco de transformación trifásico (arriba) transformador de núcleo trifásico (abajo)

El banco de transformación trifásico estará formado por tres unidades más pequeñas que el transformador de núcleo trifásico (una única unidad), por lo que resultará más sencillo su transporte sobre todo en el caso de transformadores de gran potencia, además resultará más fácil cubrir una avería ya que simplemente sería necesaria la instalación de una unidad monofásica más (dimensionamiento del 133%) mientras que para el caso del núcleo trifásico sería necesario otro transformador de núcleo trifásico (lo que supondría un dimensionamiento del 200%). Otra ventaja de los bancos de transformación está en su refrigeración, que será más sencilla por tratarse de cuerpos más pequeños. Las ventajas del transformador de núcleo trifásico serán las siguientes: menor número de materiales activos (se ahorrará tanto en los materiales del núcleo magnético como en lo referente a todos los accesorios ya que en este caso tendremos un solo transformador mientras que en el caso del banco de transformación tendremos tres transformadores independientes), las pérdidas son menores y ofrecen un mejor comportamiento en vacío y ante cargas desequilibradas (en configuración Yy).



Para realizar una transformación eficiente el transformador deberá de estar dotado tanto del núcleo magnético y los arrollamientos como de los sistemas de aislamiento y refrigeración y otros elementos constructivos como pueden ser las bornas, el cambiador de tomas, las protecciones, armario de control, etcétera.

2.3.2. Núcleo magnético

El núcleo será el encargado de transmitir el flujo magnético producido por los arrollamientos del transformador. Deberá de ser fabricado con materiales magnéticos blandos, con una baja reluctancia, para reducir al mínimo las pérdidas que se puedan derivar de su magnetización. Pero la fabricación del núcleo no sólo estará destinada a conseguir la mayor eficiencia en la magnetización, sino que también se deberán de combatir las pérdidas que se puedan producir por corrientes parásitas en su interior (corrientes de Foucault o Eddy currents).

Será, por lo tanto, reducir al máximo los dos tipos de pérdidas que se pueden dar en el material magnético una de las principales misiones de la elección de materiales y del proceso de fabricación ya que las pérdidas serán perjudiciales tanto en el sentido económico como en lo referente al funcionamiento del transformador, ya que un mayor nivel de pérdidas provoca aumentos en la temperatura de trabajo de éste. Para poder analizar qué parámetros resultarán más importantes para reducir las pérdidas es conveniente analizar de qué dependen tanto las pérdidas provocadas por la magnetización (o pérdidas por histéresis) como las pérdidas provocadas por las corrientes por el material magnético o corrientes de Foucault [1]:

$$\text{Pérdidas por histéresis: } P_H = k_1 \cdot f \cdot B_{\max}^n \quad (2.7)$$

$$\text{Pérdidas corrientes Foucault: } P_{Fo} = k_2 \cdot f^2 \cdot t^2 \cdot B_{ef}^2 / \rho \quad (2.8)$$

donde el significado de cada variable es:

P_H	Pérdidas por histéresis en W/kg
P_{Fo}	Pérdidas por corrientes de Foucault en W/kg
k_1 y k_2	Constantes que dependerán del material
f	Frecuencia en Hz
t	Grosor del material en mm
B_{\max}	Máxima densidad de flujo en Tesla
B_{ef}	Densidad de flujo correspondiente con el valor eficaz de tensión aplicado
ρ	Resistividad del material

n 'Exponente de Steinmetz' varía en función del material, originalmente 1,6 pero se han desarrollado materiales en los que habitualmente suele estar entre 1,6 y 2,5.

El hierro será el material magnético empleado como núcleo, al que se le realizarán una serie de tratamientos como puede ser la eliminación de impurezas o la adición de materiales que mejorarán sus propiedades magnéticas a la vez que reducirán sus pérdidas.

El núcleo estará formado por columnas y culatas que estarán unidas entre sí a solape. Tanto las columnas como las culatas estarán formadas por chapas de hierro (con un pequeño porcentaje de silicio, entre el 3 y el 4%) con grano orientado que se unirán entre sí de forma que estén eléctricamente aisladas (para, de esta forma, poder impedir en la medida de lo posible el paso de corrientes de Foucault) normalmente con carlite. Las chapas se unirán de tal forma que la sección de la columna o culata alcance la forma más circular posible (el que sea más o menos circular dependerá del número de tipos de chapas diferentes que se fabriquen, a mayor cantidad de chapas distintas más cerca estará la sección de tener una forma circular) para obtener un máximo aprovechamiento del espacio dentro de los arrollamientos cilíndricos.

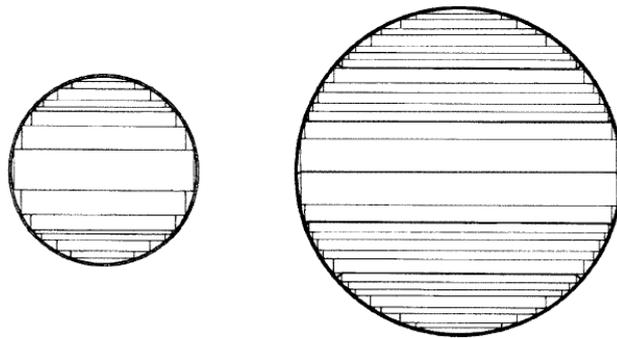


Fig. 2.5 Sección del núcleo magnético de dos transformadores [1]

Existen varios tipos de diseño para un núcleo magnético, los más usuales para el caso de transformadores trifásicos son los siguientes [3]:

- **Núcleo magnético de tres columnas:** se trata del diseño más habitual de circuito magnético para un transformador trifásico. Está formado por tres columnas verticales, paralelas y conectadas en las partes superiores e inferiores por culatas horizontales (como se puede ver en la figura 2.6).

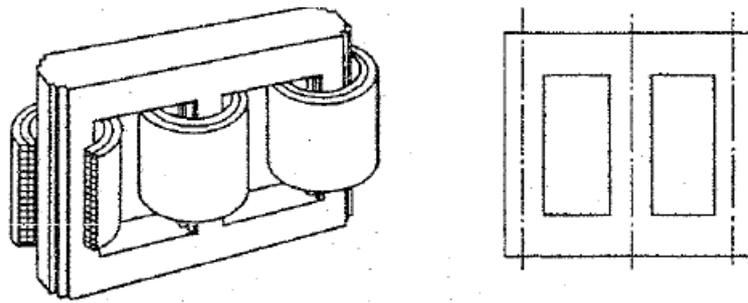


Fig. 2.6 Núcleo magnético de tres columnas [3]

- **Núcleo magnético de cinco columnas:** este tipo de circuito magnético tiene tres columnas con arrollamientos y dos columnas laterales, sin arrollamientos, de menor sección. Las culatas que unen las cinco columnas tienen también una sección reducida en comparación con las columnas con arrollamientos.

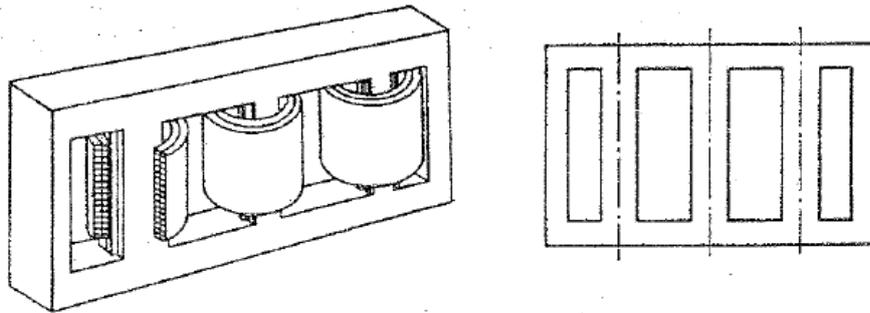


Fig. 2.7 Núcleo magnético de cinco columnas [3]

- **Núcleo magnético acorazado:** puede haber dos tipos de núcleos magnéticos acorazados trifásicos: con armadura de tres columnas y con armadura de siete columnas. Está formado por una armadura con las tres columnas con arrollamientos dispuestos horizontalmente y con una línea central común. Las columnas del núcleo magnético interior de los arrollamientos tienen una sección esencialmente rectangular y las partes adyacentes del circuito magnético rodean a los arrollamientos como una coraza. Para el caso del núcleo magnético acorazado de siete columnas, éstas estarán orientadas de manera diferente como se puede apreciar comparando la figura 2.8.

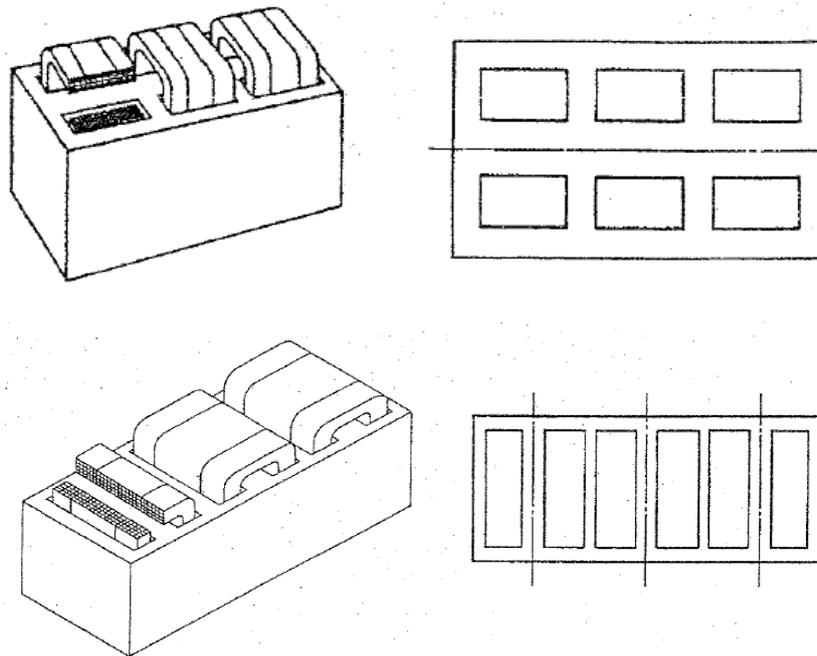


Fig. 2.8 Núcleo magnético acorazado de cinco columnas (arriba) y de siete columnas (abajo) [3]

La principal diferencia existente entre los diferentes diseños del circuito magnético reside en su comportamiento ante tensiones trifásicas desequilibradas que puedan provocar la aparición de corrientes con componente homopolar, como no es el objetivo de este proyecto analizar aspectos relacionados con el comportamiento del transformador ante componentes homopolares, no se detallará el comportamiento de cada uno de los núcleos en este aspecto.

2.3.3 Arrollamientos

Los arrollamientos, que tendrán la función de conducir la corriente eléctrica por el interior del transformador, serán construidos siempre de cobre con alta conductividad. El cobre será siempre el material empleado ya que, además de ser el material con la conductividad más alta de los metales comerciales (lo que permitirá tanto optimizar el espacio como minimizar las pérdidas resistivas en él), presenta unas muy buenas propiedades mecánicas.

El diseño de los arrollamientos del transformador tendrá, entre otros, como objetivo reducir al máximo las pérdidas resistivas que en él se puedan producir. Estas pérdidas serán directamente proporcionales a la resistencia eléctrica del arrollamiento y al cuadrado de la corriente que lo recorre. Las pérdidas resistivas en los arrollamientos pueden ser de dos tipos: pérdidas provocadas por la corriente que por ellos circula y las pérdidas causadas por corrientes de Foucault ocasionadas por el flujo disperso.



Para reducir las pérdidas resistivas ocasionadas por las corrientes “normales” del conductor se podrá optar por reducir el número de vueltas del conductor, por aumentar la sección del conductor o por una combinación de ambas medidas. Tanto al aumentar la sección del conductor como al reducir el número de vueltas de éste puede suponer que sea necesario aumentar el tamaño del núcleo magnético por lo que una reducción de pérdidas en el arrollamiento supondría un aumento en las pérdidas en el hierro al aumentar el volumen de éste, por lo tanto se deberá buscar el equilibrio para optimizar ambos parámetros. En cuanto a las medidas que se tomarán para reducir las pérdidas ocasionadas por las corrientes producidas por el flujo disperso estarán destinadas a aumentar la resistencia eléctrica sobre los “camino” por los que pueden circular las corrientes de Foucault, ya sea disminuyendo la sección (lo que producirá aumentos en las pérdidas resistivas por lo que no resultará una medida muy eficiente pero sí será un factor a tener en cuenta el no aumentar en exceso la sección para reducir las pérdidas resistivas) o ya sea dividiendo el arrollamiento en pletinas eléctricamente aisladas entre sí (lo que resultará una mejor solución: pletinas en paralelo de la menor sección posible).

En los transformadores de columnas, los arrollamientos tendrán forma cilíndrica con una sección cuadrada de cobre y se colocarán concéntricos a la columna del núcleo magnético. El tamaño de los arrollamientos definirá el tamaño que deberá tener la ventana del núcleo magnético: a medida que el tamaño de los arrollamientos sea mayor, la ventana del núcleo magnético se verá aumentada para poder alojar los arrollamientos en su interior.

Es necesario diferenciar entre las características del arrollamiento de alta tensión y del arrollamiento de baja tensión, ya que tanto la magnitud de las tensiones como la magnitud de las intensidades tendrán valores de niveles muy distintos (tanto como la relación de transformación del transformador).

En primer lugar se analizarán las características principales de los arrollamientos de baja tensión, donde, aunque algunos parámetros dependerán de la potencia del transformador en concreto al que nos refiramos sí que se podrán establecer una serie de características generales, sobre todo en comparación con el arrollamiento de alta tensión. El arrollamiento de baja tensión tendrá valores de tensión más pequeños por lo que necesitará un menor nivel de aislamiento que el arrollamiento de AT, por el contrario las corrientes que circularán por el serán mucho mayores que en el arrollamiento de AT, pudiendo alcanzar valores de miles de amperios en los transformadores de grandes niveles de potencia. La posición del arrollamiento de baja tensión será la más cercana al núcleo magnético excepto en transformadores que tengan tres arrollamientos en los que lo más habitual es que sea el arrollamiento terciario quien ocupe esa posición más cercana al núcleo. El arrollamiento de baja tensión estará formado por una o varias espiras de conductor redondo o de pletina viéndose repartida la sección en varios conductores a los que se les realizará trasposiciones a lo largo del arrollamiento con el objetivo de evitar tensiones entre éstos (provocadas por el flujo disperso) y que a su vez podrían ocasionar la circulación de corrientes que supondrían más pérdidas y más calentamiento.



El arrollamiento de alta tensión necesitará mayores niveles de aislamiento, tendrá un mayor número de vueltas que el arrollamiento de baja tensión pero su sección será inferior ya que los niveles de corriente serán muy inferiores (de cientos de amperios). El arrollamiento estará formado por bobinas en serie de pocas espiras por capa y por pletinas por capas de uno o varios conductores en paralelo. Es importante resaltar que en este arrollamiento se instalarán las tomas, en el caso de que el transformador esté dotado de ellas, ya que resultará más económico porque las corrientes serán menores que en el arrollamiento de baja tensión y por lo tanto será necesaria una sección más pequeña en los conductores del cambiador de tomas.

2.3.4 Aislamiento sólido

El aislamiento es una de las partes más importantes para el diseño del transformador ya que un fallo de éste lleva consigo uno de los problemas más grandes y más costosos que se pueden producir en él. Además, será el aislamiento un parámetro fundamental para determinar la cargabilidad de un transformador ya que en la medida en la que el aislamiento sea capaz de soportar temperaturas más altas sin degradarse, el grado de carga que podrá soportar el transformador aumentará. La influencia del aislamiento empleado también llegará hasta el diseño de partes activas como los arrollamientos o el núcleo de hierro pudiéndose ver reducidos el coste de éstos si se realiza una buena elección del aislamiento. Por lo tanto, un buen diseño del aislamiento sólido resultará fundamental para conseguir un transformador lo más compacto posible, además podrá permitir reducir ciertas dimensiones del transformador, factor muy importante teniendo en cuenta los aumentos de demanda y la necesidad de transformadores de gran potencia donde cualquier reducción de espacio puede ser altamente considerable.

El aislamiento sólido tendrá la función de aislar el bobinado de alta tensión del núcleo magnético y de aislar las capas de espiras entre sí (aislamiento entre espiras y capas y entre arrollamientos). Los materiales empleados en el aislamiento sólido del transformador son materiales celulósicos (y consecuentemente porosos) impregnados de aceite. Estas impregnaciones de aceite permitirán mejorar el comportamiento del aislante sobre todo en alta tensión donde sin estar impregnados se vería mermado bastante su comportamiento. Además, al impregnar de aceite el aislante celulósico se consigue aumentar la rigidez dieléctrica de este aislante, se mejora su estabilidad térmica y además se produce un efecto retardante en la absorción de la humedad (ya que los poros se encuentran ya impregnados).

Las características que deberá tener un material para cumplir con las funciones de aislamiento sólido son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica
- Constante dieléctrica lo más cercana posible a la del aceite.
- Tangente de delta lo más baja posible (pérdidas dieléctricas bajas).



Existen varios materiales celulósicos empleados como aislante sólido del transformador, de ellos los más utilizados son el papel Kraft y el cartón prensado (o pressboard), pero también se utilizan en algunos casos otros materiales como la celulosa de algodón o la madera y también nos podemos encontrar con papeles para aplicaciones especiales (como, por ejemplo, el 'papel crêped', el papel altamente extensible, el papel térmicamente mejorado o el papel prensado 'Diamond dotted').

Papel Kraft

La constante dieléctrica del papel Kraft es de 4,4 mientras que la constante dieléctrica del aceite puede alcanzar valores en torno a 2, por lo que las constantes dieléctricas de ambos materiales no se encuentran demasiado alejadas.

En cuanto a la composición de este tipo de material aislante su fabricación es bastante similar a la del papel comercial (de uso común), encontrándose algunas diferencias relacionadas con el objetivo de evitar que queden en el papel residuos (principalmente ácidos) que puedan provocar que el papel pierda propiedades dieléctricas, un ejemplo de estas modificaciones es cómo en la fabricación del papel Kraft no se utilizan productos para el blanqueamiento del mismo (práctica empleada en la fabricación de papel normal), ya que los compuestos que se emplean para tal efecto provocarían esa pérdida de propiedades dieléctricas. En la fabricación de este tipo de papel también es habitual realizarle tratamientos de compresión para obtener un papel prensado aumentando de este modo su densidad. Este tipo de papel Kraft presenta un mejor acabado superficial y una mayor resistencia mecánica.

Cartón prensado o pressboard

El cartón prensado es, principalmente, un conjunto de capas de papel que se unen en fases de la fabricación en las que el material aún está en estado húmedo, consiguiéndose un aislamiento con un grosor superior. Esta unión de diferentes capas se puede realizar de dos formas: sin utilizar ningún tipo de producto para facilitar la unión, o utilizando productos adhesivos (empleados cuando el grosor es grande). Se puede distinguir entre tres tipos de pressboard en función de una serie de parámetros relacionados con su fabricación y con diferentes características y acabado final:

- El primer tipo de cartón prensado es el calandrado. Este tipo de pressboard se fabrica mediante un primer proceso de prensado con un 55 % de humedad. Posteriormente se seca mediante tratamientos de calor hasta que se consigue un cartón con un 5% de humedad y con una densidad relativa de entre 0.90 y 1.00. Por último se somete al cartón a un proceso de compresión en calandrias hasta que alcanza una densidad relativa de entre 1.15 y 1.30.
- El cartón prensado moldeable no es sometido a operaciones de prensado después del proceso de formación de éste. El resultado es un pressboard con un 5% de humedad y con una densidad relativa de 0.90 y destaca por su gran capacidad



para absorber el aceite y por ser muy flexible para tomar determinadas formas en transformadores que requieren características especiales.

- El último tipo de pressboard es el cartón prensado precomprimido, en este tipo de cartón el proceso de secado y de prensado se realizan a la vez sobre unas prensas calientes. Este método de fabricación permite obtener un cartón prensado con una fuerte unión entre fibras lo que supone que el material resultante tenga una alta resistencia mecánica y sea muy estable, la densidad relativa de este tipo de pressboard es de 1.25. Destacará por mantener su forma durante su instalación en el transformador y por no variar ésta cuando el cartón prensado se vea sometido a esfuerzos térmicos. Este tipo de pressboard es el más empleado para la mayoría de casos gracias a una mayor estabilidad que los dos tipos anteriormente descritos. Este tipo de cartón es habitualmente empleado para soportar tanto un arrollamiento como el final de éste.

Papeles aislantes para aplicaciones especiales

Los materiales aislantes que a continuación se describirán destacan por ofrecer una serie de características adaptadas a necesidades específicas de algunos tipos de transformadores. Como se citaba anteriormente, los tipos de papel para aplicaciones específicas que se van a tratar son el 'papel crêped', el papel altamente extensible, el papel térmicamente mejorado y el papel prensado 'Diamond dotted'. El 'papel crêped' y el papel altamente extensible destacan por su extensibilidad, que les permite adaptarse a diferentes formas que pueden ser necesarias que adopte el aislamiento con la diferencia de que el 'papel crêped' perderá la elasticidad con el tiempo y con la sucesión de esfuerzos mientras que el papel altamente extensible mantiene esa extensibilidad en el tiempo y unas mejores propiedades mecánicas. La principal aplicación del papel altamente extensible será la de aislar las trasposiciones de los arrollamientos. Otro tipo de papel para aplicaciones especiales es el papel térmicamente mejorado, que se diferenciará del papel Kraft en una serie de tratamientos durante su fabricación consistentes en la adición de estabilizadores que permitirán que éste tenga una mayor estabilidad (gracias a una mejor unión de las cadenas de las moléculas de celulosa) a altas temperaturas y con ello una menor degradación térmica. Este tipo de papel permitirá un calentamiento mayor del punto más caliente del transformador, teniendo un envejecimiento "normal" y para valores de calentamiento que hacen que el papel Kraft tenga un envejecimiento "normal" el papel de calidad térmica envejecerá bastante menos (como se puede ver en el apartado 3.1.2). El último tipo de papel para aplicaciones específicas será el papel prensado 'Diamond dotted' que estará compuesto de papel Kraft recubierto de resina epoxi, la cual se aplica en ambos lados de papel y en forma de pequeños diamantes, este tipo de papel tiene una buena resistencia mecánica y se utiliza en forma de cilindro para ser colocado entre ambos arrollamientos.



Otros materiales

La madera es el material más empleado después del papel y el cartón prensado. Este tipo de aislamiento destaca por su alta densidad, su resistencia mecánica y su estabilidad. En su proceso de fabricación deberá ser sometida a operaciones de secado de modo que su grado de humedad no supere el 10%. En pequeños transformadores es comúnmente utilizado en el núcleo magnético mientras que en grandes transformadores puede sustituir al pressboard en la función de soporte del arrollamiento.

La celulosa de algodón fue un material muy empleado durante años para fabricar el aislamiento sólido conocido como 'rag paper', este tipo de aislante destaca por ofrecer una alta rigidez dieléctrica combinada con una buena resistencia mecánica. El principal problema de utilización de este aislamiento es el alto coste de su fabricación, resulta mucho más caro fabricar este tipo de papel que fabricar papel a partir de la madera (incluyendo el coste que supone el talado de árboles) además de ofrecer una peor capacidad de absorción del aceite, de ahí que este tipo de aislamiento no sea muy empleado.

Todos los materiales mencionados con anterioridad son materiales empleados en transformadores bañados en aceite, es importante resaltar que este tipo de aislamientos no serán igualmente eficaces en transformadores en seco ya que el rendimiento de éstos baja significativamente si no están impregnados de aceite. Para el caso de transformadores en seco en la actualidad lo más habitual es el uso de resinas aunque cabe destacar que años atrás el más empleado era un polímero orgánico conocido como NOMEX, destacable por soportar temperaturas que podían llegar a alcanzar los 220 °C.

2.3.5 Aislamiento líquido: el aceite mineral aislante

El aceite mineral aislante jugará un papel básico en los transformadores de potencia bañados en él ya que cumplirá tres funciones fundamentales:

- a) Aislamiento líquido: cumplirá la función de aislar eléctricamente dos zonas que se encuentran a tensiones bien distintas, como es el caso de los arrollamientos. Además, como se explicaba en el apartado anterior, el aceite impregnará al aislamiento celulósico con el objetivo de mejorar sus propiedades como aislante. Las características que hacen del aceite mineral un buen aislante para los transformadores de potencia son las siguientes:
 - Tensión de ruptura dieléctrica alta: puede llegar a los 330 kV/cm cuando el aceite es nuevo. Será un parámetro fundamental ya que muestra la capacidad que tiene el aislamiento para aislar una diferencia de tensión a una determinada distancia



- Pérdidas dieléctricas muy bajas: con una tangente de delta inferior al 1%.
 - Volatilidad baja: se trata de una propiedad muy importante porque refleja la tendencia que tendrá el aceite de captar impurezas, es importante que un aislante sea poco volátil ya que las impurezas pueden ocasionar reducciones importantes de la rigidez dieléctrica a la vez que pueden provocar una aceleración de su envejecimiento.
- b) Refrigerante: el aceite mineral jugará un papel fundamental en la refrigeración del transformador ya que absorberá una gran cantidad del calor que se genere en los arrollamientos. Las cualidades que hacen que el aceite tenga un buen comportamiento como refrigerante se enumeran a continuación:
- Viscosidad baja: la evacuación del calor por convección es la forma de transmisión de éste que resulta más determinante para refrigerar los arrollamientos y el núcleo del transformador, una viscosidad baja será básica para facilitar la convección ya que el aceite circulará con una mayor facilidad. Además, muchos transformadores están dotados de motobombas para forzar la circulación del aceite, a medida que la viscosidad del aceite sea menor se necesitarán motobombas con menor potencia, por lo que en este sentido también resultará un factor importante.
 - Calor específico elevado: propiedad que favorecerá la captación del calor existente en los arrollamientos y en el hierro.
 - Alta conductividad térmica: condición que permitirá la transmisión del calor por el aceite y que acelerará la evacuación de éste.
 - Punto de congelación bajo: lo que será fundamental en circunstancias en las que la temperatura ambiente sea muy fría. Un aceite en estado semi-sólido ve reducida considerablemente su viscosidad y su capacidad de refrigerar pasa a ser prácticamente nula.
 - Punto de inflamación alto: lo que hace que sea menor el riesgo de incendio que con otros compuestos.
- c) Indicador del estado del transformador: mediante análisis de los gases disueltos en el aceite se puede determinar el estado de éste y de esa forma será posible detectar algunas averías del transformador. Será fundamental, por lo tanto, para el mantenimiento del transformador realizar análisis periódicos del aceite tanto para vigilar el estado de éste como para analizar y detectar averías en el resto de elementos del transformador.

Para el correcto funcionamiento del transformador será necesario un buen estado del aceite ya que si está degradado puede ver mermadas considerablemente sus



propiedades como aislante y refrigerante. Los principales factores que provocan la degradación del aceite son los siguientes:

- La presencia de oxígeno en la cuba que provoca la oxidación del aceite y con ello que éste pierda sus propiedades aislantes y refrigerantes.
- Las altas temperaturas que tiene que soportar favorecen la oxidación.
- La humedad resultará también perjudicial para el aceite. El agua, además de contener oxígeno favoreciendo la oxidación, provoca una disminución de la rigidez dieléctrica del aceite perjudicando este hecho gravemente la capacidad de éste como aislante. Si la proporción de agua es superior a 20 ppm habrá que tratar el aceite para eliminar esta cantidad de agua o incluso cambiarlo.
- El arco eléctrico provocará aumentos en la temperatura del aceite con los efectos que ello puede causar.
- La presencia de impurezas en el aceite también será para éste perjudicial, causando efectos como la aceleración de su envejecimiento o la disminución de su rigidez dieléctrica.

Para tener controlado el estado del aceite y comprobar que no existen averías en el transformador, será necesario realizarle análisis periódicos. Cada cierto espacio de tiempo se deberá tomar muestras del aceite del transformador y se realizarán análisis de color, de índice de neutralización, de tensión de ruptura dieléctrica de la tangente de delta y de gases (mediante el cual se podrán detectar claramente las averías).

El aceite se encontrará en el interior de un depósito que recibirá el nombre de cuba, en el interior de la cuba se alojarán, además, todas las partes activas del transformador (núcleo, devanados, aislamiento...). Por lo tanto la función de la cuba será tanto la ejercer de depósito del aceite como de proteger del exterior todas las partes activas del transformador por ello se fabricará a partir de láminas de acero soldadas que la dotarán de la robustez necesaria.



2.3.6 Refrigeración

El calor provocado por las pérdidas producidas tanto en los arrollamientos como en el núcleo de hierro provocará aumentos de temperatura que pueden ocasionar, como se apuntaba en apartados anteriores, daños a elementos del transformador especialmente vulnerables a los esfuerzos térmicos como es el caso del aislamiento celulósico, que sufrirá envejecimientos importantes si se sobrepasa su temperatura de trabajo nominal. Por lo tanto, resultará indispensable evacuar eficientemente ese calor generado por las pérdidas, para lo que el transformador deberá estar dotado de un sistema de refrigeración adaptado a las necesidades de carga que deba cubrir.

En primer lugar, será conveniente distinguir entre el refrigerante interno y el refrigerante externo del transformador. El refrigerante interno será el encargado de evacuar directamente el calor que se genera tanto en los arrollamientos como en el núcleo magnético, mientras que el refrigerante externo tendrá la función de evacuar a su vez el calor que previamente el refrigerante interno ha absorbido. En transformadores de potencia el refrigerante interno será casi siempre el aceite (del que ya se han analizado sus propiedades como refrigerante), mientras que el aire tendrá las funciones de refrigerante externo (es el medio en el que se encuentra el transformador y evacuará el calor al exterior) empleando los radiadores como medio de transmisión de calor entre el aceite y el aire. En algunos casos, poco habituales, es empleada el agua como refrigerante externo, mediante serpentines que recorren el interior del aceite pasando el calor de este último hacia el agua.

Tanto el refrigerante interno como el refrigerante externo podrán tener una circulación natural o forzada, la diferencia entre ambos tipos de circulación estará en la existencia o no de elementos constructivos dedicados a inducir la circulación del refrigerante. En el caso del refrigerante externo (normalmente el aire) una refrigeración forzada consistirá en dotar de ventiladores a la zona exterior del transformador próxima al radiador, de este modo se podrá evacuar mejor el calor que el radiador tomará del aceite y pasará al aire. Para el caso del refrigerante interno (aceite), en el caso de que su circulación sea natural, el aceite se desplazará desde la parte más baja del arrollamiento hacia la parte más alta a causa de la diferencia de temperatura (que será más alta en la zona superior del arrollamiento que en la zona inferior), pasando también por los radiadores y evacuando el calor a éstos. Si, por el contrario, la circulación del aceite es forzada éste se bombeará desde el radiador hasta la parte más baja del arrollamiento, y desde esta zona se creará un flujo de aceite que subirá hasta la parte más alta del arrollamiento. En ambos casos, tanto en circulación natural como forzada, el flujo de aceite circulará en pequeña medida en dirección perpendicular a la descrita (flujo de aceite que circule aproximándose o alejándose del núcleo) como se puede ver en la figura 2.9 tan solo una pequeña cantidad lo hará y será por efectos térmicos. En el caso de que el transformador esté dotado de conductos (además de una circulación forzada) para conseguir una circulación dirigida del aceite, se conseguirá que el aceite recorra el arrollamiento tanto de la parte más baja a la parte más alta como en la dirección perpendicular recorriendo las espiras de modo que el flujo se acerque al núcleo magnético y viceversa (como se puede apreciar en la figura 2.9). Como se puede deducir, las medidas destinadas tanto al bombeo del aceite como a dirigir su circulación favorecerán la evacuación de calor desde los arrollamientos y el núcleo hasta el aceite y desde el aceite al radiador.

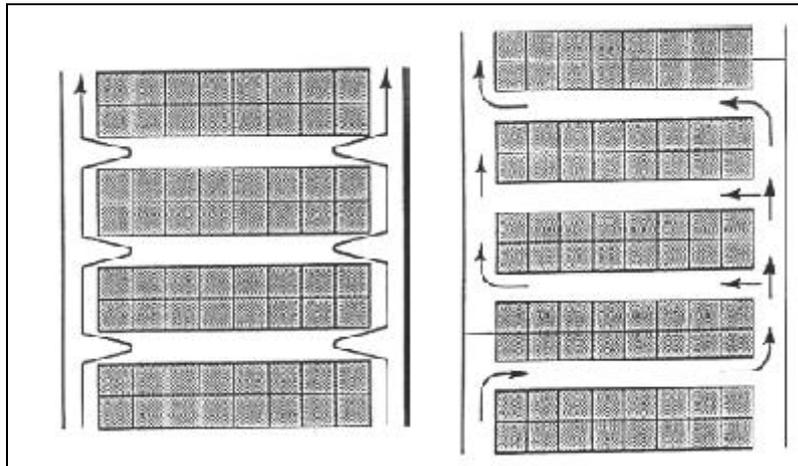


Fig. 2.9 Circulación flujo de aceite no dirigido (i) y dirigido (d) [1]

Es posible designar de manera normalizada los sistemas de refrigeración de los que está dotado el transformador. La nomenclatura de esta denominación estará formada por cuatro letras: la primera y la tercera fijarán el tipo de refrigerante interno y externo respectivamente mientras que la segunda y la cuarta reflejarán el tipo de circulación de éstos. La tabla 2.1 muestra qué letras son las empleadas para cada tipo de refrigerante y circulación:

Refrigerante		Tipo de circulación	
Símbolo	Medio	Símbolo	Circulación
A	Aire	N	Natural
G	Gas		
L	Líquido	F	Forzada
O	Aceite		
W	Agua	D	Dirigida (y forzada)

Tabla 2.1 Nomenclatura de los sistemas de refrigeración de un transformador

Por ejemplo un transformador cuyo refrigerante externo sea el aire con una circulación forzada y su refrigerante interno sea el aceite con una circulación natural será un transformador con refrigeración ONAF.

Los elementos constructivos con los que se deberá dotar al transformador para una refrigeración en la que el aire ejerza las funciones de refrigerante externo y el aceite actúe como refrigerante interno serán los siguientes: para el caso de un transformador ONAN el sistema de refrigeración estará formado por la cuba y el radiador, en transformadores ONAF a la cuba y el radiador deberá sumársele un equipo de ventiladores en el exterior para forzar la circulación del aire, para transformadores OFAF además de todos los elementos anteriores se deberán de añadir motobombas para conseguir una circulación forzada del aceite y por último para los transformadores ODAF el transformador deberá de tener todos los elementos anteriormente mencionados



además de una serie de conductos en el interior de la cuba para poder dirigir el flujo del aceite para que éste pueda recorrer los arrollamientos completos. Para el caso de transformadores en los que el refrigerante externo sea el agua deberán estar dotados de serpentines que recorrerán el interior de la cuba así como de los equipos necesarios para enfriar el agua así como bombas en el caso de que su circulación sea forzada.

El sistema de refrigeración del que esté dotado un transformador dependerá de su potencia nominal, a mayores niveles de potencia mayores exigencias de refrigeración tendrá el transformador: para niveles de potencia nominal inferiores a 15 MVA a un transformador le bastará con una refrigeración ONAN, para potencias nominales entre los 15 y los 100 MVA será necesario dotar al transformador de ventiladores (ONAF) mientras que para potencias mayores será necesarios sistemas de refrigeración OFAF. También es importante apuntar que en los transformadores que están dotados con sistemas de refrigeración más completos (transformadores OFAD) sus sistemas se activarán en función del grado de carga al que esté trabajando el transformador: para grados de carga bajos es posible que no sea necesario activar ni los ventiladores ni las motobombas mientras que a medida que se va subiendo el grado de carga se van conectando automáticamente los distintos grupos de ventiladores y posteriormente, si es necesario, se pasarían a conectar también las motobombas. Resultará importante optimizar el funcionamiento del sistema de refrigeración para evitar consumos eléctricos innecesarios tanto de los ventiladores como de las motobombas.

2.3.7 Otros elementos constructivos

En los apartados anteriores se han analizado elementos constructivos fundamentales para el funcionamiento del transformador pero también es importante mencionar otros equipos que forman parte de los accesorios y protecciones del transformador y sin los que el éste no podría funcionar correctamente. Los elementos constructivos restantes son: el depósito conservador del aceite, el desecador de aire, las bornas, el cambiador de tomas, el armario de control y las protecciones.

- Depósito conservador de aceite: su función será la de permitir que la cuba siempre mantenga un nivel constante de aceite (nivel lo más alto posible, para evitar la presencia de oxígeno en la cuba) de tal modo que en momentos en los que el aceite esté sometido a un alto esfuerzo térmico y se produzca su dilatación el depósito conservador pueda recibir el aceite sobrante en la cuba mientras que cuando el aceite se enfríe y se reduzca su volumen, el aceite necesario para que la cuba esté llena pasará del conservador a la cuba. Además el depósito conservador cumplirá con la función de evitar la absorción de humedad por parte del aceite, constituyendo un elemento fundamental para reducir el envejecimiento de éste.
- Desecador de aire: tendrá el cometido de secar el aire existente en el aceite del transformador mediante el gel de sílice, que es capaz de absorber hasta un 40% de su peso en humedad. Tendrá una junta líquida para evitar el contacto directo con la atmósfera.



- Bornas: tendrán la función de conectar los arrollamientos con los conductores (además de soportar a éstos) de los dos circuitos entre los que se encuentre conectado el transformador. Deberán de tener un nivel de aislamiento suficiente para evitar circulaciones de corriente entre los conductores y la cuba (que estará puesta a tierra). Existen varios tipos de bornas en función del aislamiento del conductor al que este conectado: aceite-aire, aceite-aceite, aceite-SF₆.
- Cambiador de tomas: se trata de un equipo que se instalará para regular la tensión a la salida del transformador, de ésta forma el transformador constituirá un elemento de apoyo para regular la tensión en las redes. El cambiador de tomas puede ser de dos tipos: de regulación en vacío o de regulación en carga. El mecanismo del cambiador de tomas en vacío será mucho más sencillo (simplemente consistirá en seleccionar más o menos espiras del arrollamiento) pero para cambiar la toma seleccionada, el transformador deberá de estar descargado por lo que no resultará para nada eficiente descargar el transformador cada vez que se quiera cambiar la toma de regulación. El cambiador de tomas en carga tendrá un mecanismo más complejo y estará formado por varios componentes (conmutador, selector, deposito de aceite del conmutador, preselector...) pero permitirá realizar una regulación de tensión rápida y con el transformador trabajando en carga. La regulación normalmente se realizará en el arrollamiento de alta tensión ya que en éste las corrientes serán menores (y por tanto la sección de los conductores del regulador deberá ser menor) y se efectuará por desplazamiento del neutro (siendo de este modo menores los requisitos de aislamiento por ser menor la tensión).
- Armario de control: en él estarán centralizados todos los circuitos y se señalarán todas las alarmas y disparos así como la activación de ventiladores y motobombas que también podrán ser controladas desde él.
- Protecciones: las protecciones del transformador podrán ser propias o externas. Las protecciones propias detectarán faltas que son producidas por fallos en el transformador y sólo en el transformador mientras que las protecciones externas detectarán faltas que podrán ser causadas por defectos tanto en el interior del transformador como fuera de él. Las protecciones propias de las que estará dotada un transformador serán las siguientes:
 - Termómetro (26-1): mide la temperatura del aceite y da señal de alarma en caso que sea superior a un umbral.
 - Termostato (26-2): mide la temperatura interna del transformador y dará señal de alarma si está en valores fuera de los límites.
 - Imagen térmica (49): se trata de un sistema que realizará medidas no invasivas de la temperatura del arrollamiento, en caso de valores inadecuados podrá dar señal tanto de alarma como de disparo.



- Indicador nivel de aceite (63-N): reflejará el nivel del aceite de la cuba y dará señal de alarma en caso de que sea bajo.
- Liberador de presión (63-L): constará de una chimenea o de una válvula liberadora de presión (sobrepresiones provocadas por altas temperaturas), dará señal de alarma en caso de sobrepresión.
- Relé Buchholz (63-B): se trata de una protección fundamental para el transformador ya que detectará, a partir del desprendimiento de gases en el aceite, todo tipo de faltas como cortocircuitos, defectos de aislamiento o sobrecargas bruscas. Estará situado entre la cuba y el depósito de expansión del aceite y realizará dos tipos de detección: por desprendimiento de gases (señal de alarma) o por circulación muy rápida del aceite (señal de disparo).
- Relé Buchholz-Jansen (63-BJ): estará situado entre el depósito de aceite del conmutador del regulador de tomas y el depósito de expansión de éste, su modo de funcionamiento es el mismo que el relé Buchholz en su modo de funcionamiento por circulación muy rápida de aceite, en ese caso también se dará una señal de disparo.

Las protecciones externas del transformador serán:

- Protección diferencial (87): a través de transformadores de intensidad comprueba los vectores de intensidad tanto a la entrada como a la salida del transformador, en caso de desigualdad de corrientes manda una señal de disparo.
- Protección de sobreintensidad (50/51): se trata de un elemento de apoyo a la protección diferencial, detectará sobreintensidades. Podrán ser de actuación instantánea (50) o de actuación retardada (51), tanto de tiempo inverso como constante.



3. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1 Aspectos que intervienen en la cargabilidad de los transformadores de potencia

La duración de la vida de un transformador se encuentra muy vinculada con la cargabilidad de ese transformador, partiendo de que la vida útil de un transformador se puede asimilar a la vida de su aislamiento sólido. Un transformador que funciona a regímenes de carga muy elevados verá reducida la vida de su aislamiento (ver apartado 3.4) a un ritmo mucho más alto que un transformador que trabaja en regímenes de carga inferiores, por lo tanto resultará fundamental analizar qué aspectos influyen sobre la cargabilidad de un transformador y como se pueden buscar las condiciones que permitan optimizar la utilización de éste a partir de esos parámetros que intervienen en su cargabilidad.

Los parámetros más importantes y que más influencia tienen en la cargabilidad de un transformador son los siguientes:

- Nivel de potencia y tamaño del transformador.
- Tipo de aislamiento celulósico del transformador.
- Tipo de refrigeración.
- Condiciones ambientales.
- Otros aspectos relacionados con el estado del transformador.

3.1.1 Nivel de potencia y tamaño del transformador

Estos dos aspectos serán fundamentales para establecer el límite de cargabilidad de un transformador. No se puede analizar de la misma forma los grados de carga que puede llegar a soportar un transformador de baja potencia con los grados de carga que podrá soportar un transformador de gran potencia. A medida que el tamaño del transformador aumenta, su refrigeración resultará más compleja (cuanto más grande es un cuerpo más difícil resulta refrigerarlo), además, ciertos aspectos comienzan a cobrar una mayor importancia por lo que el número de condicionantes que suponen un impedimento para alcanzar grados de carga altos cada vez es mayor, los parámetros más importantes se detallan a continuación [5]:

- El flujo disperso aumentará, lo que supondrá un aumento en el nivel de pérdidas con el consiguiente incremento en el calentamiento del punto más caliente del transformador suponiendo este hecho un impedimento a la hora de aumentar el grado de carga. Además la combinación entre el flujo de dispersión y el flujo principal en las columnas o culatas del circuito magnético aumentará la vulnerabilidad a la sobreexcitación en este tipo de transformadores.

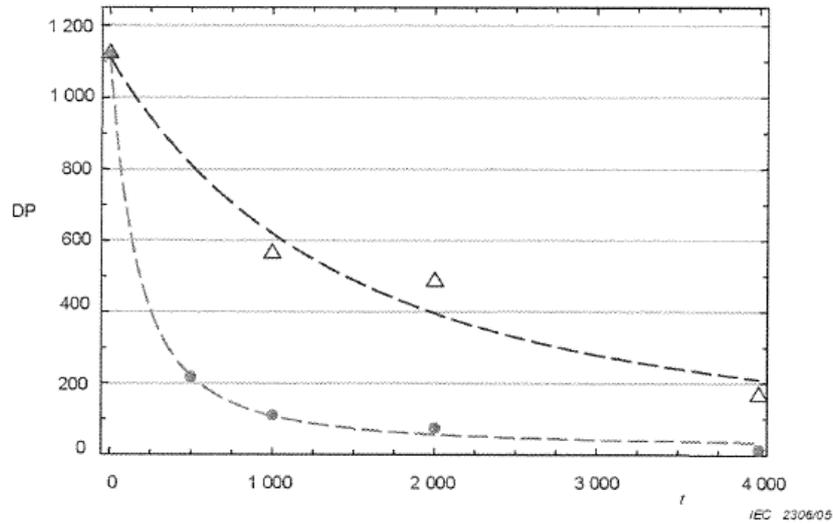


- Las fuerzas de cortocircuito serán mayores, con el consiguiente riesgo para los arrollamientos, sobre todo en lo referente a las fuerzas mecánicas resultantes entre ellos.
- El volumen de aislamiento que está sometido a un alto estrés eléctrico se ve aumentado.
- La temperatura del punto más caliente es más difícil de determinar, entre otros factores por el aumento de las corrientes de Foucault provocadas por el incremento del flujo disperso.

El tamaño y el nivel de potencia de los transformadores resultarán, por tanto, parámetros básicos para definir su cargabilidad, de tal forma que todas las guías de carga de las distintas normas diferencian las limitaciones para tres tipos de transformadores definidos previamente: transformadores de gran potencia, transformadores de mediana potencia y transformadores de distribución. En apartados posteriores se analizarán cuales serán estas limitaciones.

3.1.2 Tipo de aislamiento celulósico del transformador

Dependiendo del tipo de papel utilizado, el grado de carga al que podrá trabajar el transformador variará ya que, por ejemplo, el envejecimiento se verá reducido si se mejora la calidad de éste. Principalmente a efectos del siguiente análisis tendremos dos tipos de papeles: el aislamiento de papel Kraft y el aislamiento de papel térmicamente mejorado. El papel térmicamente mejorado tendrá, entre otras, la ventaja de permitir al papel neutralizar la producción de ácidos causados por la hidrólisis del material, permitiendo aumentar con ello la vida media del aislamiento. La hidrólisis será más activa al elevar la temperatura, por lo que si se consiguen neutralizar una mayor cantidad de ácidos el transformador podrá trabajar a grados de carga superiores sin envejecer el aislamiento. Como se puede apreciar en la figura 3.1 el grado de polimerización decrece a un ritmo más lento en el papel térmicamente mejorado que en el papel Kraft, lo que demuestra que la hidrólisis afectará en mayor medida al papel Kraft y que, por lo tanto, su ritmo de envejecimiento será mayor.



Donde,

- DP es el grado de polimerización
- t es el tiempo en horas
- son los valores para el papel Kraft
- △ son los valores para el papel térmicamente mejorado

Fig. 3.1 Aceleración del envejecimiento del aceite mineral a 150 ° [5]

También se puede apreciar en la tabla 3.1 como ante determinadas condiciones adversas la vida del aislamiento celulósico (en este caso pulpa de madera) será mayor si tiene un tratamiento mejorado.

Tipo de papel / temperatura de envejecimiento		Vida (años)	
		Seco y libre de aire	Con aire y un 2% de humedad
Pasta de madera	80° C	118	5,7
	90° C	38	1,9
	98° C	15	0,8
Pasta de madera térmicamente mejorada	80° C	72	76
	90° C	34	27
	98° C	18	12

Tabla 3.1 Vida del aislamiento en función de varias condiciones [5]

En las figura 3.2 se observa cómo, para un aislamiento seco y libre de aire, la pulpa de madera térmicamente mejorada supera la vida de la pulpa de madera al alcanzar temperaturas altas. Por el contrario, para un aislamiento con aire y un 2% de humedad el rendimiento de la pulpa de madera térmicamente mejorada es muy superior al de la pulpa de madera para todas las temperaturas estudiadas.

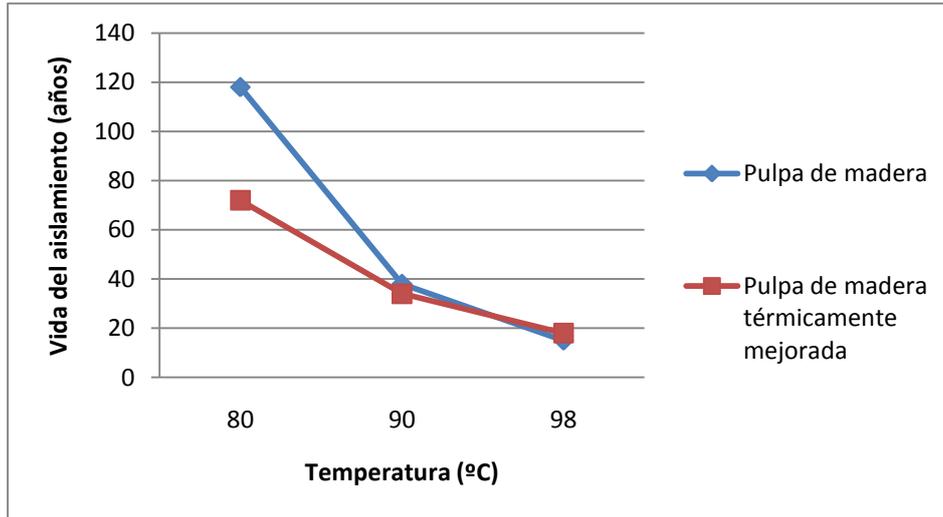


Figura 3.2 Vida del aislamiento seco y libre de aire [5]

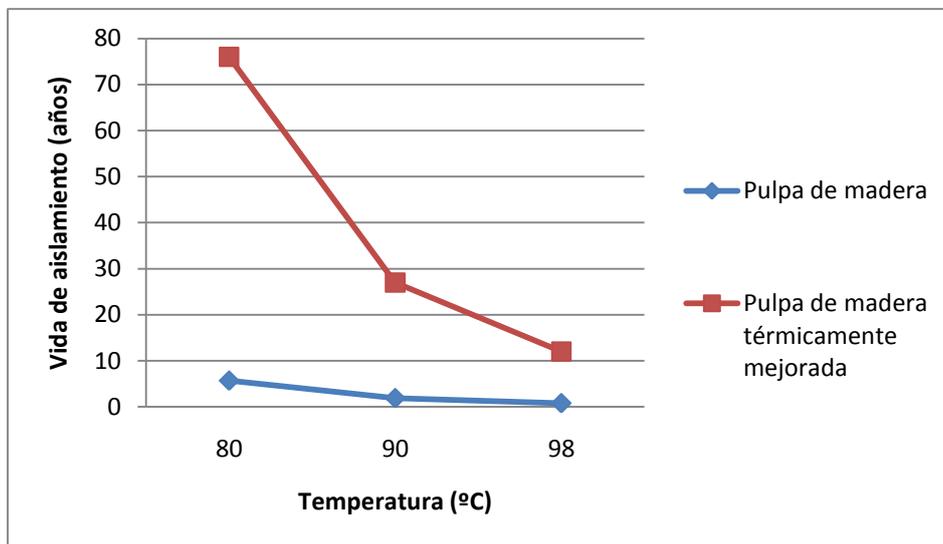


Figura 3.3 Vida del aislamiento con aire y un 2% de humedad [5]

Por último, para reflejar de un modo más explícito la velocidad de envejecimiento relativa (definida en el apartado 3.6) en función tanto de los dos tipos de papel definidos anteriormente como de diferentes temperaturas que se pueden dar en el punto más caliente del transformador, se muestran la tabla 3.2 y la figura 3.4. Como se puede

apreciar, mientras que con un papel Kraft el aislamiento envejecerá a una velocidad nominal a una temperatura del punto más caliente de 98° con el aislamiento de térmicamente mejorado este envejecimiento se producirá a 110°, con el consiguiente incremento de carga que ello podrá suponer.

Temperatura del punto más caliente (° C)	Velocidad de envejecimiento relativa (Papel Kraft)	Velocidad de envejecimiento relativa (Papel térmicamente mejorado)
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Tabla 3.2 Velocidad de envejecimiento relativa en función del tipo de papel y de la temperatura [5]

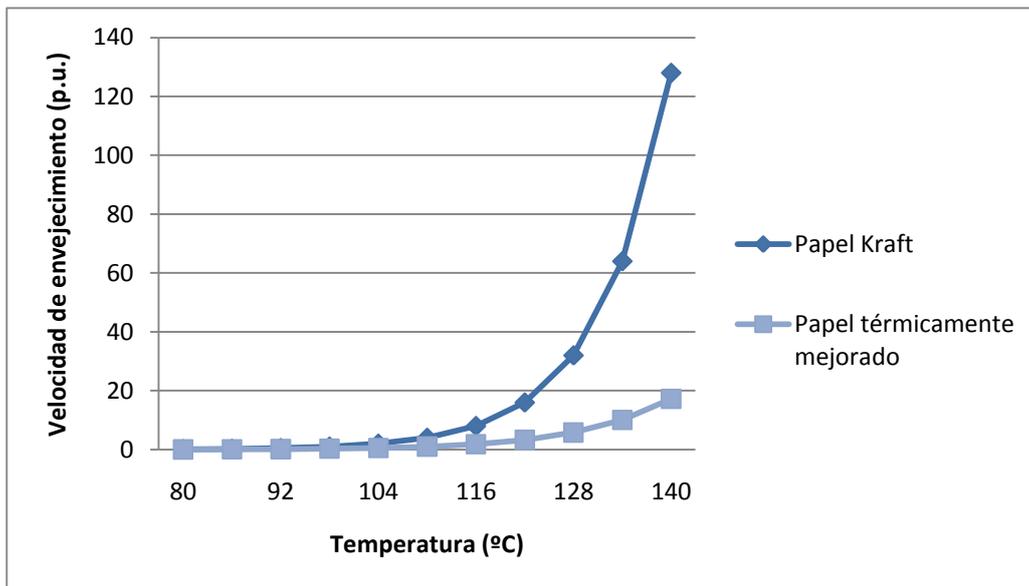


Figura 3.4 Velocidad de envejecimiento relativa en función del aislamiento [5]



3.1.3 Tipo de refrigeración

La refrigeración será un parámetro fundamental para determinar la cargabilidad del transformador, cualquier modificación en el sistema de refrigeración provocará variaciones en la cargabilidad de éste, pero no tiene porqué modificar el grado de carga ya que la mayoría de transformadores tienen diferente potencia nominal si se incluyen elementos adicionales de refrigeración (como puede ser la instalación de ventiladores para forzar la refrigeración del refrigerante exterior, el aire). Por ejemplo un transformador en cuya placa de características se indique ONAN/ONAF se indicará a su vez S_1/S_2 siendo S_2 mayor que S_1 .

Por este hecho si por cualquier contingencia el transformador no dispone a pleno rendimiento del sistema de refrigeración para el que está fijada una determinada potencia nominal, su grado de carga nominal se verá reducido al igual que si se instalan nuevos elementos este podrá aumentar. No existe ningún tipo de limitación normativa al aumento de la refrigeración, por lo que cualquier aumento de ésta permitirá aumentar la capacidad del transformador realizando un estudio previo que refleje en qué medida este aumento será posible. Por lo tanto resultará fundamental tener en cuenta cualquier variación en el sistema de refrigeración y a partir de ahí realizar una estimación (a través de métodos de cálculo de temperaturas) de la influencia que este aspecto pueda tener sobre el nivel de carga que puede asumir el transformador sin sufrir un calentamiento excesivo.

La figura 3.5 muestra diferentes regímenes de carga de un transformador con una potencia nominal de 22,4 MVA. Los regímenes de carga representados en el gráfico son los siguientes (avanzando en el sentido positivo del eje Y): operación ante contingencia de doce horas, operación ante contingencia de veinticuatro horas, ciclo de carga normal de veinticuatro horas y operación con carga normal. Para cada uno de éstos regímenes de carga se muestran cinco opciones de refrigeración distintas (eje X):

- Caso base: es la refrigeración original del transformador (ONAF).
- Caso A: al caso base se le añade un ventilador más.
- Caso B: a la refrigeración original se le añade un ventilador y dos radiadores más.
- Caso C: en esta opción se le añaden 9 nuevos ventiladores y dos radiadores.
- Caso D: se sustituyen los ventiladores del sistema de refrigeración inicial por otros de mayor potencia añadiendo uno más.

En el eje Z del gráfico se refleja la potencia que suministra el transformador en cada una de las situaciones descritas anteriormente.

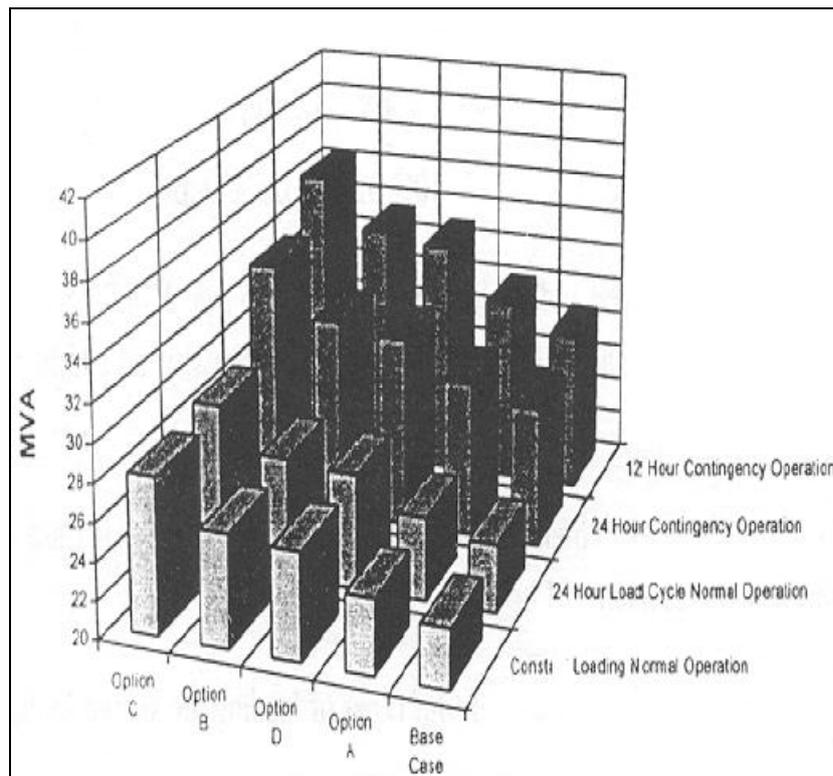


Fig. 3.5 Influencia de la refrigeración en la potencia que puede suministrar un transformador [7]

En la figura 3.5 queda patente, por lo tanto, que al mejorar el sistema de refrigeración de un transformador aumenta el nivel de potencia que se le puede solicitar. Por ejemplo, en el caso de un régimen de carga de doce horas ante una contingencia (primer tipo de carga del eje Y) se puede apreciar una diferencia de casi 10 MVA entre el sistema de refrigeración más simple (opción de refrigeración base) y el sistema de refrigeración más completo (opción de refrigeración C).

Ante aumentos en la demanda, en determinadas situaciones, puede resultar más eficiente “repotenciar” un transformador realizando mejoras en su refrigeración que sustituirlo por otro con un nivel de potencia superior.

3.1.4 Condiciones ambientales

Parámetros como la temperatura ambiente, condiciones meteorológicas como la lluvia o el viento, la altitud o la instalación del transformador a la intemperie o en un lugar cerrado son también factores que influyen en su cargabilidad. Aunque sí que resultará importante destacar que parámetros tan variables como las condiciones meteorológicas no pueden ser tenidos en cuenta en continuo para la operación de la cargabilidad del transformador ya que son condiciones difícilmente predecibles a la vez que poco duraderas, pero si es conveniente resaltar que condiciones meteorológicas como pueden



ser el viento o la lluvia permitirían una cargabilidad mayor del transformador ya que mejorarían su refrigeración.

La temperatura ambiente, a diferencia de las condiciones meteorológicas anteriormente mencionadas, sí resultará un factor a tener muy en cuenta para analizar la cargabilidad del transformador ya que a los calentamientos tanto del aceite como de los arrollamientos y el aislamiento habrá que sumarles la temperatura ambiente para poder determinar la temperatura total de éstos. Conociendo en tiempo real la temperatura ambiente del lugar en el que se encuentra el transformador se podrían realizar cálculos de cargabilidad a partir de ésta, pero si no se dispone de esa temperatura se deberán de seguir los métodos empleados para realizar estudios de planificación de la cargabilidad, según la guía de carga seguida, para la estimación de temperaturas se pueden elegir diferentes temperaturas: una media anual (o una media anual corregida siendo aumentada para aplicar un método más conservador), una media anual para los cálculos de envejecimiento y la temperatura media máxima mensual para los cálculos del punto más caliente. Por lo tanto existen diversos métodos de emplear la temperatura ambiente en el cálculo, de los que no es objeto este apartado pero sí la influencia que tiene la temperatura sobre la cargabilidad: cuanto mayor sea la temperatura ambiente menor será el grado de carga al que se podrá someter al transformador. Muestra de ello es la aproximación mostrada en la tabla 3.3 en la que se refleja el aumento o la disminución porcentual de carga que puede soportar un transformador en función de una bajada o una subida de la temperatura ambiente respectivamente, habiendo tomado una temperatura ambiente media de 30° C y válida para un rango de temperaturas entre los -30 y los 50° C:

Tipo de refrigeración	% de KVA estimados	
	Bajada de carga para cada ° C de temperatura ambiente subido	Subida de carga para cada ° C de temperatura ambiente bajado
ONAN	1,5	1,0
ONWN	1,5	1,0
ONAF	1,0	0,75
OFAF / OFWF	1,0	0,75

Tabla 3.3 Variabilidad de la carga máxima permitida en función de la temperatura ambiente [6]

La altitud será un parámetro que influirá en la cargabilidad del transformador y deberá ser considerada para transformadores que se encuentren en instalaciones situadas a una altitud superior a los 1000 metros, a partir de la cual los valores permisibles de cargabilidad se verán reducidos.

Otro factor comentado anteriormente es el emplazamiento del transformador, estará íntimamente relacionado con la refrigeración ya que será más complejo refrigerar un transformador colocado en interior que un transformador a la intemperie. Por este hecho será necesario aplicar factores de corrección que harán que la capacidad de carga sea menor si el transformador está a cubierto que si se encuentra a la intemperie.



3.1.5 Otros aspectos relacionados con el estado del transformador

Otros factores, como puede ser el caso del histórico de cargas del transformador (ver apartado 3.3.4), los esfuerzos a los que ha sido sometido en el pasado (ya sean térmicos, electromecánicos o dieléctricos) o parámetros que muestren la degradación de los sistemas de aislamiento del transformador como la concentración de humedad en los aislamientos y en el aceite. Toda esta serie de aspectos deberán de ser tenidos en cuenta ya que en determinados casos en los que el estado del transformador no sea óptimo sobrecargarlo puede provocar averías indeseadas.

3.2 Regímenes de carga normalizados

En esta sección se definirán los regímenes de carga que establecen las dos guías de carga más importantes. La normalización de los regímenes de carga tendrá por objetivo principalmente realizar una diferenciación entre las posibles situaciones en las que el transformador puede superar su valor de potencia nominal.

Definir los regímenes de carga normalizados de un transformador resultará fundamental para poder determinar los efectos que puede provocar sobre un equipo trabajar por encima de su valor nominal de potencia en función de éste parámetro. Además, también es importante realizar una diferenciación de los tipos de régimen ya que las limitaciones que establecen las guías de cargabilidad a cargas del transformador por encima de su valor nominal dependen precisamente del tipo de régimen de carga al que esté trabajando el equipo.

La guía de carga IEC [5], establece tres regímenes de carga diferentes:

- Ciclo de carga normal: en este tipo de régimen de carga el funcionamiento del sistema es el previsto, disponiéndose de todos los elementos de la red. Las sobrecargas que se puedan producir son debidas a picos de demanda pero éstas se compensan con las horas valle del día (donde la demanda es considerablemente más baja). Puede darse el caso de que la sobrecarga no se compense, pero el envejecimiento del aislamiento será muy reducido.
- Sobrecarga de emergencia de larga duración: este tipo de régimen de carga es debido a la avería de un elemento de la red cuya reparación puede durar meses. Por lo tanto, este tipo de sobrecargas se producen diariamente durante el tiempo en el que el elemento averiado no está disponible.
- Sobrecarga de emergencia de corta duración: son aquellas sobrecargas debidas a una incidencia en la que se pierde algún elemento de la red provocando valores de carga muy superiores al de potencia nominal del transformador. La duración de este tipo de sobrecargas será inferior a media hora y la severidad de la sobrecarga será mayor que la de emergencia de larga duración. El ciclo de carga



resultante tiene un apuntamiento muy elevado en el espacio de tiempo de la sobrecarga (ver figura 3.6).

La guía de carga IEEE [6] establece cuatro tipos distintos de régimen de carga:

- Ciclo de carga normal: se corresponde con el régimen que lleva el mismo nombre de la guía de carga IEC [5], con la diferencia que en este caso las sobrecargas en las que se produce envejecimiento no estaría incluidas en este tipo.
- Sobrecarga programada: se correspondería con el ciclo de carga normal definido anteriormente con la diferencia de que, en este caso, se produce envejecimiento en el aislamiento. Este envejecimiento es debido a picos de demanda en momentos determinados del año (en la fase más fría del invierno y en la más cálida del verano).
- Sobrecarga de emergencia de larga duración: la misma que la definida para los regímenes normalizados de la guía IEC [5].
- Sobrecarga de emergencia de corta duración: se corresponde con la sobrecarga de corta duración definida para la guía de carga IEC [5].

En la figura 3.6 se muestran los regímenes normalizados por la guía de carga IEEE, de los cuales como se indicaba anteriormente dos de ellos se corresponden con los definidos en la guía IEC (sobrecarga de emergencia de corta y larga duración), y los otros dos se encontrarían recogidos en el ciclo de carga normal. Las gráficas muestran las temperaturas a diferentes horas del día en función de las cargas a las que se ve sometido el transformador, los casos tomados parten del supuesto de transformadores dotados con un aislamiento consistente en papel de calidad térmica, por lo que ritmo de envejecimiento “normal” se daría a 110 °C.

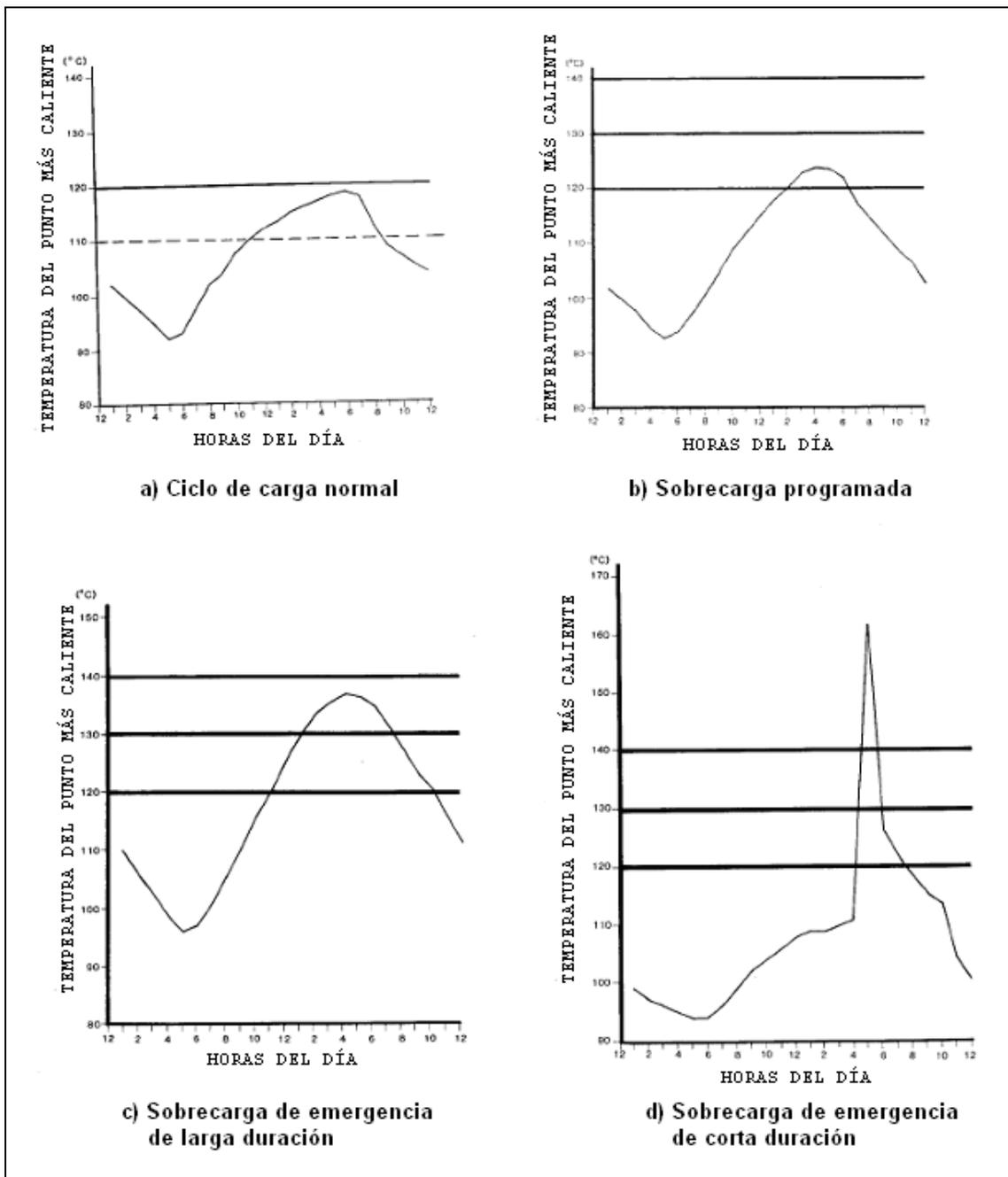


Fig. 3.6 Tipos de regímenes de carga de un transformador [6]



3.3 Efectos de las sobrecargas en los transformadores de potencia

3.3.1 Efectos generales

Una vez analizados tanto los parámetros que tienen influencia sobre la cargabilidad de un transformador como los regímenes de carga a los que puede funcionar, es conveniente analizar los efectos que tiene sobre él trabajar en regímenes en los que se supera la potencia nominal. Como se indicaba anteriormente, este funcionamiento a valores de carga superiores a la nominal puede ser debido a un pico de demanda en un ciclo de carga normal, a una sobrecarga de emergencia de corta duración o a una sobrecarga de emergencia de larga duración. A continuación se analizarán las consecuencias generales que tiene sobre el transformador cargarlo por encima de los valores de carga fijados en su placa de características [5]:

- Las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite aumentan, pudiendo alcanzar valores inaceptables.
- La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y con ello provoca un incremento del calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas atravesadas por el flujo.
- La combinación del flujo principal y el de dispersión limitan la posibilidad de sobreexcitar el circuito magnético.
- Las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases tanto en los aislamientos como en el aceite.
- Las bornas, los cambiadores de tomas, los terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas viéndose reducidas sus posibilidades de utilización.

Consecuentemente aumentarán las opciones de fallo del transformador, ya que muchos de sus elementos sufrirán efectos perjudiciales para ellos que podrán provocar fallos tanto a corto plazo como a largo plazo.

Además de los efectos generales que las sobrecargas provocarán sobre el transformador, habrá otras consecuencias que dependerán del tipo de sobrecarga diferenciando entre sobrecargas de emergencia de corta duración (más severas pero que no duran más de media hora) y sobrecargas de emergencia de larga duración (menos severas pero que pueden llegar a durar semanas o incluso meses).



3.3.2 Efectos de las sobrecargas de emergencia de corta duración

En primer lugar se describirán los efectos que tiene sobre el transformador una sobrecarga de emergencia de corta duración, que destacarán por provocar un aumento considerable del calentamiento del conductor que a su vez puede ocasionar una reducción de la rigidez dieléctrica pero que será menos perjudicial que ocasionar una pérdida del servicio que se podría producir si no se sobrecargara el transformador. A continuación se muestran más en detalle las consecuencias de una sobrecarga de emergencia de corta duración [5]:

- Como se apuntaba anteriormente, la rigidez dieléctrica se puede ver reducida debido a la posible presencia de burbujas de gas en las regiones con un gradiente eléctrico elevado, como puede ser el caso de los arrollamientos o las conexiones. Estas burbujas se pueden generar en el aislamiento de papel cuando la temperatura del punto más caliente sobrepasa bruscamente una temperatura crítica que, dependiendo del tipo de transformador, puede estar entre los 140 y los 160° C para un transformador con un contenido de humedad normal (en torno al 2 %). Si el contenido de humedad aumenta, esta temperatura crítica será menor.
- Las burbujas de gas se podrán generar también, ya sea en el aislamiento sólido o en el aceite, en las superficies metálicas que se hayan calentado por el flujo de dispersión o por la sobresaturación del aceite. Sin embargo, hay que considerar que estas burbujas se generarán en zonas con un gradiente eléctrico muy bajo y que tendrán que atravesar zonas con un gradiente eléctrico superior antes para poder causar una reducción significativa de la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Las partes metálicas desnudas que no están en contacto térmico directo con el aislamiento celulósico pero que están en contacto con aislamiento no celulósico (aceite), tienden a alcanzar rápidamente altas temperaturas, se deberá de evitar que sobrepasen los 180° C.

- El deterioro de las partes metálicas ocasionado por las altas temperaturas que deberán de soportar puede llevar consigo una disminución de la capacidad de éstas de soportar esfuerzos de cortocircuito.
- La presión en las bornas puede verse aumentada para corrientes superiores a las nominales pudiendo provocar fugas de aceite en las juntas o incluso un fallo dieléctrico. También puede producirse una acumulación de gases en las bornas si la temperatura de su aislamiento excede de una temperatura crítica que será de 140° C.
- La expansión del aceite podrá ocasionar un desbordamiento del mismo a su paso por el depósito conservador.
- El corte de corrientes demasiado elevadas en el cambiador de tomas puede resultar peligrosa y ocasionar daños en éste.



Todas estos daños que las sobrecargas de emergencia de corta duración provocan sobre el transformador llevarán a que sea necesario establecer unos límites tanto de grado de carga como de temperaturas para las diferentes zonas del transformador, en el apartado 3.5 se detallarán las limitaciones que se establecen en las guías de carga.

3.3.3 Efectos de las sobrecargas de emergencia de larga duración

Las sobrecargas de emergencia de larga duración serán debidas a fallos de equipos o posiciones del sistema que tardarán un tiempo prolongado en poder ser subsanados (como se apuntaba anteriormente pueden durar desde unas semanas hasta meses) y que supondrán para el transformador una aceleración muy acusada de su envejecimiento (principalmente del envejecimiento de su aislamiento). A continuación se muestran los efectos más destacables que este tipo de sobrecargas tienen sobre el transformador:

- A temperaturas más elevadas, se producirá una aceleración en de la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento del conductor. Si este deterioro llega hasta cierto punto, puede reducir la vida efectiva del transformador, sobre todo si éste está sujeto a cortocircuitos externos.
- Otros materiales aislantes (aceite), así como también partes estructurales y los conductores, también pueden sufrir un envejecimiento a temperaturas más elevadas.
- La resistencia de contacto de los cambiadores de tomas puede aumentar con corrientes y temperaturas elevadas y, en casos extremos, podría darse un aumento térmico acelerado.
- Las juntas de las distintas partes del transformador pueden volverse más frágiles a elevadas temperaturas.

Al igual que para el caso de las sobrecargas de corta duración, todos estos efectos que estas sobrecargas tendrán sobre los diferentes elementos del transformador, provocarán que haya que fijar una serie de limitaciones para éstas; en el apartado 3.5 se muestran las que reflejan las distintas guías de carga.

3.3.4 Pérdida de propiedades mecánicas y dieléctricas provocadas por sobrecargas

Los diferentes esfuerzos a los que es sometido el transformador irán mermando su resistencia para soportar determinados esfuerzos lo que hará que su degradación sea cada vez mayor ante las mismas circunstancias que anteriormente no le provocaban prácticamente daños o daños bastante inferiores. Además deberá de ser tenido en cuenta que lo más habitual es la tendencia a crecer de la demanda por lo que el transformador verá aumentado con el tiempo el grado de carga al que tendrá que trabajar. En la figura 3.7 se muestra como envejece un transformador hasta llegar al punto en el que finalmente se produce su pérdida de vida definitiva.

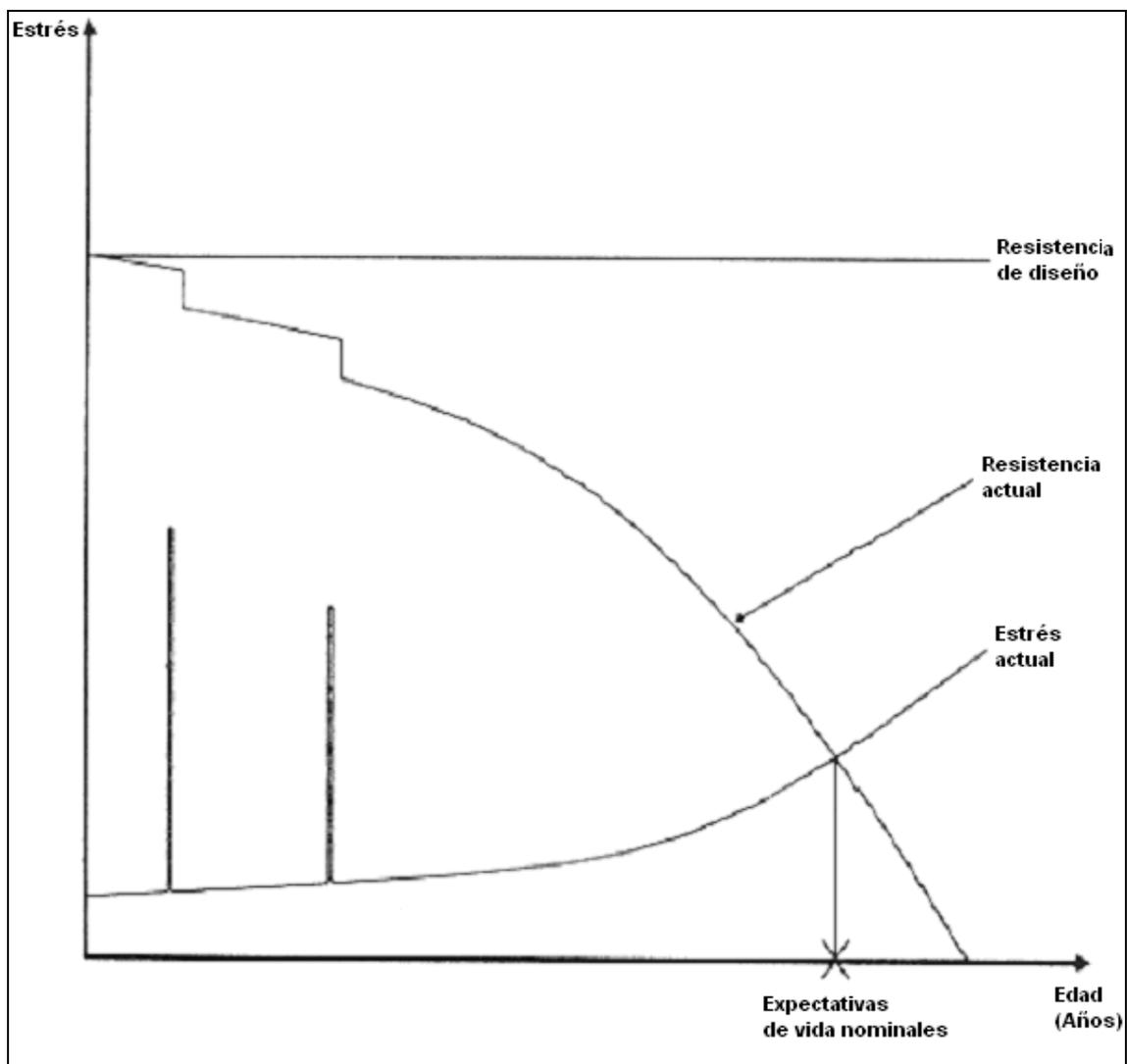


Fig. 3.7 Vida de un transformador en función de los esfuerzos a los que es sometido [7]

Como se puede apreciar en la figura 3.7, en los momentos en los que el transformador es sometido a mayores esfuerzos, se ve reducida considerablemente su resistencia a éstos ya que se aumenta su envejecimiento y/o se producen daños en él. Además, en este supuesto también se aprecia un aumento del estrés al que está sometido el transformador a medida que pasa el tiempo, debido al aumento de la demanda, pero en este caso los esfuerzos a los que se somete al transformador no producen que este deje de funcionar antes de lo previsto ya que su fin de vida coincide con el fin de vida programado. En la figura 3.8 se puede apreciar un caso en el que no ocurre lo mismo:

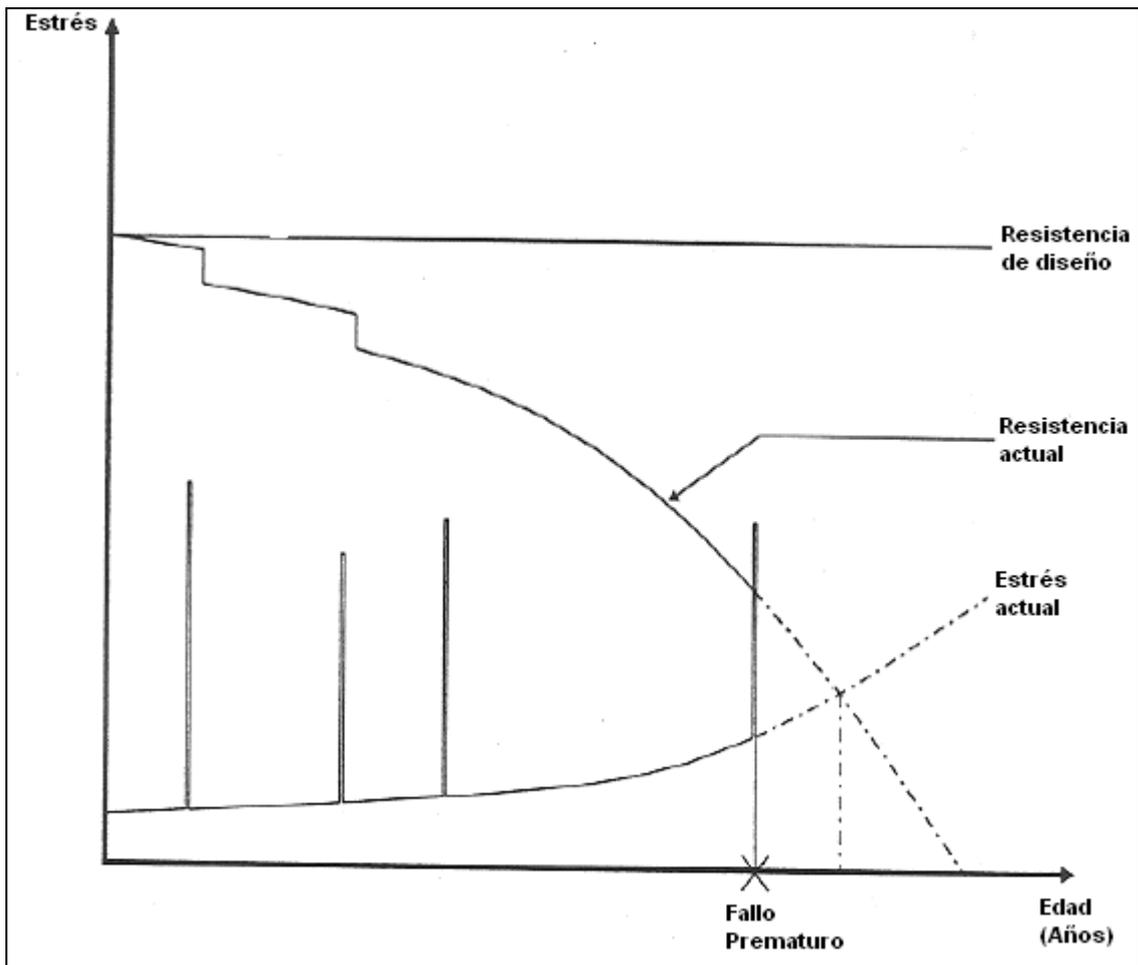


Fig. 3.8 Vida de un transformador en función de los esfuerzos a los que es sometido [7]

Como se ve en la figura 3.8, en este caso el transformador no es capaz de soportar los esfuerzos a los que está sometido y se produce la avería antes del tiempo previsto.

Por último podemos encontrar otro supuesto obtenido de la misma fuente, en el que se muestra como realizando una serie de controles y de acciones de mantenimiento del transformador, que pueden suponer la dotación de elementos adicionales, se puede conseguir que el transformador tenga una vida superior a la estimada.

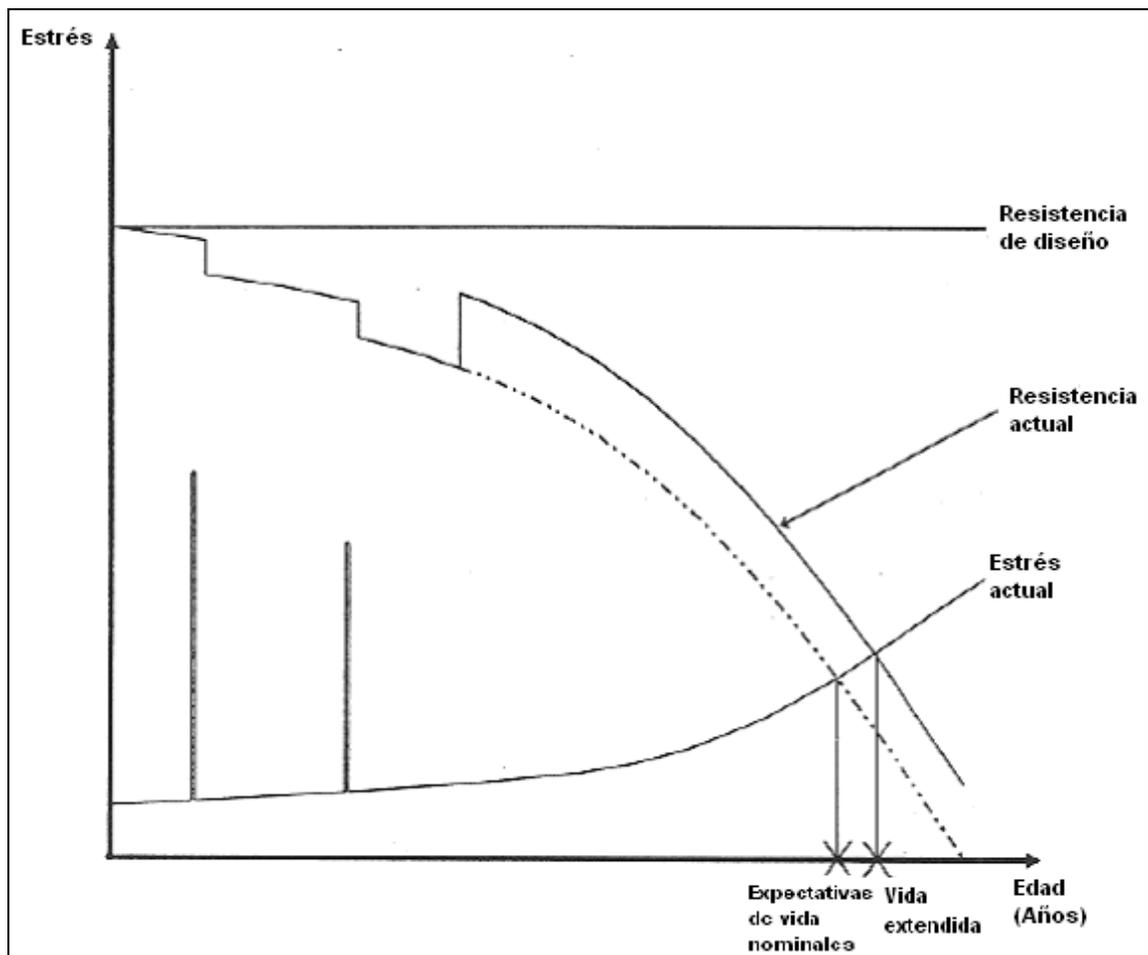


Fig. 3.9 Vida de un transformador en función de los esfuerzos a los que es sometido [7]

En la figura 3.9 se puede apreciar como al realizarle una serie de operaciones de mantenimiento la resistencia del transformador aumenta significativamente siendo el mismo ritmo de bajada el posterior que para los casos anteriores pero alcanzando una duración de vida significativamente mayor.

3.4 Determinación de temperaturas del transformador de potencia

3.4.1 Introducción

Conocer la temperatura de los diferentes puntos del transformador resultará fundamental para poder determinar si éste está trabajando en valores de carga admisibles y de esta forma evitar daños sobre los distintos elementos constructivos que lo componen. Las limitaciones de carga (que serán analizadas en el apartado 3.6) fijan valores tanto de grado de carga, como límites de temperatura (a partir de los cuales se podrán obtener valores de velocidad de envejecimiento máxima admisible) que no se deberán sobrepasar si no se quiere poner en riesgo el correcto funcionamiento de ciertos equipos del transformador. Por lo tanto será fundamental el cálculo del calentamiento de algunas zonas para poder analizar si ese calentamiento se encuentra dentro de valores seguros o no. El objetivo de este apartado es reflejar los métodos de cálculo de temperaturas empleados en [5] y [6] que posteriormente se aplicarán para calcular la temperatura de diferentes zonas del transformador y comprobar si esas temperaturas se encuentran en valores admisibles.

En determinadas circunstancias simplificará mucho los cálculos de temperatura el empleo de ciclos de carga equivalente sustituyendo varios valores de carga a los que trabaja el transformador durante cortos espacios de tiempo por un valor de carga único para un espacio de tiempo mayor. Como se puede apreciar en la figura 3.6 el ciclo de carga (línea continua) alcanzará infinitos valores de potencia a lo largo de un día, pero con el ciclo de carga equivalente (línea discontinua) estos infinitos valores se pueden simplificar a dos.

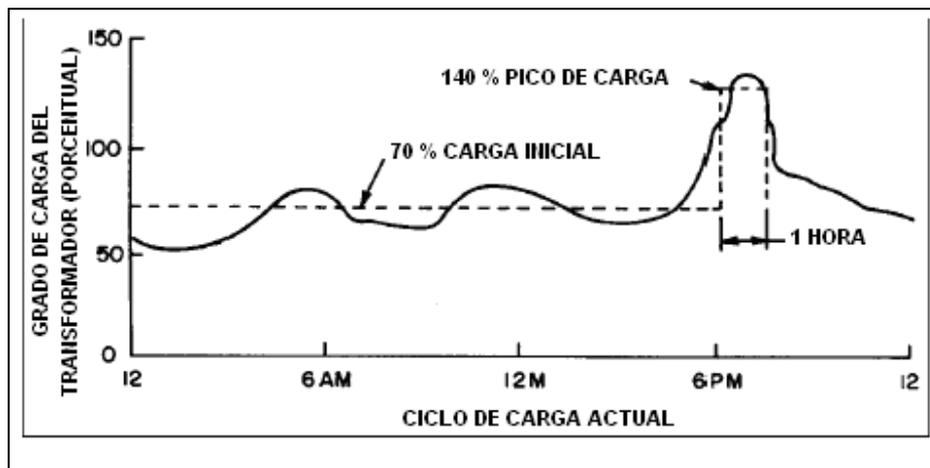


Fig. 3.10 Ciclo de carga y ciclo equivalente de carga de un transformador [6]

Para calcular el ciclo de carga equivalente de un transformador se puede emplear la siguiente ecuación [6]:

$$C_{eq} = \sqrt{\frac{C_1^2 \cdot t_1 + C_2^2 \cdot t_2 + C_3^2 \cdot t_3 + \dots + C_N^2 \cdot t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N}} \quad (3.1)$$

Donde el significado de cada variable es:

C_{eq}	carga equivalente del transformador (en unidades de potencia, de corriente o en % de grado de carga)
C_N	carga del transformador en un periodo de tiempo (en las mismas unidades que se hayan tomado para C_{eq})
t_N	tiempo de duración de un periodo (en minutos u horas)
N	número de periodos para los que se calcula el ciclo equivalente

3.4.2 Método IEC

El método empleado en la guía de carga IEC [5] realiza las siguientes simplificaciones en cuanto a lo que se refiere al perfil de temperaturas de las distintas zonas tanto del aceite como del arrollamiento:

- La temperatura tanto del aceite como de los arrollamientos aumenta linealmente desde la zona inferior hasta la zona superior.
- El calentamiento del conductor a medida que se encuentra en una posición más alta del arrollamiento se va incrementado linealmente y en paralelo con el calentamiento del aceite con una diferencia constante entre ambas rectas: g_r (diferencia entre la temperatura del aceite y la temperatura del arrollamiento).
- La temperatura del punto más caliente será mayor que la temperatura que se obtendría del punto más alto del arrollamiento aplicando lo indicado en el punto anterior. Este cambio para el punto más caliente se emplea para poder cuantificar la distribución irregular de las pérdidas adicionales y otros factores como pueden ser las diferencias en los flujos de aceite o la posibilidad de que haya papel adicional en este punto. Para cuantificar este aumento de temperatura será necesario multiplicar el valor de temperatura que se obtendría para el punto más alto del arrollamiento por una constante que se denominará factor del punto caliente (H). El factor del punto caliente dependerá de parámetros como el

tamaño del transformador, la tensión de cortocircuito porcentual o el diseño del arrollamiento y toma valores que suelen estar entre 1,0 y 2,1. Es posible calcular H a partir de los parámetros comentados anteriormente pero lo más habitual es tomar el valor de 1,1 para transformadores de distribución con una tensión de cortocircuito porcentual inferior al 8% y de 1,3 para transformadores de mediana y gran potencia.

En la figura 3.11 se puede apreciar gráficamente lo indicado respecto al perfil de temperaturas:

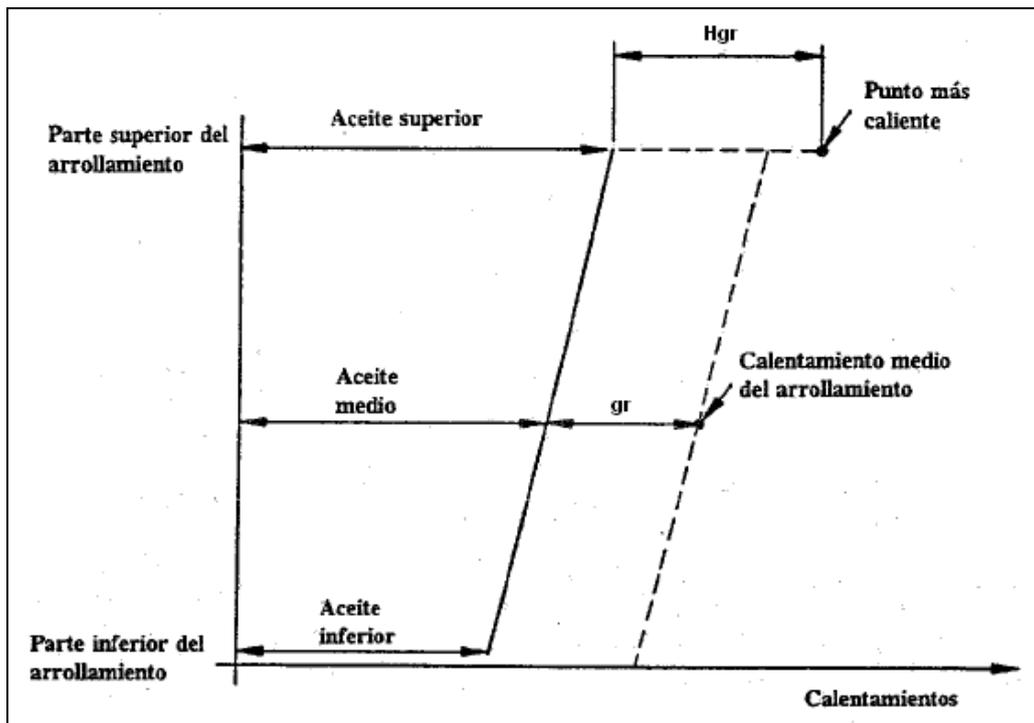


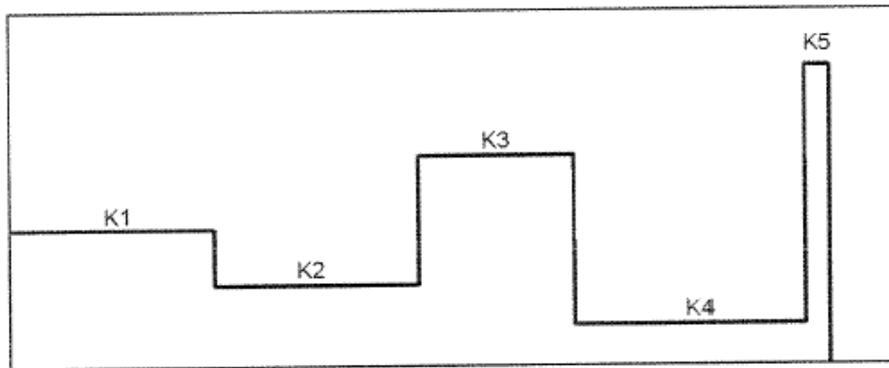
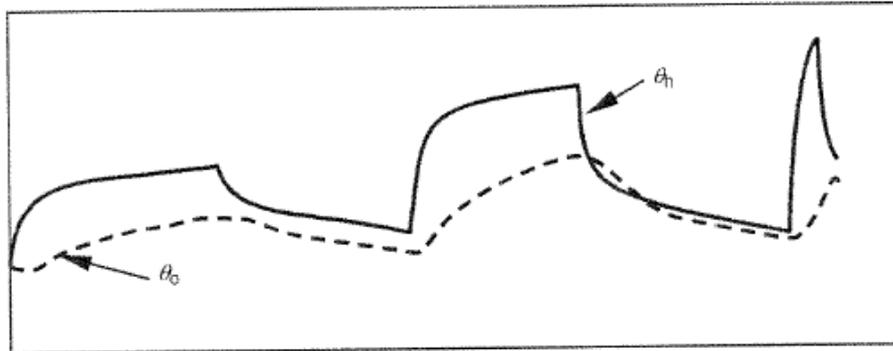
Fig. 3.11 Diagrama térmico del aceite y los arrollamientos de un transformador [4]

Partiendo de la figura 3.11 la norma de calentamiento de transformadores [10] fija unos valores de calentamiento máximos en condiciones normales de funcionamiento que serán de 60 K para la parte superior del aceite, y de 65 K para el punto medio del arrollamiento en el caso de refrigeración ON u OF, siendo este valor de 70 K para el caso de refrigeración OD.

La guía de carga IEC [5] refleja dos métodos para el cálculo de temperaturas del transformador: uno para régimen permanente (método de cálculo exponencial) y otro para cálculos en régimen transitorio. Para los análisis que se realizarán en este proyecto se empleará el método de cálculo de temperaturas en régimen permanente a través del cual se podrá analizar si un ciclo de carga es seguro en referencia a las temperaturas.

La figura 3.12 muestra gráficamente como varía la temperatura tanto del punto más caliente como del aceite en función de diferentes “escalones” o ciclos equivalentes de

carga lo suficientemente grandes (a excepción del ciclo 5) para que las temperaturas alcancen régimen permanente. Estas variaciones están calculadas a partir del método exponencial.



IEC 2313/05

735 min

Donde: $K_1= 1$ $K_2= 0,6$ $K_3= 1,5$ $K_4= 0,3$ $K_5= 2,1$ (grado de carga)

θ_h es la temperatura del punto más caliente
 θ_o es la temperatura del aceite

Fig. 3.12 Evolución de la temperatura ante cambios del valor equivalente de carga [5]

El método exponencial para el cálculo de temperaturas se aplica a partir de las dos ecuaciones siguientes:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \cdot f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + [H \cdot g_r \cdot K^y - \Delta\theta_{hi}] \cdot f_2(t) \quad (3.2)$$



$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \cdot \left[\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right]^x \right\} \cdot f_3(t) + H \cdot g_r \cdot K^y \quad (3.3)$$

Donde el significado de cada variable es:

θ_h	temperatura del punto más caliente [° C]
θ_a	temperatura ambiente [° C]
$\Delta\theta_{oi}$	calentamiento inicial en la superficie del aceite [K]
$\Delta\theta_{or}$	calentamiento en la superficie del aceite con pérdidas nominales [K]
$\Delta\theta_{hi}$	calentamiento inicial del punto más caliente [K]
R	relación entre las pérdidas a potencia nominal y las pérdidas en vacío
K	grado de carga
H	factor del punto caliente
g_r	diferencia entre la temperatura del arrollamiento y la temperatura del aceite [K]
x	exponente de las pérdidas totales (exponente del aceite)
y	exponente del factor de carga (exponente del arrollamiento)

Estas ecuaciones empleadas para el cálculo de la temperatura del punto más caliente a partir del método exponencial serán utilizadas para casos distintos. La ecuación 3.2 se empleará en situaciones en las que un ciclo equivalente tenga un grado de carga superior al ciclo equivalente anterior (o lo que es lo mismo una situación en la que se producirán aumentos en la temperatura) mientras que la ecuación 3.3 se empleará en el caso contrario, es decir, cuando un ciclo equivalente de carga tenga un grado de carga inferior al ciclo equivalente anterior (supuesto en el que se producirá una disminución en la temperatura del punto más caliente).

De los términos que aparecen en las ecuaciones anteriores hay tres que aún no han sido definidos: f_1 , f_2 y f_3 . Para cada una de estas funciones existe una expresión que permite calcularlas y cada una de ellas tiene un cometido en las ecuaciones de cálculo de temperatura del punto más caliente:

- La función $f_1(t)$ describe el incremento relativo de la temperatura de la superficie del aceite en función de un valor constante:

$$f_1 = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} \cdot \tau_0)} \right) \quad (3.4)$$

Donde el significado de cada variable es:

k_{11}	constante que depende del tipo de transformador
----------	---

τ_0 constante de tiempo del aceite

- La función $f_2(t)$ refleja el incremento relativo del calentamiento del punto más caliente en función de un valor constante:

$$f_2 = k_{21} \cdot \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \cdot \tau_w)}\right) - (k_{21} - 1) \cdot \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0/k_{22})}\right) \quad (3.5)$$

Donde el significado de cada variable es:

k_{21} y k_{22} constantes que dependen del tipo de transformador
 τ_w constante de tiempo del arrollamiento

- La función $f_3(t)$ describe la disminución relativa del calentamiento de la superficie del aceite en función de la disminución total:

$$f_3 = e^{(-t)/(k_{11} \cdot \tau_0)} \quad (3.6)$$

Esta guía de carga ofrece una serie de valores estandarizados para algunas de las constantes empleadas en las expresiones mostradas anteriormente:

	Distribution transformers	Medium and large power transformers						
	ONAN	ONAN restricted (see Note)	ONAN	ONAF restricted (see Note)	ONAF	OF restricted (see Note)	OF	OD
Oil exponent x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Winding exponent y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constant k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constant k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constant k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Time constant τ_0	180	210	210	150	150	90	90	90
Time constant τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7

NOTE If a winding of an ON or OF-cooled transformer is zigzag-cooled, a radial spacer thickness of less than 3 mm might cause a restricted oil circulation, i.e. a higher maximum value of the function $f_2(t)$ than obtained by spacers ≥ 3 mm.

Tabla 3.4 Constantes cálculo de temperatura [5]

En la tabla 3.4 se muestra el valor de las constantes estandarizadas en función del tipo de refrigeración y del tamaño del transformador: transformador de distribución (o con una potencia nominal inferior a 2,5 MVA) o transformador de mediana y de gran potencia (con valores de potencia nominal superior).

Para el empleo del valor de temperatura ambiente que se utilizará en la ecuación de cálculo de temperatura del punto más caliente, será posible emplear el valor de temperatura ambiente en tiempo real (en casos de monitorizaciones o vigilancia por sobrecargas de emergencia) o emplear equivalentes como la temperatura media anual (para casos de cálculo de envejecimiento) o la temperatura media del mes más cálido (para cálculos de temperatura máxima del punto más caliente). Para casos en los que la temperatura ambiente varíe de una manera significativa durante un ciclo de carga es recomendable el empleo de una temperatura equivalente (θ_e) para realizar el cálculo de la temperatura media anual, de esta forma se evitan aumentos de envejecimiento no detectados y provocados por errores de estimación de la temperatura ambiente. Para calcular la temperatura equivalente se emplea la siguiente expresión:

$$\theta_e = \theta_{ya} + 0,01 \cdot [2 \cdot (\theta_{ma_max} - \theta_{ya})]^{1,85} \quad (3.7)$$

Donde:

θ_{ya}	es la temperatura media mensual del mes más cálido [° C]
θ_{ma_max}	es la temperatura media anual [° C]

La aplicación informática desarrollada permitirá al usuario seleccionar manualmente el valor de temperatura propio de la instalación en la que se encuentre el transformador.

3.4.3 Método IEEE

La guía de carga IEEE [6] parte de la siguiente ecuación para determinar la temperatura del punto más caliente del transformador:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (3.8)$$

Donde el significado de cada variable es:

θ_H	temperatura del punto más caliente [° C]
$\Delta\theta_{TO}$	calentamiento de la superficie del aceite [K]
$\Delta\theta_H$	calentamiento del punto más caliente [K]

Para calcular la temperatura del punto más caliente será necesario conocer, por tanto, tanto el calentamiento de la superficie del aceite como el calentamiento del punto más caliente además de la temperatura ambiente. A continuación se reflejarán los métodos que se proponen en esta guía para determinar el valor de ambas magnitudes.

Calentamiento de la superficie del aceite

El calentamiento en la superficie del aceite se calculará a partir de:

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-1}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (3.9)$$

Donde cada variable indica:

$\Delta\theta_{TO,U}$	calentamiento final de la superficie del aceite [K]
$\Delta\theta_{TO,i}$	calentamiento inicial de la superficie del aceite [K]
τ_{TO}	constante de tiempo del aceite

El calentamiento inicial de la superficie del aceite se puede calcular de la siguiente forma:

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \cdot \left[\frac{(K_i^2 \cdot R + 1)}{(R + 1)}\right]^n \quad (3.10)$$

Donde el significado de cada variable es:

$\Delta\theta_{TO,R}$	calentamiento de la superficie del aceite a potencia nominal [K]
K_i	grado de carga inicial del transformador
R	relación entre las pérdidas a potencia nominal y las pérdidas en vacío
n	exponente de variación del calentamiento del aceite

El calentamiento final de la superficie del aceite será el siguiente:

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \cdot \left[\frac{(K_U^2 \cdot R + 1)}{(R + 1)}\right]^n \quad (3.11)$$

Donde el significado de cada variable es:

K_U grado de carga final del transformador

La guía de carga IEEE [6] no establece valores estandarizados para la constante de tiempo del aceite, por lo tanto será necesario calcularla, para ello habrá que calcular en primer lugar la constante para potencia nominal y a partir de ésta se podrá calcular la constante de tiempo para el grado de carga al que esté trabajando el transformador:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \cdot \Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (3.12)$$

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \cdot \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (3.13)$$

Donde el significado de cada variable es:

$\tau_{TO,R}$ constante de tiempo del aceite a potencia nominal
 C capacidad térmica del transformador [Wh /° C]
 $P_{T,R}$ pérdidas totales a potencia nominal [W]

La capacidad térmica del transformador dependerá de parámetros como el tipo de refrigeración de la que esté dotado, del peso del núcleo de hierro, del peso de la cuba o el volumen de aceite que baña la cuba. A partir de todos estos aspectos se podrá calcular la capacidad térmica:

- Para el caso de transformadores con refrigeración ONAN u ONAF:

$$C = 0.0272 (\text{peso del hierro y arrollamientos en kg.}) + 0,01814 (\text{peso cuba y accesorios en kg.}) + 5,034 (\text{litros aceite})$$

- Para el caso de transformadores con refrigeración con circulación forzada del aceite (tanto dirigida como no dirigida).

$$C = 0.0272 (\text{peso del hierro y arrollamientos en kg.}) + 0,0272 (\text{peso cuba y accesorios en kg.}) + 7,305 (\text{litros aceite})$$

Calentamiento del punto más caliente del arrollamiento

Para el cálculo del calentamiento del punto más caliente del arrollamiento se utilizará la siguiente ecuación:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (3.14)$$

Donde el significado de cada variable es:

$\Delta\theta_H$	calentamiento del punto más caliente [K]
$\Delta\theta_{H,U}$	calentamiento final del punto más caliente [K]
$\Delta\theta_{H,i}$	calentamiento inicial del punto más caliente
τ_w	constante de tiempo del arrollamiento

El calentamiento tanto inicial como final del punto más caliente se podrá obtener a partir de las siguientes expresiones:

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} \cdot K_i^{2m} \quad (3.15)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} \cdot K_u^{2m} \quad (3.16)$$

Donde:

$\Delta\theta_{H,R}$	es el calentamiento del punto más caliente a potencia nominal
K_i	es el grado de carga inicial del transformador
K_u	es el grado de carga final del transformador
R	es la relación entre las pérdidas a potencia nominal y las pérdidas en vacío
m	es el exponente de variación del calentamiento del arrollamiento

El calentamiento del punto más caliente a potencia nominal seguirá la siguiente expresión:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad (3.17)$$

Donde:

$\Delta\theta_{H/A,R}$ es el calentamiento del punto más caliente del arrollamiento sobre el ambiente a potencia nominal: se tomará el valor de 80 ° C para transformadores con un calentamiento medio del punto más caliente de 65° C y se tomará un valor de 65° C para un calentamiento medio del punto más caliente de 55° C.

$\Delta\theta_{TO,R}$ es el calentamiento de la superficie del aceite a potencia nominal.

Los exponentes tanto de variación del calentamiento del aceite como de variación del calentamiento del arrollamiento se obtendrán de los valores de la tabla 3.5:

Tipo de refrigeración	m	n
ONAN	0,8	0,8
ONAF	0,8	0,9
OF	0,8	0,9
OD	1,0	1,0

Tabla 3.5 Constantes cálculo de temperatura

3.4.4 Comparación entre métodos térmicos IEC e IEEE

Una vez expuestos los dos métodos de cálculos de temperatura utilizados en las principales guías de carga de transformadores de potencia, resulta interesante comparar ambos métodos entre sí y a su vez con una medición real de temperatura en un transformador. Aunque en los análisis posteriores se utilizarán ambos métodos para realizar los cálculos de temperatura necesarios, sí que resultará importante conocer los puntos fuertes de cada uno de los dos métodos.

La comparación de los cálculos y la medición está tomada de [8], en ella se realizan cálculos de la temperatura del punto más caliente, para diferentes grados de carga a los que se someterá al transformador, a partir de los métodos expuestos en las guías de carga [5] y [6] además de realizar una medición de la temperatura del punto más caliente del arrollamiento mediante fibra óptica para el caso de un transformador con una potencia nominal de 400 MVA y unas tensiones en el primario y en el secundario de 120 kV y 410 kV respectivamente. A continuación se muestra los resultados obtenidos para cada uno de los arrollamientos, así como las curvas procedentes de éstos:

Arrollamiento Transformador Aislamiento	Temperatura ambiente (° C)	Grado de carga (p.u.) / Tiempo (min)	Temperatura del punto más caliente (° C)		
			Método IEEE	Método IEC	Medida
120 kV 400 MVA ONAF	24,0	1,00 / 299	77,2	81,5	80,3
	24,5	0,65 / 606	56,9	55,0	64,9
	25,8	1,60 / 782	127,4	140,2	121,3
	25,0	1,60 / Permanente	138,1	140,9	132,4
410 kV 400 MVA ONAF	24,0	1,00 / 299	74,5	79,4	76,6
	24,5	0,65 / 606	55,4	54,0	57,3
	25,8	1,60 / 782	124,0	134,4	127,2
	25,0	1,60 / Permanente	134,9	137,2	140,0

Tabla 3.6 Comparación de temperaturas calculadas y medidas para los dos arrollamientos un transformador trabajando a distintos grados de carga [8]

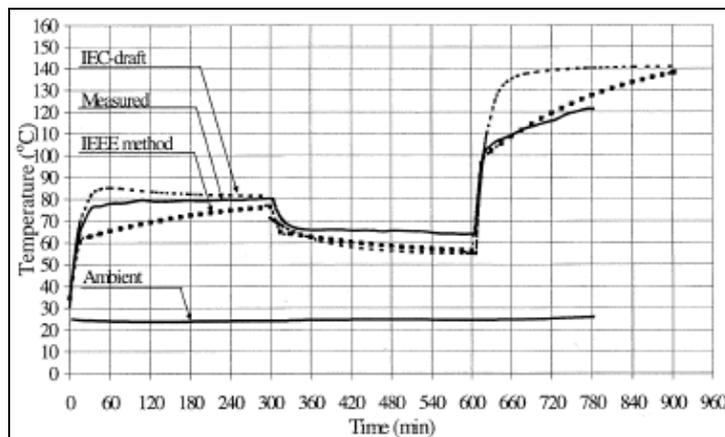


Fig. 3.13 Evolución de la temperatura del punto más caliente del arrollamiento de 120 kV según distintos métodos y para los siguientes grados de carga: 1,00 p.u. (5 h), 0,65 p.u. (5 h), 1,60 (3 h). [8]

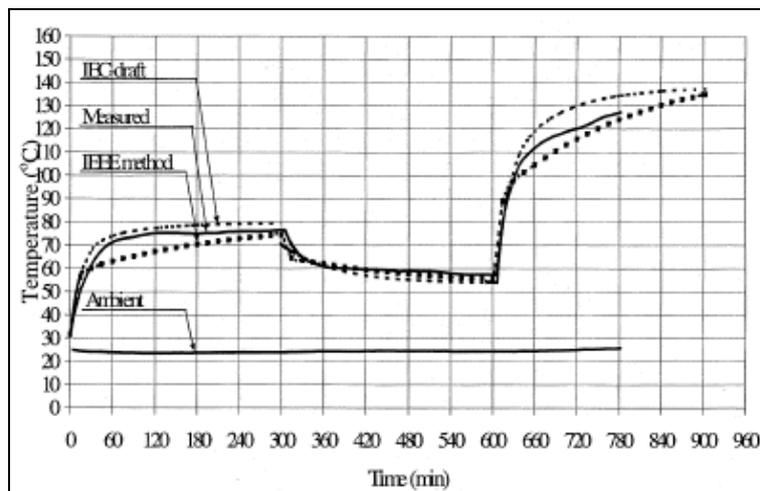


Fig. 3.14 Evolución de la temperatura del punto más caliente del arrollamiento de 410 kV según distintos métodos y para los siguientes grados de carga: 1,00 p.u. (5 h), 0,65 p.u. (5 h), 1,60 (3 h). [8]

En la referencia [8] se realiza un análisis similar al anterior para el caso de un transformador de una potencia superior (605 MVA). En este caso se analiza tan solo el arrollamiento de alta tensión y el grado de carga máximo al que se le somete al transformador es de 1,3 p.u. (un grado de carga superior a éste para un transformador de este nivel de potencia resultaría peligroso):

Arrollamiento Transformador Aislamiento	Temperatura ambiente (° C)	Grado de carga (p.u.) / Tiempo (min)	Temperatura del puto más caliente (° C)		
			Método IEEE	Método IEC	Medida
AT 605 MVA OFAF	29,0	1,00 / 302	91,4	93,7	94,5
	29,8	0,65 / 606	65,3	62,8	68,9
	26,5	1,30 / 663	106,6	113,3	115,8

Tabla 3.7 Comparación de temperaturas calculadas y medidas para el arrollamiento de alta tensión de un transformador trabajando a distintos grados de carga [8]

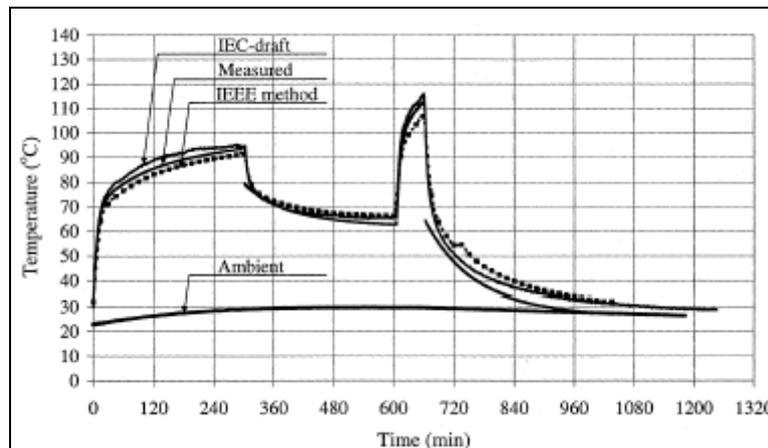


Fig. 3.15 Evolución de la temperatura del punto más caliente del arrollamiento de AT según distintos métodos y para los siguientes grados de carga: 1,00 p.u. (5 h), 0,65 p.u. (5 h), 1,30 (0,83 h), 0,00 p.u. [8]

Una vez mostrados los datos obtenidos en el estudio realizado en [8] se puede analizar la eficacia de los métodos de cálculo de temperatura descritos en apartados anteriores.

Si un aspecto queda patente es como el método IEC en la mayoría de los casos ofrece unos valores de temperatura más conservadores que el método IEEE (lo que ayudará a “cuidar” en mayor medida el aislamiento del transformador). El problema de obtener estos valores de temperatura más conservadores radica en que en algunos casos se obtienen valores de temperatura muy superiores a los reales, lo que hará que los envejecimientos calculados sean ficticios. En cualquier caso los valores obtenidos son muy cercanos a los reales (como se puede apreciar en las gráficas).

En cuanto al método IEEE, existe un mayor riesgo de que el valor de temperatura calculado sea inferior al real (en nueve de los once casos analizados ocurre éste hecho frente al método IEC en el que ocurre en seis ocasiones pero con una menor diferencia).



Pero tiene la ventaja de no ofrecer valores excesivamente conservadores en casos en los que se observa como lo métodos de cálculo ofrecen valores de temperatura superiores al real (por ejemplo en el arrollamiento de baja tensión del transformador de 400 MVA a 1,60 p.u. durante 606 minutos). Como regla general, este método permite obtener valores bastante cercanos a los reales por lo que puede ser empleado, tomando sus valores como válidos para realizar cálculos de envejecimiento.

La aplicación informática diseñada, para poder optimizar al máximo el cálculo de las velocidades de envejecimiento, permitirá al usuario seleccionar el método de cálculo deseado.

3.5 Envejecimiento del aislamiento sólido

La pérdida de vida del aislamiento está asociada a la pérdida de vida del transformador, ya que, normalmente, cuando la vida útil de un transformador llega a su fin casi siempre suele ser debido a que ha acabado la vida útil de su aislamiento. Resulta fundamental, por lo tanto, analizar cómo se produce el envejecimiento del aislamiento para poder, en apartados posteriores, determinar a qué valores de carga podrá trabajar un transformador sin dañar en exceso su aislamiento y ver con ello reducida drásticamente su vida útil.

El envejecimiento del aislamiento dependerá de una multitud de parámetros como pueden ser la temperatura, la humedad, la cantidad de oxígeno presente o la cantidad de ácidos que haya absorbido. Para realizar un análisis genérico del envejecimiento del aislante se aplicará un modelo térmico ya que el resto de parámetros anteriormente comentados se referirán a casos concretos que deberán de ser particularmente analizados en cada transformador, dependiendo de una serie de características propias. Dentro de este análisis dependiente de las temperaturas, habrá que tomar la temperatura más alta a la que estará sometido el aislamiento (temperatura del punto más caliente del arrollamiento) para así poder abordar el caso más desfavorable de envejecimiento.

El modelo del envejecimiento térmico parte de la ley de Arrhenius, que refleja la duración de la vida de un material en función de dos constantes propias del material y de la temperatura que ha de soportar, permite calcular la duración de la vida del aislamiento de la siguiente forma [1]:

$$L = e^{(\alpha + \beta/T)} \quad (3.18)$$



Donde: L es la duración de la vida del material
 α y β son constantes dependientes del material
 T es la temperatura de trabajo del material en grados Kelvin

A partir de esta expresión se puede deducir que por cada 6 K de aumento en la temperatura de aislamiento, la vida de un aislante se vería reducida a la mitad.

Para variaciones pequeñas de temperatura se puede emplear una simplificación de la ecuación anterior dada por Motsinger [1]:

$$L = e^{-\rho\theta} \quad (3.19)$$

Donde: ρ es una constante dependiente del material
 θ es la temperatura de trabajo del material en grados centígrados

Es difícil determinar la duración de vida exacta de un aislamiento o fijar cuando deja de ser útil, por lo tanto resulta complejo aplicar en los modelos de envejecimiento del aislamiento las expresiones mostradas anteriormente. Resultará más clarificador hablar de la velocidad relativa de envejecimiento del aislante [1]:

$$V = \frac{\text{velocidad de envejecimiento a } \theta_h}{\text{velocidad de envejecimiento a } \theta_h = 98^\circ \text{C}} \quad (3.20)$$

Donde: V es la velocidad de envejecimiento relativa
 θ_h es la temperatura del punto más caliente del arrollamiento

Teniendo en cuenta los tipos de papel empleado, papel Kraft o papel térmicamente mejorado, hay dos expresiones diferentes para calcular la velocidad relativa de envejecimiento del aislamiento [5]:

Papel Kraft:
$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (3.21)$$

Papel térmicamente mejorado:
$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad (3.22)$$



Atendiendo estas expresiones, se puede obtener una velocidad relativa de envejecimiento de 1 para una temperatura de 98° C en el caso del papel Kraft normal y de 110° C para el caso del papel de térmicamente mejorado.

Para calcular la pérdida de vida total del aislamiento en un determinado periodo de tiempo se empleará la siguiente expresión [5]:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \approx \sum_{n=1}^N V_n \cdot t_n \quad (3.23)$$

Donde el significado de cada variable es:

L	pérdida de vida del aislamiento
V	envejecimiento relativo del aislamiento
t _n	intervalo de tiempo n
n	número de cada intervalo de tiempo
N	número total de intervalos en el período considerado

Un parámetro que será muy importante a la hora de evaluar las sobrecargas es la velocidad equivalente de envejecimiento durante un periodo de tiempo determinado [6]:

$$V_{eq} = \frac{\sum_{n=1}^N V_n \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.24)$$

A partir de la velocidad equivalente de envejecimiento es posible calcular la proporción de vida útil de aislamiento que se ha perdido en ese periodo de tiempo determinado [6]:

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{V_{eq} \cdot t \cdot 100}{\text{Vida normal del aislamiento}} \quad (3.25)$$

La vida normal del aislamiento estará asimilada a la vida normal del transformador, dato que deberá aportar el fabricante.



3.6 Límites de cargabilidad de los transformadores de potencia

3.6.1 Limitaciones generales

Es importante, antes de comenzar a describir los límites de cargabilidad que tendrá un transformador de potencia, hacer una diferenciación de transformadores en función de la potencia nominal que tengan ya que, como se argumentaba en el apartado 3.1, el tamaño del transformador será un parámetro muy importante a la hora de determinar la cargabilidad y sobre todo las posibilidades de sobrecargar un transformador. En función de la potencia nominal podremos encontrarnos con tres tipos de transformadores a efectos de cargabilidad [6]:

- Transformadores de distribución: son aquellos que no superarán una potencia nominal de 2500 kVA entre las tres fases o una potencia de 833 kVA por cada una de las fases.
- Transformadores de media potencia: este tipo de transformadores tendrán una potencia nominal que no excederá los 100 MVA entre las tres fases o 33,3 MVA para una fase.
- Transformadores de gran potencia: serán todos aquellos transformadores con una potencia nominal superior a los transformadores de media potencia.

Una vez definidos tanto los tipos de sobrecarga (ver apartado 3.2) como los tipos de transformadores a efectos de éstas, se puede mostrar la tabla 3.8 con los límites de corriente y temperatura que fijan las guías de carga IEC [5] e IEEE [6] y de los que derivarán los límites de cargabilidad de los transformadores:



Parámetro	Transformadores de distribución		Transformadores de media potencia		Transformadores de gran potencia	
	IEC	IEEE	IEC	IEEE	IEC	IEEE
Ciclo de carga normal						
Corriente (p.u.)	1,5	-	1,5	-	1,3	-
Temperatura del punto más caliente y de las partes en contacto con el aislamiento sólido (° C)	120	-	120	-	120	120
Temperatura de otras partes metálicas (° C)	140	-	140	-	140	140
Temperatura de la superficie del aceite (° C)	105	-	105	-	105	105
Sobrecarga programada						
Corriente (p.u.)	-	-	-	-	-	-
Temperatura del punto más caliente y de las partes en contacto con el aislamiento sólido (° C)	-	-	-	-	-	130
Temperatura de otras partes metálicas (° C)	-	-	-	-	-	150
Temperatura de la superficie del aceite (° C)	-	-	-	-	-	110
Sobrecarga de emergencia de larga duración						
Corriente (p.u.)	1,8	-	1,5	-	1,3	-
Temperatura del punto más caliente y de las partes en contacto con el aislamiento sólido (° C)	140	-	140	-	140	140
Temperatura de otras partes metálicas (° C)	160	-	160	-	160	160
Temperatura de la superficie del aceite (° C)	115	-	115	-	115	110
Sobrecarga de emergencia de corta duración						
Corriente (p.u.)	2,0	3,0	1,8	-	1,5	2,0
Temperatura del punto más caliente y de las partes en contacto con el aislamiento sólido (° C)	-	200	160	-	160	180
Temperatura de otras partes metálicas (° C)	-	-	180	-	180	200
Temperatura de la superficie del aceite (° C)	-	120	115	-	115	110

Tabla 3.7 Limitaciones de corriente y temperatura según las guías [5] y [6]



En la tabla se pueden apreciar diferencias entre ambas guías de carga, como por ejemplo como la norma IEEE no establece distinción entre transformadores de media y gran potencia o como la norma IEC no contempla las sobrecargas programadas sino que las supone dentro de las sobrecargas propias del ciclo de carga normal.

Es importante resaltar que las limitaciones mostradas en la tabla no deben de ser coincidentes para que el transformador se encuentre en regímenes de carga inaceptables: con que uno de los valores supere el límite establecido, ya sea de temperatura o ya sea de grado de carga, el transformador estará funcionando en unas condiciones que no serán permisibles ya que el riesgo de avería será muy elevado. En el siguiente apartado se analizarán otra serie de limitaciones más específicas y que pueden limitar aún más que los valores mostrados en la tabla anterior.

3.6.2 Otras limitaciones

Los límites de corriente y de temperatura mostrados en la tabla no deberán de ser sobrepasados si se pretende mantener el transformador en condiciones de seguridad. Las guías de carga aseguran que no sobrepasando esos valores el riesgo de fallo grave en el transformador es mínimo. Habrá que tener en cuenta que a temperaturas del punto más caliente superiores a 140° C se podrán producir burbujas de gas que deterioren el sistema de aislamiento.

Aparte de las limitaciones mencionadas en la tabla, deberá de ser considerado el riesgo que puede suponer para otros elementos constructivos, como puede ser el caso de las bornas, conexiones o de los terminales de cable los cuales a corrientes superiores al 50% de la nominal pueden sufrir daños importantes.

Como se apuntaba en el apartado 3.1.1 el tamaño y el nivel de potencia del transformador será un parámetro importante para definir su cargabilidad, en él se apuntaban algunos aspectos que limitaban las sobrecargas en los transformadores de gran potencia. Deberá de prestarse, por lo tanto, especial atención en los transformadores de gran potencia a aspectos como el riesgo que puede suponer un aumento del flujo común que provocará a su vez un aumento del flujo disperso llevando consigo también un incremento de las corrientes de Foucault en las distintas partes metálicas del transformador, lo que puede ocasionar aumentos importantes de temperatura, además deberá de ser tenido en cuenta que una degradación de las propiedades mecánicas puede resultar más severa en el caso de transformadores de gran potencia. Por último, el cálculo de temperaturas será menos preciso para transformadores de gran potencia de lo que es para transformadores pequeños, por lo tanto existirá el riesgo (que deberá ser considerado) de que los valores de temperatura calculados no sean muy precisos y por lo tanto en el peor de los casos se esté degradando más el transformador de lo que sería previsible para los cálculos realizados.



4. COBERTURA DE LA DEMANDA DE FORMA SEGURA EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Introducción

El objetivo del presente apartado es analizar el entorno en el que se encontrarán los transformadores de los que se analizará la cargabilidad en apartados posteriores así como describir qué demanda deberán cubrir y como se efectuará esa cobertura de una forma segura (es decir, como deberá dimensionarse la red para poder cubrir fallos simples). Conocer el tipo de red a la que se conectan, la arquitectura de ésta, los posibles apoyos que puede recibir en caso de fallo así como los que deberá ofrecer en caso de fallo de otro elemento resultará fundamental para poder efectuar los estudios de cargabilidad que se van a realizar. Además se definirán los indicadores que se emplearán en apartados posteriores para cuantificar todos los aspectos relativos a la cargabilidad del transformador.

Los modelos tanto de explotación como de arquitectura de las redes de alta tensión y media tensión son los que aplica Unión Fenosa Distribución tanto en el diseño como en la operación de su red. Se han tomado estos modelos ya que los estudios de cargabilidad que se realizarán posteriormente serán de transformadores pertenecientes a la red de Unión Fenosa Distribución (en adelante denominada UFD).

En este apartado, por lo tanto, se describirán lo siguientes aspectos:

- Criterios de la arquitectura de red
- Esquemas tipo y modo de explotación de subestaciones
- Criterios de seguridad en el dimensionamiento de los transformadores de una red
- Indicadores de cargabilidad que se emplearán en apartados posteriores.

4.2 Arquitectura de red

La arquitectura de red, es decir la estructura topológica de cómo se interconectan las instalaciones eléctricas de una determinada compañía, deberá ser claramente diferenciada en función del nivel de tensión (y por consecuencia con su función dentro del sistema), debiéndose de realizar una clara distinción entre la arquitectura de la red de alta tensión y la arquitectura de la red de media tensión.



4.2.1 Arquitectura de la red de alta tensión

Describir la arquitectura de la red de alta tensión resultará fundamental, ya que todos los transformadores de los que se realizarán análisis de cargabilidad se encontrarán instalados en este tipo de red.

La red de alta tensión de UFD tendrá tensiones nominales normalizadas de 45, 66, 132 y 220 kV.

La estructura de la red de alta tensión de UFD será mallada, siendo su explotación siempre mallada para el caso de redes de tensión de 132 y 220 kV y preferentemente mallada para las redes de 66 y 45 kV ya que en este tipo de redes circunstancias como la superación de la intensidad nominal o de cortocircuito de algún elemento o la existencia de recirculaciones debidas a mallas paralelas pueden ser motivos suficientes para que sean explotadas de forma radial.

La arquitectura de la red de alta tensión estará diseñada de tal forma que se cumplan los siguientes criterios de fiabilidad:

- Ante el fallo simple de un elemento (situación N-1), entendiéndose por un elemento una línea o un transformador, y ante una condición de carga lo más desfavorable posible la red deberá ser capaz de abastecer a todo el mercado, sin superar nunca el 120% de la corriente nominal tanto el caso de las líneas aéreas de 132, 66 y 45 kV como en el caso de transformadores de tensión primaria 132, 66 y 45 kV, el 115% de la corriente nominal en líneas aéreas de 220 kV, el 110% de la corriente nominal en transformadores con tensión primaria de 220 kV ni se deberá superar el valor de corriente nominal en las líneas subterráneas.
- En el supuesto de fallo de barras para el caso de una subestación con barra simple este fallo se cubrirá mediante equipos móviles y mediante el apoyo de redes de tensión inferior. Si el fallo se produce en una subestación de doble barra, la barra que está disponible podrá asumir todo el servicio ya que el diseño de la aparamenta permitirá pasar toda la explotación a la barra que no ha sufrido el fallo.
- En caso de fallo de más de un elemento (situación de fallo superior a N-1) se podrá recuperar un mínimo del 60% del mercado a través de media tensión.

Existen una serie de estructuras preferentes que se emplearán para alcanzar los objetivos descritos anteriormente, estas estructuras son las siguientes:

- Puente: esta estructura está formada por dos circuitos que parten de un nudo mallado (punto de la red en el que confluyen tres o más alimentaciones) distinto. Cada uno de estos circuitos alimentará a una o a varias subestaciones, coincidentes en un nudo frontera, la explotación en este nudo podrá ser radial o

mallada. Ante un fallo N-1, la capacidad de transporte de los circuitos permitirá alimentar a todas las subestaciones.

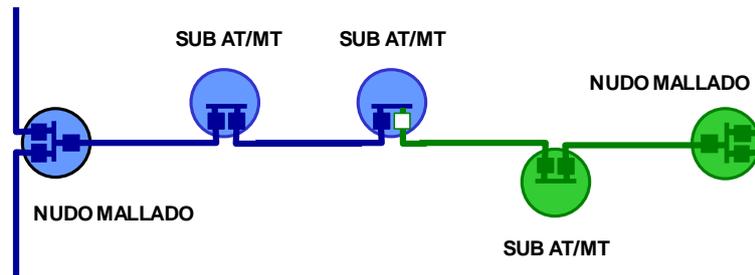


Fig. 4.1 Estructura de red en puente [12]

- Antena: esta estructura consistirá en la alimentación única de una o varias subestaciones desde un nudo. Se empleará tan sólo en niveles de tensión de 45, 66 y 132 kV cuando se pueda cumplir la situación N-1 a través de socorro por media tensión o cuando la demanda máxima sea inferior a 4 MVA.

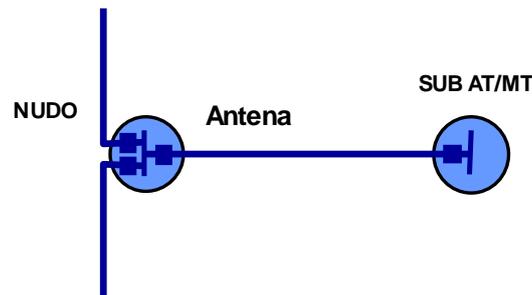


Fig. 4.2 Estructura de red en antena [12]

En la red de UFD, también se encontrará otras estructuras, que aunque no serán las preferentes, también se encuentran presentes en las distintas redes:

- Bucle: en esta estructura un mismo circuito tiene origen y final en un nudo mallado alimentando en ese trayecto a una o a varias subestaciones. La capacidad de transporte del circuito permitirá abastecer a cada una de las subestaciones con las que se conecta.

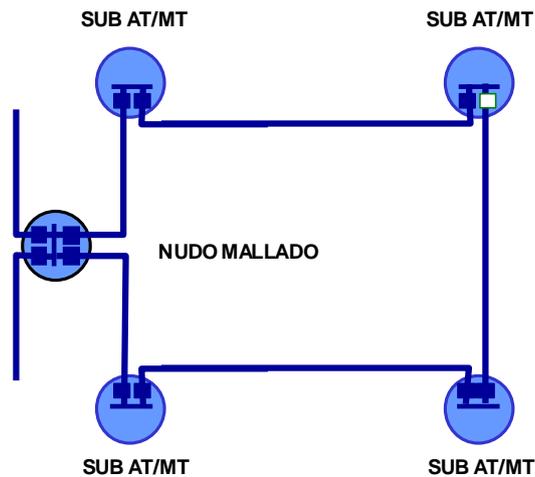


Fig. 4.3 Estructura de red en bucle [12]

- Derivación en "T": similar a la estructura en antena, con la diferencia de que la alimentación única se realiza mediante una línea de alta tensión que se conectará entre dos nudos, y no conectándose a un nudo. Deberá de cumplir los criterios de seguridad fijados para una estructura en antena. Esta estructura es sólo válida para redes de 45 y 66 kV y solo para el caso de instalaciones existentes o para instalaciones provisionales.

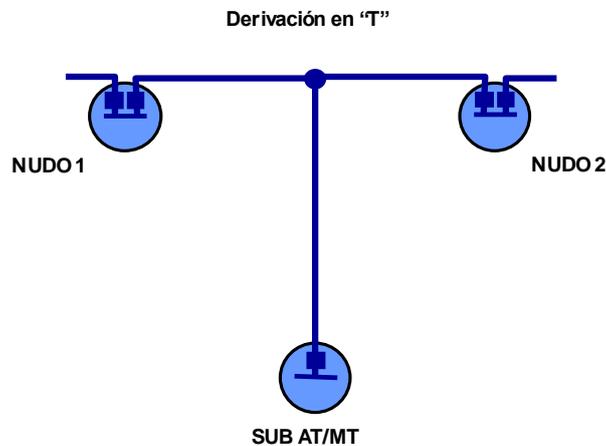


Fig. 4.4 Estructura de una derivación en "T" [12]

4.2.2 Arquitectura de la red de media tensión

La descripción de la arquitectura de red de media tensión no resultará tan importante como la de la red de alta tensión, ya que los transformadores propios de esta red no serán analizados, pero sí que será conveniente conocer a grandes rasgos la arquitectura de este tipo de red, sobre todo ante casos de análisis de cargabilidad de transformadores

AT/MT, en los que ante el fallo de uno de ellos puede ser necesario el apoyo a través de la red de media tensión.

Las tensiones nominales preferentes de la red de media tensión de UFD serán de 15 y de 20 kV.

La estructura de la red de media tensión tendrá carácter mallado en zonas urbanas (normalmente con cables subterráneos) mientras que para el caso de zonas rurales su topología será radial (normalmente con líneas aéreas). La explotación de la red será, por motivos de seguridad y de simplicidad en la operación, radial en ambos casos.

En redes de media tensión urbanas las estructuras existentes podrán tener una topología mallada sencilla, como en el caso de la estructura en pétalo (estructura predominante en el caso de poblaciones pequeñas con el calificativo de urbanas) o del pétalo apoyado, o podrán tener una topología un poco más compleja como ocurre en el caso del huso, o la espiga (estructuras que cuentan con centros de reflexión y con cables auxiliares o cables cero destinados a alimentar a cada uno de los centros de transformación pertenecientes al esquema). Tanto el huso como la espiga tienen sus respectivas variantes apoyadas en las cuales los circuitos de la estructura parten de distintos puntos de alimentación (subestaciones AT/MT). En las figuras 4.5, 4.6, y 4.7 se muestran las estructuras en pétalo, huso y espiga respectivamente, en estos esquemas el círculo grande representa la subestación, los círculos pequeños representan elementos de maniobra y los cuadrados representa centros de reflexión o centros de transformación.

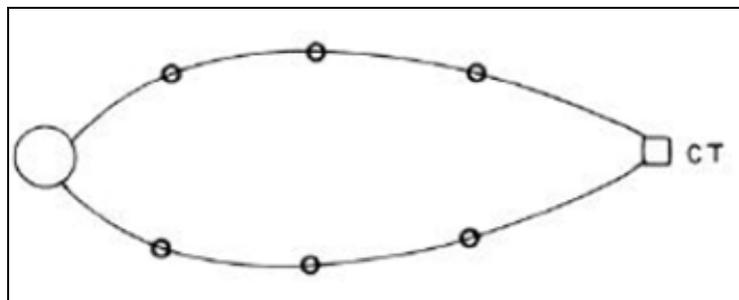


Fig. 4.5 Estructura de red en pétalo [13]

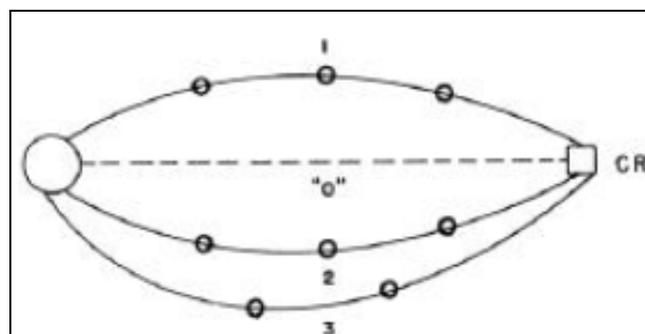


Fig. 4.6 Estructura de red en huso [13]

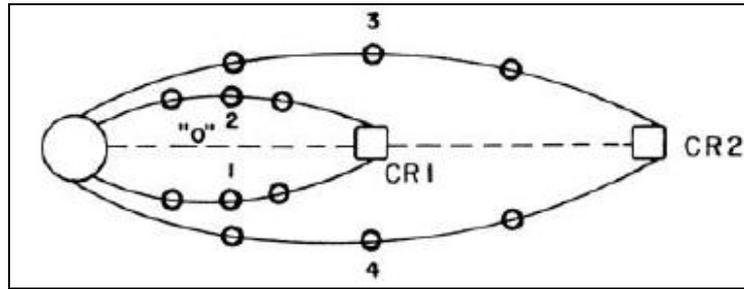


Fig. 4.7 Estructura de red en espiga [13]

La arquitectura de las redes de media tensión rurales, como se indicaba anteriormente, tendrá carácter radial y su estructura estará formada por una línea principal que partirá de una subestación AT/MT y que a su vez estará conectada a otra línea principal en un punto frontera (en explotación normal abierto), una serie de líneas derivadas (que partirán de la línea principal y que alimentarán a un determinado mercado) y conjuntos de racimos (circuito que alimenta a una serie de centros de transformación).

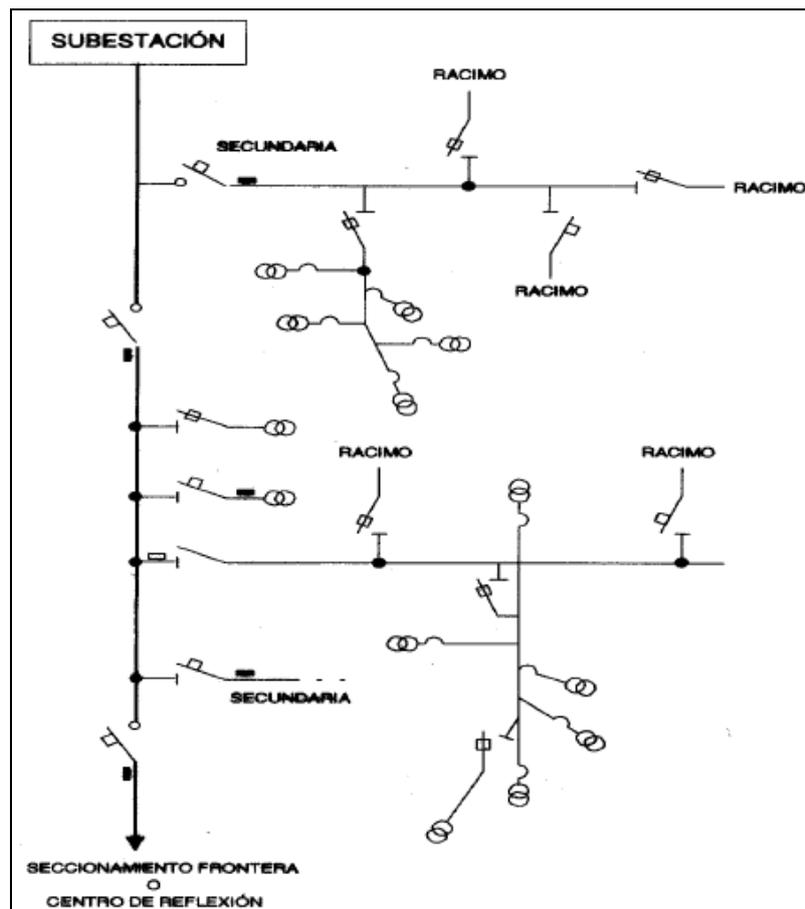


Fig. 4.8 Ejemplo de una red rural de MT [13]



4.3 Esquemas y explotación de subestaciones

En subestaciones en las que se realiza la transformación de alta tensión a media tensión, UFD aplica el procedimiento de elegir el tipo de sistema de alta tensión por criterios de la red, mientras que para el elegir el tipo de sistema de media tensión se utilizarán criterios de mercado. La elección de la transformación está asociada a la transformación del sistema de media tensión. Para las descripciones que se van a realizar a continuación, resultará importante diferenciar entre los sistemas empleados en subestaciones de simple barra y los empleados en las subestaciones de doble barra.

4.3.1 Subestaciones simple barra

Sistema AT

En este tipo de subestaciones, se contemplan sistemas de tecnología blindada para subestaciones de 45 y 66 kV y sistemas de tecnología híbrida para subestaciones de tensiones de 66 y 132 kV.

Las subestaciones blindadas de 45 y 66 kV dispondrán de dos líneas (entradas) de alimentación con posibilidad de otra línea para un tercero. Las subestaciones híbridas de 132 y 66 kV dispondrán de dos líneas (entradas) de alimentación con disponibilidad de otras dos líneas para terceros (en el parque intemperie). Es importante resaltar que, en ambos casos, cada una de las dos líneas alimentadoras podrá asumir la carga total de la subestación (tanto la potencia firme, como la demandada por terceros).

Las subestaciones blindadas presentan disposición en simple barra con potencias de hasta 50 MVA (en dos transformadores de 25 MVA). Para el caso de las subestaciones híbridas la configuración en simple barra podrá ser de barra partida (mediante un acoplamiento longitudinal) en el supuesto de que uno de los dos transformadores supere la potencia nominal de 15 MVA.

Para este sistema podrá haber tres tipos de ampliaciones: por aumento del número de posiciones, por el paso de simple a doble barra en subestaciones blindadas de 45 kV o por el paso de barra simple a barra simple partida en el caso de sistemas con tecnología híbrida que han visto aumentada su potencia hasta superar el valor fijado. Todas estas ampliaciones llevarán consigo un tiempo de interrupción.

Sistema MT

Las potencias de transformación, como se indicaba anteriormente asociadas al sistema de media tensión, serán de 15 MVA para transformadores de 45, 66 y 132 kV de tensión primaria. Pueden darse casos en que esa potencia sea mayor (25 o 30 MVA) o que sea menor (5 MVA). Para cubrir esa potencia la subestación podrá estar dotada de uno o dos transformadores.



El número de líneas de salida será de 8, existiendo la posibilidad de ser ampliadas hasta 10. La barra sobre la que se conectarán esas líneas tendrá una configuración de barra simple partida, por lo que deberá estar dotada de un acoplamiento longitudinal.

Desde el punto de vista de la operación, y para el caso de instalaciones que tengan dos transformadores de potencia normalizados de 15 MVA, no existirá ningún impedimento para que trabajen acoplados durante maniobras necesarias para la operación y mantenimiento de la subestación, ya que no se superaría la intensidad máxima del aparellaje de la red de media tensión.

Ante el fallo de un transformador, este tipo de subestaciones tendrán las siguientes posibilidades de cobertura de la demanda:

- Mediante apoyos por la red de media tensión.
- En el caso de estar dotada de dos transformadores, mediante el transformador disponible (que podrá suministrar el 120% de la potencia instalada).
- Mediante equipos móviles que se desplazarían hasta la subestación.

4.3.2 Subestaciones doble barra

Sistema AT

La tecnología blindada será la empleada en el sistema de alta tensión de las subestaciones con configuración de doble barra en 220, 132, 66 y 45 kV.

Para todos los niveles de tensión, la subestación contará con dos líneas de entrada con la posibilidad de añadir otras dos líneas (una para terceros y otra para mallado de la red). Cada una de las dos líneas podrá asumir, por separado, la potencia total requerida por la subestación.

Las subestaciones de 45, 66 y 132 kV podrán disponer de un máximo de tres transformadores, las subestaciones de 220 kV estarán dotadas con dos transformadores.

Las ampliaciones necesarias en este tipo de instalación no requerirán interrupciones en el servicio ya que, ante el descargo de una de las barras, la barra en servicio podrá asumir toda la carga.

Sistema MT

Las potencias de transformación serán de 25 MVA para el caso de subestaciones con 45 o 66 kV en el primario, 30 MVA para el caso de subestaciones con 132 kV en el primario y de 60 MVA (con dos transformadores de 30 MVA) para subestaciones con 220 kV en la barra de alta tensión.

El número de líneas de salida en media tensión dependerá de la tensión del parque de AT. Para subestaciones de 45 y 66 kV en el primario se dispondrá de 18 salidas con la posibilidad de ser ampliadas a 22. Las subestaciones de 132 kV dispondrán de 21 salidas ampliables a 25. Por último, las subestaciones de 220 kV estarán dotadas de 28 salidas (14 por transformador) que podrán ser ampliadas a 32. Para todos los casos las barras estarán divididas en dos sectores separados por un acoplamiento longitudinal, la distribución de las líneas en los sectores será específica para cada uno de los niveles de tensión (a excepción del caso de las subestaciones de 45 y 66 kV que tendrán la misma distribución).

Aunque el criterio de explotación normal indica que los transformadores no trabajarán acoplados, para el caso de máquinas normalizadas no existirán restricciones en media tensión ni por intensidad nominal ni por intensidad de cortocircuito para acoplarlas en caso de necesidades de operación o mantenimiento.

En el supuesto de un fallo simple (n-1) de un transformador, las opciones de socorro serán las siguientes:

- Realizando maniobras en la red de media tensión para socorrer a los centros afectados.
- En el supuesto de que hubiera más de un transformador, el (o los) que se mantienen funcionando deberán poder cubrir el 120% de la potencia instalada.
- Mediante equipos móviles que se desplazarían hasta la subestación.

4.4 El concepto de carga segura

Se denomina carga segura de un transformador a los valores de trabajo de éste en los cuales ante un fallo simple por su parte o por parte de un transformador vecino el funcionamiento del sistema sea el mismo que antes de producirse el fallo.

Partiendo de la figura 4.9 será más fácil explicar el concepto:

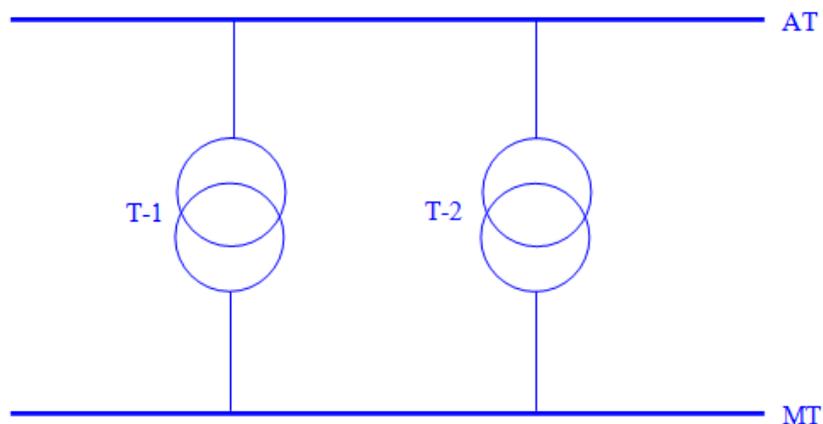


Fig. 4.9 Diagrama unifilar simplificado de una subestación AT/MT



En la figura 4.9 se muestra una transformación de alta a media tensión efectuada por dos transformadores gemelos de iguales características y que, en explotación normal, pueden trabajar en paralelo (de la potencia demandada por MT cada uno de los dos transformadores suministrará aproximadamente la mitad). En este supuesto para que el valor de carga al que se está trabajando en la subestación sea seguro, el valor resultante de la suma de la carga de ambos transformadores deberá ser asumible por uno de ellos en condiciones de seguridad. Es decir, en caso de que uno de los transformadores no esté disponible, el otro transformador deberá ser capaz de asumir la carga total de la subestación en condiciones de seguridad (sea a valores inferiores a su valor de potencia nominal o trabajando en sobrecarga asumible).

El cumplimiento del criterio de carga segura puede hacer ver que una red está sobredimensionada y que se han desaprovechado recursos económicos, de ahí que resulte fundamental asimilar bien este concepto para evitar que el criterio del aprovechamiento económico priorice sobre el de la seguridad de una red.

Las redes de distribución deberán cumplir este criterio de funcionamiento para evitar pérdidas de mercado ante posibles averías de transformadores. Una empresa distribuidora cuyos transformadores no estén instalados con redundancia no podrá garantizar una buena calidad de suministro a sus usuarios ya que a la mínima avería de uno de sus equipos la pérdida de mercado puede abarcar a una cantidad de suministros muy elevada.

4.5 Indicadores de cargabilidad de transformadores de potencia

En esta sección se definirán los parámetros que se emplearán en la aplicación informática para evaluar de una forma tangible tres aspectos fundamentales para la cargabilidad del transformador: grado de aprovechamiento, severidad de las sobrecargas que sufre y apuntamiento de su curva de carga.

4.5.1 Indicador de aprovechamiento del equipo

Para determinar el aprovechamiento u ocupación de un transformador se pueden emplear dos indicadores distintos (ambos serán calculados en los análisis de cargas que se podrán realizar con la aplicación informática que se presentará en el apartado 5): las horas equivalentes a plena carga (HEPC) y las horas equivalentes a plena carga segura (HEPCS).



Horas equivalentes a plena carga (HEPC)

Las HEPC se definen como el número de horas, en un periodo determinado, que se corresponderían con el trabajo a pleno rendimiento del transformador. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$HEPC = \frac{\sum_{n=1}^m S_n \cdot t_n}{S_N} \quad (4.1)$$

Donde el significado de cada variable es:

S	carga del transformador en un periodo determinado
S _N	potencia nominal del transformador
t _n	intervalo de tiempo n
n	número de cada intervalo de tiempo
m	número total de intervalos de tiempo

También es posible calcular porcentualmente este valor:

$$\% HEPC = \frac{HEPC \cdot 100}{\sum_{n=1}^m t_n} \quad (4.2)$$

Si, para el caso del ejemplo mostrado en la figura 4.9, suponemos que la potencia nominal de T-1 y T-2 es de 30 MVA y queremos hallar las HEPC de un intervalo total de 10 horas a partir d los siguientes datos:

Intervalo horario	S ₁ (MVA)	S ₂ (MVA)
4 horas	11	11
3 horas	9	9
2 horas	10	10
1 hora	12	12

Se obtendrán respectivamente los siguientes valores de HEPC y %HEPC para el transformador 1:

$$HEPC_{T-1} = \frac{(11 \cdot 4 + 9 \cdot 3 + 10 \cdot 2 + 12 \cdot 1)[MVA \cdot hora]}{30[MVA]} = 3,43[horas]$$



$$\% HEPC_{T-1} = \frac{3,43[\text{horas}] \cdot 100}{10[\text{horas}]} = 34,33\%$$

A partir del cálculo realizado se podría afirmar que el transformador está aprovechado tan sólo en un 34% de su capacidad durante este periodo y que, por lo tanto se trata de un equipo desaprovechado, pero para poder analizar este resultado será necesario explicar el indicador restante.

Horas Equivalentes a Plena Carga Segura (HEPCS)

Las HEPCS se definen como el número de horas, en un periodo determinado, que se corresponderían con el trabajo a pleno rendimiento del transformador en el caso de que tuviera que cubrir (es una previsión no es la carga del transformador) una situación de fallo simple de un transformador que alimenta a la misma red. Para el caso del ejemplo que se muestra en la figura 4.9 se correspondería, por ejemplo, con la carga que tendría que asumir T-1 en el caso de que T-2 quedara fuera de servicio. A esa carga que tendría que asumir el transformador en caso de fallo simple se la define como carga segura. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$HEPCS = \frac{\sum_{n=1}^m S_{n[\text{subestación}]} \cdot t_n}{S_N} \quad (4.3)$$

Donde el significado de cada variable es:

$S_{[\text{subestación}]}$	carga segura del transformador en un periodo determinado
S_N	potencia nominal del transformador
t_n	intervalo de tiempo n
n	número de cada intervalo de tiempo
m	número total de intervalos de tiempo

También es posible calcular porcentualmente este valor:

$$\% HEPCS = \frac{HEPCS \cdot 100}{\sum_{n=1}^m t_n} \quad (4.4)$$

Partiendo del ejemplo de cálculo realizado en el apartado 5.2.2, se obtendrían los siguientes valores de carga segura:



Intervalo horario	$S_{\text{subestación}}$ (MVA)
4 horas	22
3 horas	18
2 horas	20
1 hora	24

Es posible calcular los valores de HEPCS y %HEPCS de la siguiente manera:

$$HEPCS_{T-1} = \frac{(22 \cdot 4 + 18 \cdot 3 + 20 \cdot 2 + 24 \cdot 1)[MVA \cdot hora]}{30[MVA]} = 6,86[horas]$$

$$\%HEPCS_{T-1} = \frac{6,86[horas] \cdot 100}{10[horas]} = 68,6\%$$

Para unos mismos valores de cargas, con este indicador se obtiene un aprovechamiento del 68,6 %, el doble que para el caso del %HEPC, a continuación se interpretarán sendos resultados y se analizará cual es el indicador más adecuado para determinar el grado de aprovechamiento de un transformador.

Comparación entre HEPC y HEPCS

Como ha quedado demostrado en los cálculos anteriores, la percepción del aprovechamiento de un transformador puede cambiar considerablemente según se observe un indicador u otro, en este punto será necesario analizar cuál de los dos se deberá seguir para caracterizar el estado de los transformadores de una red determinada.

Resulta evidente que el indicador HEPC refleja la realidad sobre el aprovechamiento de un transformador, ya que muestra un valor equivalente de horas a plena carga a partir del valor de carga real del transformador, pero ¿qué pasaría si siguiéramos este valor para redimensionar la instalación del ejemplo?

Según el porcentaje de horas equivalentes a plena carga, ambos transformadores estarían aprovechados tan sólo en un 34 %, por lo que si se quisiera que estos equipos estuvieran trabajando en valores de HEPC próximos al 100%, podrían ser sustituidos por transformadores con una potencia nominal que rondaría los 11 MVA. Si se colocan dos transformadores de 11 MVA en paralelo, en el momento en el que uno de ellos sufriera cualquier tipo de avería, el otro transformador debería asumir una carga prácticamente del doble de su potencia nominal, por lo que sus protecciones también dispararían y se perdería el servicio al que suministraría toda esa subestación.



Resulta bastante evidente, por tanto, que no se puede emplear el indicador HEPC para dimensionar un transformador ya que no se cubriría el fallo N-1 de un transformador. El indicador que se debe emplear será, por lo tanto el de las HEPCS, que sí tiene en cuenta situaciones de fallo simple de un transformador que deberán de ser siempre valoradas para dar seguridad a una red eléctrica. La aplicación informática diseñada, que se describirá en el siguiente apartado, evaluará las cargas de un transformador a partir de las HEPCS, fijando tres rangos de evaluación.

Una vez ha quedado demostrado que el indicador que se debe emplear para valorar el grado de ocupación de un transformador son las horas equivalentes a plena carga segura, se debe analizar cómo, a partir de este parámetro, se puede optimizar el dimensionamiento de transformadores en la red. Cada caso requerirá un análisis pormenorizado, pero como norma general se puede afirmar que los valores de HEPCS deberán estar en valores lo más cercanos al 100% posible o incluso es posible superar el 100%, siempre y cuando, en cualquier caso, las sobrecargas que se puedan producir (en momentos de máxima demanda anual) puedan ser asumibles por el transformador sin que se produzcan averías en ese momento y sin que se produzcan envejecimientos que adelanten peligrosamente el fin de la vida del transformador. También debe ser tenido en cuenta el apoyo externo que ante una determinada contingencia en un momento de máxima demanda se puede obtener mediante un cambio de explotación.

Por lo tanto, la aplicación informática diseñada realizará una evaluación del aprovechamiento del equipo a partir de las HEPCS calculadas, los límites de evaluación propuestos serán los siguientes:

%HEPCS	Evaluación
< 70	1. Baja
70 < %HEPCS < 100	2. Media
> 100	3. Alta

Se considerará una carga peligrosa y que por tanto debe ser vigilada, aquella que supere el 100% de %HEPCS, ya que en este caso podría no estarse trabajando en valores de carga segura, dependerá de la evaluación de las sobrecargas.

4.5.2 Indicador de severidad de sobrecargas

Para evaluar el daño que una sobrecarga puede provocar sobre el transformador, se empleará el indicador de la velocidad de envejecimiento equivalente, definido en el apartado 3.5 (ver ecuación 3.24). Este parámetro es directamente proporcional a la pérdida de vida del transformador ante una sobrecarga, por lo que será asimilable totalmente a la severidad de ésta. Los límites de evaluación propuestos son los siguientes:



V envejecimiento equivalente	Evaluación
<1	1. Compensada
1 < V < 4	2. Leve
4 < V < 8	3. Moderada
8 < V < 15	4. Severa
> 15	5. Muy severa

La justificación de estos límites reside en las temperaturas alcanzadas en el transformador, una velocidad de envejecimiento equivalente mayor que 15 equivale a un día completo a temperaturas de trabajo superior a los 120 °C para el punto más caliente lo que puede resultar altamente peligroso para el aislamiento del transformador. Una velocidad de envejecimiento entre 8 y 15 p.u. es equivalente a una temperatura del punto más caliente entre los 116 y los 120 °C, mientras que una velocidad de envejecimiento entre 4 y 8 p.u. equivale a una temperatura entre los 110 y los 116°. Una sobrecarga leve se corresponderá con temperaturas del punto caliente entre los 98 y los 110°. Estos límites propuestos podrán ser modificados en la aplicación.

4.5.3 Indicador de apuntamiento de la curva de carga

Este parámetro permitirá cuantificar en qué medida la curva de carga de un transformador tiene valores más o menos dispersos para sus máximos y mínimos. Realizar un estudio del apuntamiento de una curva permitirá determinar la variabilidad de una demanda y de esta forma se podrá dimensionar de una manera óptima la potencia de transformación que será necesaria.

Para cuantificar el apuntamiento de la curva de carga se empleará el operador estadístico llamado curtosis, que se calcula de la siguiente forma [18]:

$$g_2 = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^4}{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \right]^2} - 3 \quad (4.5)$$

Donde el significado de cada variable es:

- g_2 coeficiente de curtosis
- n número de valores totales de la curva de carga
- X_i valor de carga a la hora i
- \bar{X} valor medio de carga



El coeficiente de curtosis es relativo al de una distribución normal (o campana de Gauss), se establecerán tres denominaciones en función de si el apuntamiento es mayor, menor o igual al de una distribución normal:

- Curva leptocúrtica: es aquella con un apuntamiento superior al de la normal. Su coeficiente de apuntamiento es mayor que uno.
- Curva platicúrtica: el apuntamiento de estas curvas es inferior al de la normal. Este tipo de curva tendrá un coeficiente de apuntamiento menor que uno.
- Curva mesocúrtica: el apuntamiento será idéntico al del de una distribución normal. En estas curvas el apuntamiento es igual a cero.

Atendiendo a la condición de la curva de leptocúrtica, platicúrtica o mesocúrtica se determinará como es el apuntamiento de la curva de carga del transformador:

g_2	Apuntamiento
< 0	1. Bajo
$= 0$	2. Medio
> 0	3. Alto

5. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA LA GESTIÓN DE LA CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

5.1 Introducción

La herramienta informática, programada en lenguaje Java, tiene por objeto analizar todos los aspectos relativos a la cargabilidad de un transformador a partir de una serie de datos propios tanto de las características del transformador como de las cargas que deberá asumir tanto en funcionamiento normal como para cumplir con los criterios de seguridad de la red en la que esté ubicado. La figura 5.1 muestra la estructura de la aplicación:

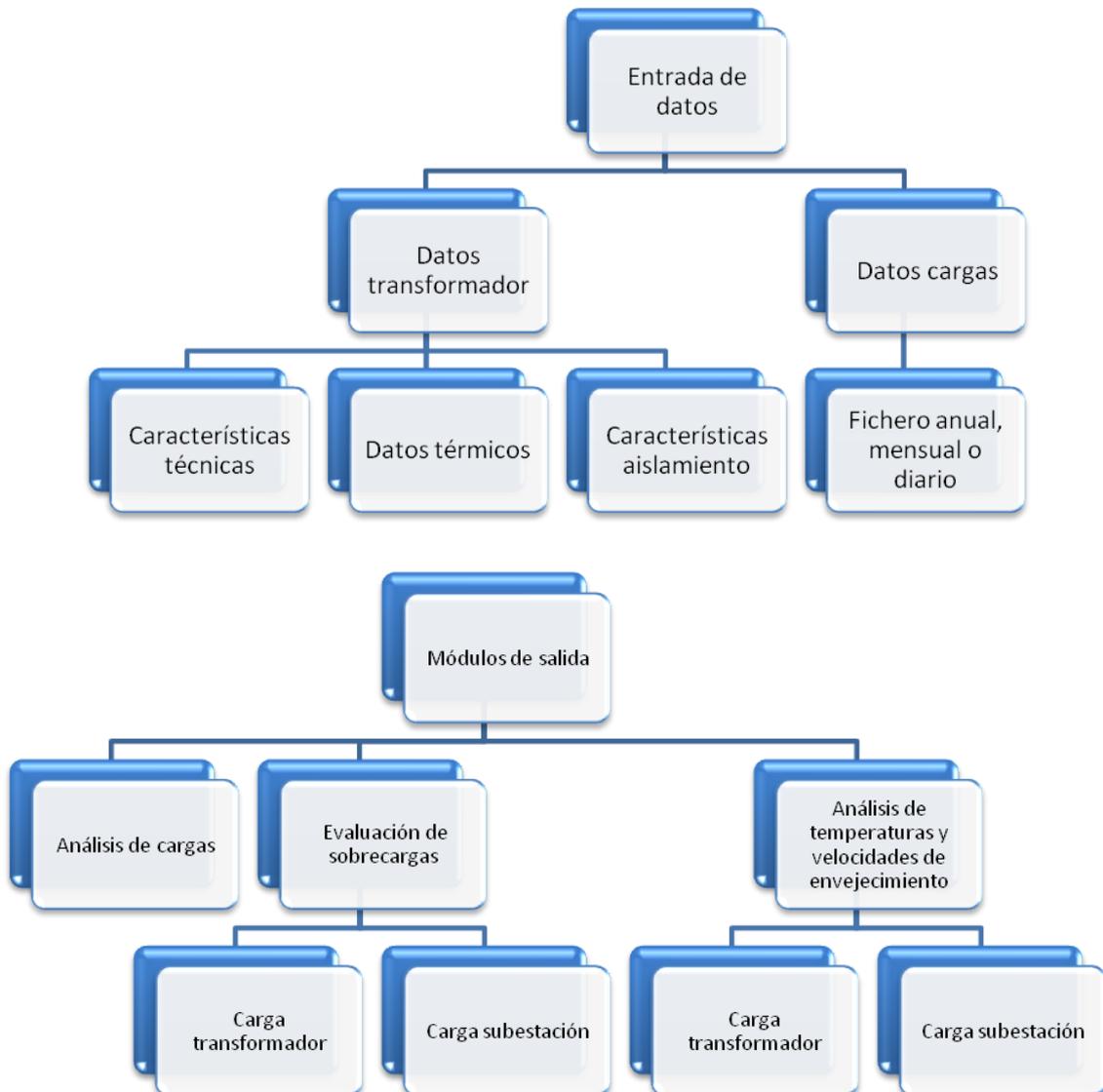


Fig. 5.1 Esquema de la aplicación informática



En esta sección se describirá la aplicación informática diseñada, tanto desde el punto de vista de su funcionamiento como desde el punto de vista de su modo de utilización. El apartado estará dividido en tres partes, una para describir las entradas de datos, otra para describir los módulos de salida de datos y cómo se obtienen los resultados y una última parte en la que se incluirá una guía de utilización de la herramienta informática.

5.2 Datos de entrada

La carga de datos estará dividida en cuatro bloques distintos situados cada uno en una pestaña de la pantalla (ver apartado 5.4):

- a) Características técnicas
- b) Datos térmicos
- c) Características aislamiento
- d) Cargas transformador

a) Características técnicas

Los datos a cargar en esta pantalla serán los siguientes:

- Transformador: nombre del transformador y subestación en la que se encuentra [dato alfanumérico].
- Tensión primario:[kV]
- Tensión secundario:[kV]
- Potencia nominal:[MVA]
- Sistema de refrigeración: ONAN, ONAF, OFAF u ODAF.
- Pérdidas a potencia nominal: [W] (Obtenidas del protocolo de ensayos).
- Pérdidas en vacío: [W] (Obtenidas del protocolo de ensayos).
- Peso total del hierro y los arrollamientos: [kg] (Dato de la placa de características).
- Peso total de la cuba y los accesorios: [kg] (Dato de la placa de características).
- Volumen de aceite: [litros] (Dato de la placa de características).



b) Datos térmicos

Parámetros relativos a las temperaturas del transformador (se cargarán en pantalla):

- Diferencia temperatura arrollamiento / temperatura aceite: [K] (Obtenida en ensayo de calentamiento).
- Calentamiento aceite a potencia nominal: [K] (Obtenida en ensayo de calentamiento).
- Temperatura ambiente: tres opciones posibles
 - Restrictiva: la más elevada que prevé la norma [10] (40° C).
 - Estándar: asigna temperatura de 20° C.
 - Definir valor: temperatura medida [° C]

c) Características aislamiento

Datos (cargados mediante la pantalla de la aplicación) necesarios para realizar cálculos de envejecimiento del aislamiento:

- Tipo papel: Papel Kraft o Papel térmicamente mejorado.
- Vida nominal del transformador: dato que ofrece el fabricante para la duración del transformador trabajando a potencia nominal, se asimilará a la vida del aislamiento. [Horas]. Por defecto se tomará la vida estimada del transformador, 40 años.
- Coste transformador: asimilado al coste del aislamiento para cuantificar las pérdidas económicas que pueden suponer ciertos envejecimientos del aislamiento. [€]
- Cálculo velocidad de envejecimiento: se podrá seleccionar la temperatura calculada mediante el método IEC o mediante el método IEEE.

d) Cargas transformador

Esta serie de parámetros serán cargadas por la aplicación a partir de un archivo en formato xls (Excel). Este archivo Excel contará con dos hojas de cálculo en las que se incluirá lo siguiente:

- En la hoja 1 se cargarán tres columnas (datos cargados por la aplicación) en las que se incluirán tres tipos de valores de potencia (en MVA):



- Carga individual del transformador: carga horaria asumida por el transformador.
- Carga subestación: carga horaria demandada a los transformadores de la subestación (potencia que tendría que asumir ante el fallo simple de un transformador vecino).
- Apoyo externo: apoyo de potencia (horario) que se obtendría ante una situación de fallo simple mediante un cambio de explotación.

En función de la cantidad de datos cargados estos tres valores de potencia podrán ser cargados mediante tres tipos de archivo:

- Carga diaria de datos: en ella se incluirán los valores de potencia de las 24 horas de un día determinado.
 - Carga mensual de datos: en este tipo de archivo se cargarán los valores de potencia relativos a todas las horas de un mes.
 - Carga anual de datos: esta carga proporcionará a la aplicación valores de potencia de todas las horas de un año determinado.
- En la hoja 2 del archivo Excel se podrán fijar los rangos para realizar tanto evaluaciones de carga como evaluaciones de severidad de sobrecarga, en los apartados 4.5.1 y 4.5.2 se propusieron una serie de límites definidos que podrán ser cambiados cómodamente por el usuario.

5.3 Módulos de salida

La salida de datos de la aplicación estará dividida en tres módulos diferenciados:

- Análisis de cargas
- Evaluación de sobrecargas
- Análisis de temperaturas y velocidades de envejecimiento.

Los resultados que se obtendrán en los módulos y los métodos empleados para obtenerlos se desarrollarán a continuación.

5.3.1 Análisis de cargas

En este módulo se calcularán distintos parámetros obtenidos a partir de un estudio de las cargas del transformador previamente volcadas en la aplicación (ver tipos de análisis posibles en el apartado 5.4). Los resultados que se mostrarán en el informe de cargas (generado en formato xls) serán los siguientes:



- Máxima carga individual [MVA].
- Máxima carga subestación [MVA].
- Mínima carga individual [MVA].
- Mínima carga subestación [MVA].
- Carga media individual [MVA].
- Carga media subestación [MVA].
- Apuntamiento curva: calculado a partir de la ecuación 4.5. [Magnitud adimensional].
- Horas Equivalentes a Plena Carga (HEPC): calculadas a partir de la ecuación 4.1
- % HEPC: calculado a partir de la ecuación 4.2.
- Horas Equivalentes a Plena Carga Segura (HEPCS): calculadas a partir de la ecuación 4.3.
- % HEPCS: calculado a partir de la ecuación 4.4.
- Horas Equivalentes a Plena Carga Segura con Apoyo Externo [HEPCS(AE)]. Calculados a partir de la siguiente relación:

$$HEPCS(AE) = \frac{\sum_{n=1}^m (S_{n[\text{subestación}]} - AE) \cdot t_n}{S_N} \quad (5.1)$$

Donde el significado de cada variable es:

$S_{[\text{subestación}]}$	carga segura del transformador en un periodo determinado
AE	apoyo externo en potencia del transformador mediante un cambio de explotación
S_N	potencia nominal del transformador
t_n	intervalo de tiempo n
n	número de cada intervalo de tiempo
m	número total de intervalos de tiempo

- %HEPCS (AE). Calculado con la siguiente expresión:

$$\% HEPCS(AE) = \frac{HEPCS(AE) \cdot 100}{\sum_{n=1}^m t_n} \quad (5.2)$$

- Evaluación carga del transformador: la evaluación del aprovechamiento del transformador se efectuará a partir del %HEPCS por los motivos argumentados en el apartado 4.5.1. Como se indicaba en el apartado 5.2 los límites para fijar la evaluación podrán ser modificados por el usuario, pero inicialmente se fijarán los mostrados también en el apartado 4.5.1.
- Grado de carga (carga individual). Un valor para cada dato horario de potencia cargado, se obtendrá a partir de la siguiente ecuación:

$$K = \frac{S_{individual}}{S_N} \quad (5.3)$$

- Grado de carga segura (carga subestación). Al igual que para la carga individual se obtendrá un valor de grado de carga para cada dato de potencia cargado.

$$K = \frac{S_{subestación}}{S_N} \quad (5.4)$$

- Datos curva equivalente de carga (carga individual). Se trata de una curva normalizada útil para comparar el perfil de la curva de carga de distintos transformadores. Es posible calcular los valores de esta curva a partir de la siguiente expresión:

$$C_{eq} = \frac{C_{dato} - C_{mín}}{C_{máx} - C_{mín}} \quad (5.5)$$

- Datos curva equivalente de carga segura (carga subestación). El mismo tipo de curva pero en este caso se calculará para la carga segura que deberá asumir el transformador en caso de fallo, los datos necesarios para trazar esta curva se obtendrán a partir de la ecuación 5.5.
- Ciclo de carga equivalente (carga individual). Los 24 valores de carga de un día determinado se reducirán a 8 valores mediante el empleo del ciclo de carga equivalente (ver ecuación 3.1). Se obtendrán de este modo 8 “escalones de carga” de tres horas de duración cada uno. Los intervalos de carga equivalente serán los siguientes:

- Intervalo 1: de 0 a 2 horas.
- Intervalo 2: de 3 a 5 horas.
- Intervalo 3: de 6 a 8 horas.
- Intervalo 4: de 9 a 12 horas.
- Intervalo 5: de 12 a 14 horas.
- Intervalo 6: de 15 a 17 horas.
- Intervalo 7: de 18 a 21 horas.
- Intervalo 8: de 21 a 23 horas.

Se ha optado por calcular 8 intervalos para lograr un buen compromiso entre la reducción del número de datos y la precisión de la nueva curva. Al contar con 8 intervalos se obtiene una mayor flexibilidad (que con 4 o 6 valores) ante distintos tipos de demanda, como la de los días laborables o festivos, consumos industriales o domésticos, temporadas invernales o veraniegas, etc.

- Ciclo de carga segura equivalente (carga subestación): se seguirá el mismo procedimiento empleado para el ciclo de carga equivalente de la carga individual.
- Gráficas. las gráficas que se mostrarán en el informe serán las siguientes:
 - Grados de carga (individual y subestación) vs. tiempo.
 - Curvas de carga equivalente (individual y subestación) vs. tiempo.
 - Ciclos de carga equivalente (individual y subestación) vs. tiempo.

5.3.2 Evaluación de sobrecargas

Una vez cargados los valores de cargas del transformador la aplicación realizará el proceso interno mostrado en la figura 5.2 para poder evaluar las sobrecargas que ha sufrido un transformador:

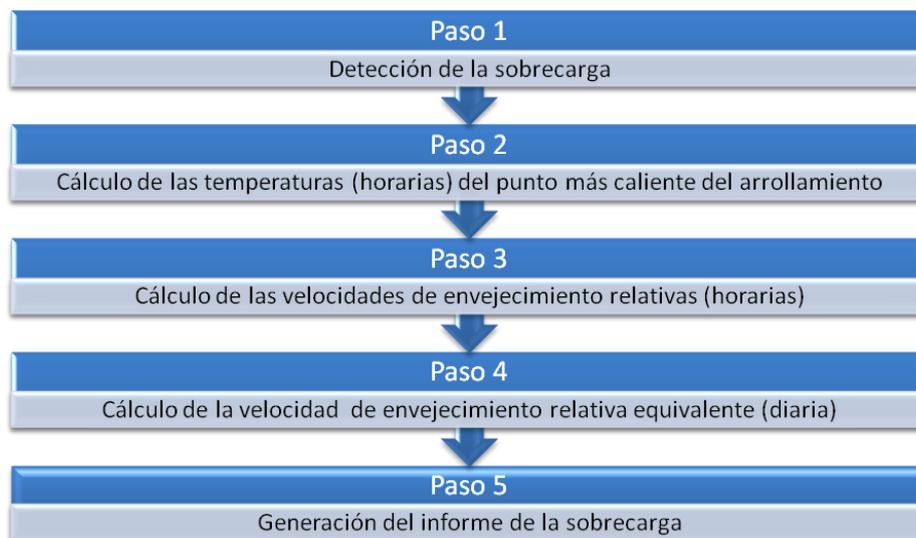


Fig. 5.2 Esquema de funcionamiento de la evaluación de sobrecargas



Las actuaciones que seguirá la aplicación en cada una de las partes del proceso se desarrollarán a continuación.

1) Detección de la sobrecarga

La aplicación analizará, por un lado, todos los valores de carga individual que han sido volcados al introducir los datos y por otro lado todos los valores de carga subestación (carga segura). De estos valores seleccionará aquellos que superen la potencia nominal del transformador, evidenciando entre las sobrecargas en modo carga individual y las sobrecargas en modo carga subestación. La aplicación mostrará un listado con todas las horas en las que el transformador ha trabajado en sobrecarga de carga individual, mostrándose a su vez un sumatorio del número total de horas que el transformador ha trabajado en sobrecarga. Para la carga segura, de forma análoga, se generará otro listado de todas las sobrecargas con el correspondiente sumatorio de horas totales en sobrecarga.

2) Cálculo de la temperatura del punto más caliente del arrollamiento

Una vez han sido detectadas las sobrecargas se podrá seleccionar cuál de ellas se desea evaluar. La evaluación de una sobrecarga llevará consigo un análisis de la cargabilidad del transformador a lo largo de todo el día, ya que para poder tipificar una sobrecarga es necesario conocer el comportamiento de la curva de carga durante el ciclo de carga completo en el que se produce (como determinan las guías de carga [5] y [6]). De esta afirmación se puede deducir que la evaluación de distintos valores de carga por encima del valor nominal producidas en un mismo día llevará a la aplicación a realizar un mismo análisis en el que serán incluidas todas ellas. Las guías de carga consideran que el ciclo de carga de un transformador se corresponde con la duración de un día, por lo que una sobrecarga se podrá compensar durante un día y no durante espacios de tiempo más prolongados (de ahí que la evaluación de la sobrecarga utilice datos de carga de un día y no de periodos de tiempo mayores).

Teniendo en cuenta todo lo indicado anteriormente, para evaluar una sobrecarga se deberá calcular la temperatura del punto más caliente del arrollamiento para cada una de las 24 horas del día. Para efectuar el cálculo de temperaturas se emplearán dos métodos distintos que ya han sido descritos en el apartado 3.4 de este proyecto, el método desarrollado en la guía de carga IEC [5] y el método desarrollado en la guía de carga IEEE [6]. A continuación se describirá la operativa que seguirá la aplicación para emplear cada uno de los métodos:

- Para realizar cálculos de temperatura mediante el método IEC, la aplicación empleará la ecuación 3.2 en el caso de que un valor de carga sea mayor que el de la hora anterior, y empleará la ecuación 3.3 en el caso de que el valor de carga sea inferior al de la hora anterior. Para calcular las funciones f_1 , f_2 y f_3 se emplearán las ecuaciones 3.4, 3.5 y 3.6 respectivamente. Todos los parámetros necesarios para efectuar los cálculos se encuentran entre los cargados en la aplicación y las constantes que dependen del tipo de refrigeración del



transformador o del nivel de potencia de éste serán asignadas por la aplicación en función de estos parámetros cargados.

- Los cálculos de temperatura mediante el método IEEE se realizarán partiendo de la ecuación 3.8, para obtener este resultado se calculará en primer lugar el calentamiento de la superficie del aceite (empleando las ecuaciones 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13) y posteriormente el calentamiento del punto más caliente (empleando las ecuaciones 3.13, 3.14, 3.15, 3.16 y 3.17). Al igual que en el método anterior, la aplicación dispondrá en memoria (tras ser cargadas) de todas las variables del transformador necesarias para éstos cálculos y asignará las constantes en función de distintos parámetros del transformador.

Una vez realizados los cálculos de temperatura la aplicación dispondrá de dos datos de temperatura del punto más caliente para cada hora del día. Para los cálculos de envejecimiento posteriores se seleccionará un único valor de temperatura para cada hora del día. Este valor será el que se haya seleccionado en la pantalla de características del aislamiento (el obtenido mediante método IEC o el obtenido mediante el método IEEE).

3) Cálculo de las velocidades de envejecimiento relativas

Partiendo de los datos obtenidos en el apartado 2 del proceso de evaluación de la sobrecarga, se dispondrá de un valor de temperatura para cada hora del día. Para cada valor de temperatura la aplicación calculará un valor de velocidad de envejecimiento relativa (ver ecuación 3.20) que podrá ser calculada a partir de las siguientes expresiones:

- Ecuación 3.21 para aislamiento con papel Kraft.
- Ecuación 3.22 para aislamiento con papel térmicamente mejorado.

A partir de esos cálculos se obtendrán 24 valores de velocidades relativas de envejecimiento.

4) Cálculo de la velocidad de envejecimiento relativa equivalente

La velocidad de envejecimiento relativa equivalente será la que determinará si la sobrecarga se compensa o no durante el resto de horas del día, se podrá obtener a partir de la ecuación 3.24 y partirá de los valores de velocidades relativas de envejecimiento de todas las horas del día. En el caso de que el resultado de esta operación dé un valor menor a la unidad, la sobrecarga se habrá compensado y la sobrecarga no envejecerá el aislamiento por encima del valor nominal, por el contrario, si el valor obtenido es superior la unidad la sobrecarga no se habrá compensado y por lo tanto durante este día sí se producirá un envejecimiento superior al nominal.



5) Generación del informe de la sobrecarga

Existirán dos tipos de informes, prácticamente idénticos, que dependerán de la velocidad de envejecimiento equivalente. Para el caso de sobrecargas compensadas se generará un tipo de informe mientras que para sobrecargas con envejecimiento se generará otro tipo de informe. Los informes (generados en formato Excel) incluirán lo siguiente:

- Tipo de sobrecarga IEC: para el caso de sobrecargas sin envejecimiento en este apartado aparecerá “Ciclo de carga normal”. En las sobrecargas con envejecimiento aparecerá “sobrecarga de emergencia de corta duración” en el caso de que la sobrecarga dure menos de una hora (las guías de carga [5] y [6] fijan valores máximos de media hora, pero al disponer tan solo de valores medidos de carga horarios se realizará esta interpretación) o “sobrecarga de emergencia de larga duración” para el caso de sobrecargas con una duración mayor.
- Velocidad de envejecimiento equivalente: se mostrará en los dos tipos de informe. Se reflejará el valor calculado en el apartado 4 del proceso de evaluación.
- Envejecimiento: este parámetro también se mostrará en los dos tipos de informe, siendo igual o inferior al nominal para casos de sobrecarga compensada y mayor al nominal para el caso de sobrecargas con envejecimiento. Se calculará de la siguiente forma:

$$\% \text{ Pérdida de vida} = \frac{V_{eq} \cdot 24 \cdot 100}{\text{vida nominal trafo}}$$

- Pérdidas económicas sobrecarga: este parámetro aparecerá solo en el informe de la sobrecarga con envejecimiento y se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas económicas} = (\% \text{ Pérdida de vida}) \times (\text{Coste transformador}) / 100 \text{ [€]}$$

- Evaluación sobrecarga: incluida en los dos tipos de informe. Al igual que para la evaluación de las cargas del transformador se podrán modificar los límites a través de la hoja 2 del archivo Excel de carga de datos, pero inicialmente los límites fijados son los mostrados en el apartado 4.5.2.
- Tabla resumen: esta tabla estará incluida en ambos tipos de informe y contendrá 7 columnas en las que se mostrará la hora, el grado de carga (calculado en el análisis de cargas), la temperatura del punto más caliente con cada uno de los métodos, la temperatura del aceite con cada uno de los métodos y la velocidad relativa de envejecimiento para cada hora del día (cálculos realizados durante el proceso de evaluación de la sobrecarga).



- Gráficas. Los siguientes parámetros se visualizarán de forma gráfica:
 - Grado de carga y velocidad relativa de envejecimiento vs. tiempo.
 - Temperaturas del punto más caliente (método IEC y método IEEE) vs. tiempo.
 - Temperaturas del aceite (método IEC y método IEEE) vs. tiempo.

5.3.3 Análisis de temperaturas y velocidades de envejecimiento

Este módulo partirá del módulo anterior, pero será necesario ya que permitirá realizar cálculos de temperaturas y velocidades de envejecimiento del transformador en los días en los que éste no ha sufrido sobrecarga. Esta función permitirá realizar distintos análisis como por ejemplo valorar como influye el grado de carga en las temperaturas del transformador, como influye la temperatura ambiente, realizar comparaciones de métodos térmicos en días sin sobrecarga o comprobar el valor de la velocidad relativa de envejecimiento equivalente (que, teniendo en cuenta la inexistencia de sobrecarga, será siempre inferior a la unidad).

En este módulo de salida se generará un informe que contendrá lo siguiente:

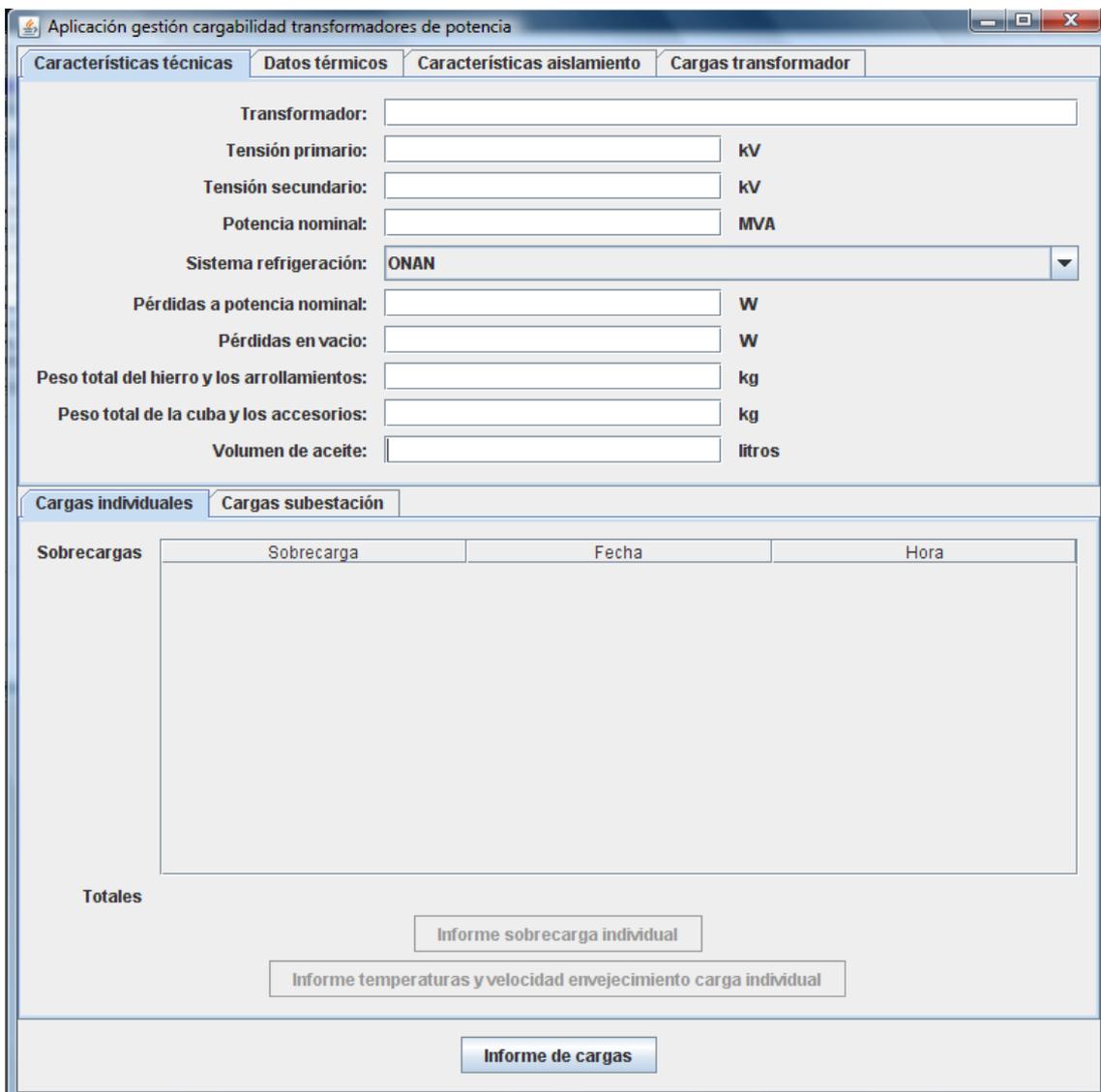
- Una tabla con los contenidos de la “tabla resumen” incluida en el informe de sobrecargas (hora del día, grado de carga, temperatura del punto más caliente por método IEC y por el método IEEE, temperatura de la superficie del aceite por el método IEC y por el método IEEE y velocidad relativa de envejecimiento). Los métodos para calcular cada uno de los parámetros que la contienen serán los mismos que los que se emplean en el módulo de evaluación de sobrecargas.
- Velocidad relativa de envejecimiento equivalente: calculada siguiendo los mismos criterios que en el apartado 5.3.2.
- Gráficas. Las gráficas contenidas en el informe serán:
 - Grado de carga y velocidad relativa de envejecimiento vs. tiempo.
 - Temperaturas del punto más caliente (método IEC y método IEEE) vs. tiempo.
 - Temperaturas del aceite (método IEC y método IEEE) vs. tiempo.

5.4 Guía de usuario

En esta guía de usuario se explicarán todos los pasos que se deben seguir para poder realizar los análisis indicados anteriormente. El manejo de la aplicación resultará sencillo ya que todas las funciones estarán integradas en una única pantalla. Dentro de esta pantalla la parte superior estará destinada a las entradas de la aplicación y la parte inferior estará destinada a la obtención de salidas. A continuación se detallará, en primer lugar como introducir los datos a la aplicación y posteriormente como obtener los resultados deseados.

5.4.1 Carga de datos

La figura 5.3 muestra la pantalla del programa estando seleccionada la pestaña “características técnicas”.



Aplicación gestión cargabilidad transformadores de potencia

Características técnicas | Datos térmicos | Características aislamiento | Cargas transformador

Transformador:

Tensión primario: kV

Tensión secundario: kV

Potencia nominal: MVA

Sistema refrigeración: ONAN

Pérdidas a potencia nominal: W

Pérdidas en vacío: W

Peso total del hierro y los arrollamientos: kg

Peso total de la cuba y los accesorios: kg

Volumen de aceite: litros

Cargas individuales | Cargas subestación

Sobrecargas	Sobrecarga	Fecha	Hora

Totales

Informe sobrecarga individual

Informe temperaturas y velocidad envejecimiento carga individual

Informe de cargas

Fig. 5.3 Pantalla AGCTP. Pestaña “Características técnicas”.

Para realizar la carga de datos de las características técnicas bastará con rellenar cada uno de los campos que componen esta sección. Todos los datos serán numéricos a excepción del campo “Transformador”, en el podrán añadirse todo tipo de caracteres. Para cargar el tipo de refrigeración del transformador bastará con seleccionarla a través del desplegable.

La carga de los parámetros incluidos en el apartado “Datos térmicos” será idéntica a la del apartado anterior, siendo todos valores de temperatura. Para el caso de la temperatura ambiente (como se indicaba en el apartado 5.2) se podrán fijar valores predeterminados o se podrá introducir el que se desee.

Aplicación gestión cargabilidad transformadores de potencia

Características técnicas | **Datos térmicos** | Características aislamiento | Cargas transformador

Diferencia temperatura arrollamiento/temperatura aceite: K

Calentamiento aceite a potencial nominal: K

Temperatura Ambiente:

- Restrictiva (40°)
- Estándar (20°)
- Definir valor °C

Cargas individuales | Cargas subestación

Sobrecargas	Sobrecarga	Fecha	Hora

Totales

Fig. 5.4 Pantalla AGCTP. Pestaña “Datos térmicos”.

En la figura 5.5 se muestra el aspecto de la pantalla en la que se cargarán los datos relativos a las características del aislamiento. Mediante un desplegable se podrá seleccionar el tipo de papel aislante que tendrá el transformador, la vida nominal del transformador se escribirá en pantalla, al igual que el coste de éste (pudiendo seleccionar si se desea realizar cálculo económico o no). Por último, será posible seleccionar el método de obtención de temperaturas para realizar cálculos de velocidad de envejecimiento.

Aplicación gestión cargabilidad transformadores de potencia

Características técnicas Datos térmicos **Características aislamiento** Cargas transformador

Tipo papel: Papel Kraft

Vida nominal transformador: [] Horas

Cálculo económico:

- Sí
- No

Coste transformador: [] €

Cálculo velocidad de envejecimiento:

- Método IEC
- Método IEEE

Cargas individuales Cargas subestación

Sobrecargas	Sobrecarga	Fecha	Hora
-------------	------------	-------	------

Totales

Informe sobrecarga individual

Informe temperaturas y velocidad envejecimiento carga individual

Informe de cargas

Fig. 5.5 Pantalla AGCTP. Pestaña “Características aislamiento”.

La carga de datos del apartado referente a las cargas del transformador se efectuará de una manera distinta. Para realizarla se deberá hacer click sobre el botón “Cargar Excel” (ver figura 5.6), al pulsar este botón aparecerá una ventana a través de la cual se podrá seleccionar el directorio en el que se encontrará el archivo de cargas, una vez se seleccione el directorio y se haga click sobre el archivo elegido pulsando en el botón abrir, la aplicación cargará todos los datos del archivo.

Se podrán cargar tres tipos de archivo Excel diferentes, uno en el que se incluyan las cargas de un único día, otra opción será cargar las cargas de un mes completo y una última opción será realizar una carga de datos de las cargas de un año completo. El formato del archivo Excel se suministrará con la aplicación, serán tres archivos (uno para cada tipo de carga) y cada uno de ellos incluirá dos hojas Excel. En la primera hoja Excel se introducirán los datos de cargas y en la segunda se podrán cambiar los rangos de la evaluación de cargas y sobrecargas.

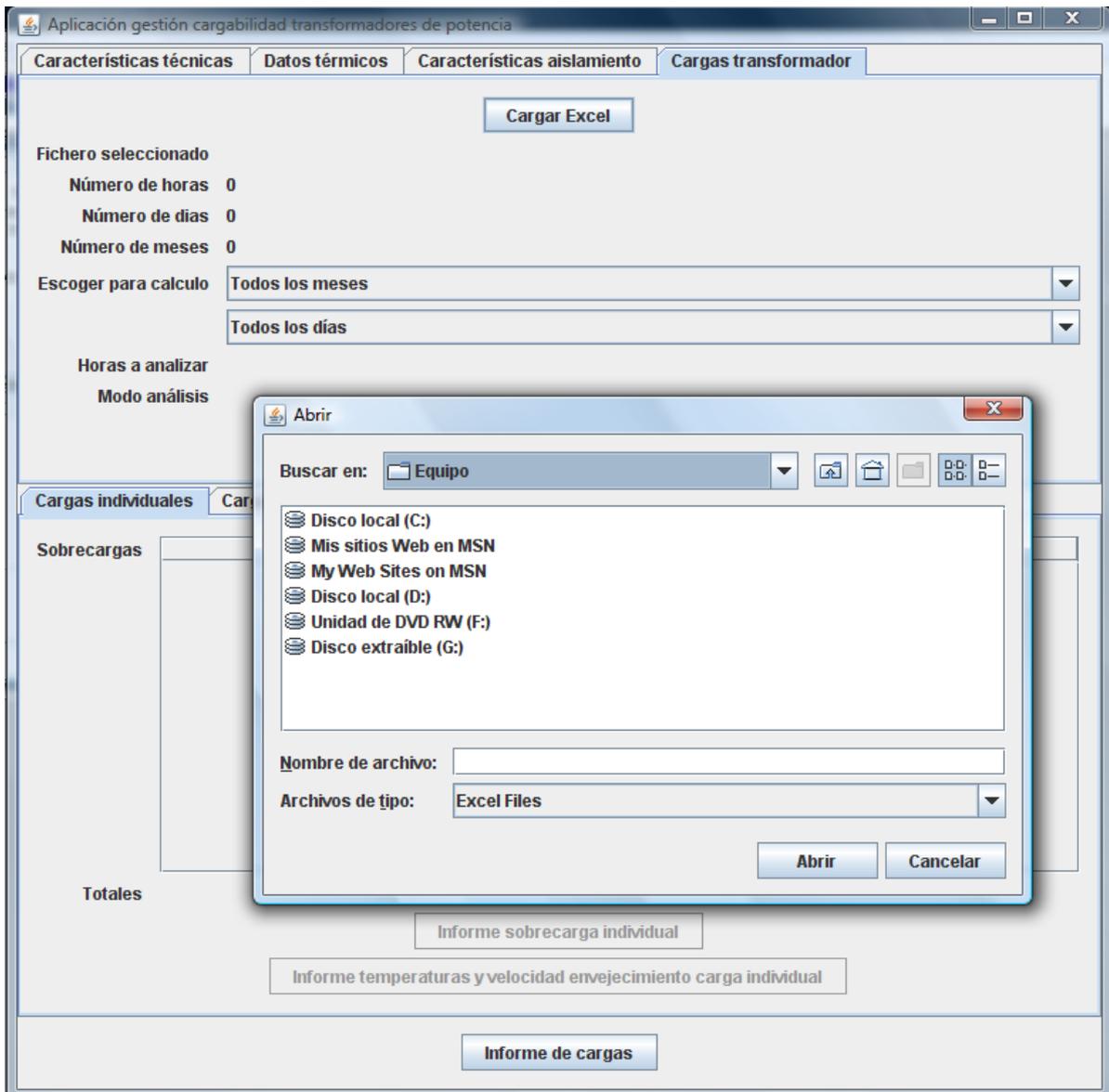


Fig. 5.6 Pantalla AGCTP. Importación archivo cargas transformador.

5.4.2 Obtención de resultados

Una vez efectuada la carga de datos se podrá pasar a realizar los análisis oportunos, para efectuarlos se emplearán los botones situados en la parte inferior de la pantalla (“Informe de Cargas”, “Informe sobrecarga” e “Informe temperaturas y velocidad envejecimiento”). Para poder obtener estos informes (que se generarán en formato de hoja de cálculo Excel), en primer lugar se deberá seleccionar el rango de los datos introducidos a partir de los cuales se deseará efectuar el análisis. Tanto los análisis de cargas como los de temperaturas y velocidades de envejecimiento irán precedidos del siguiente proceso:

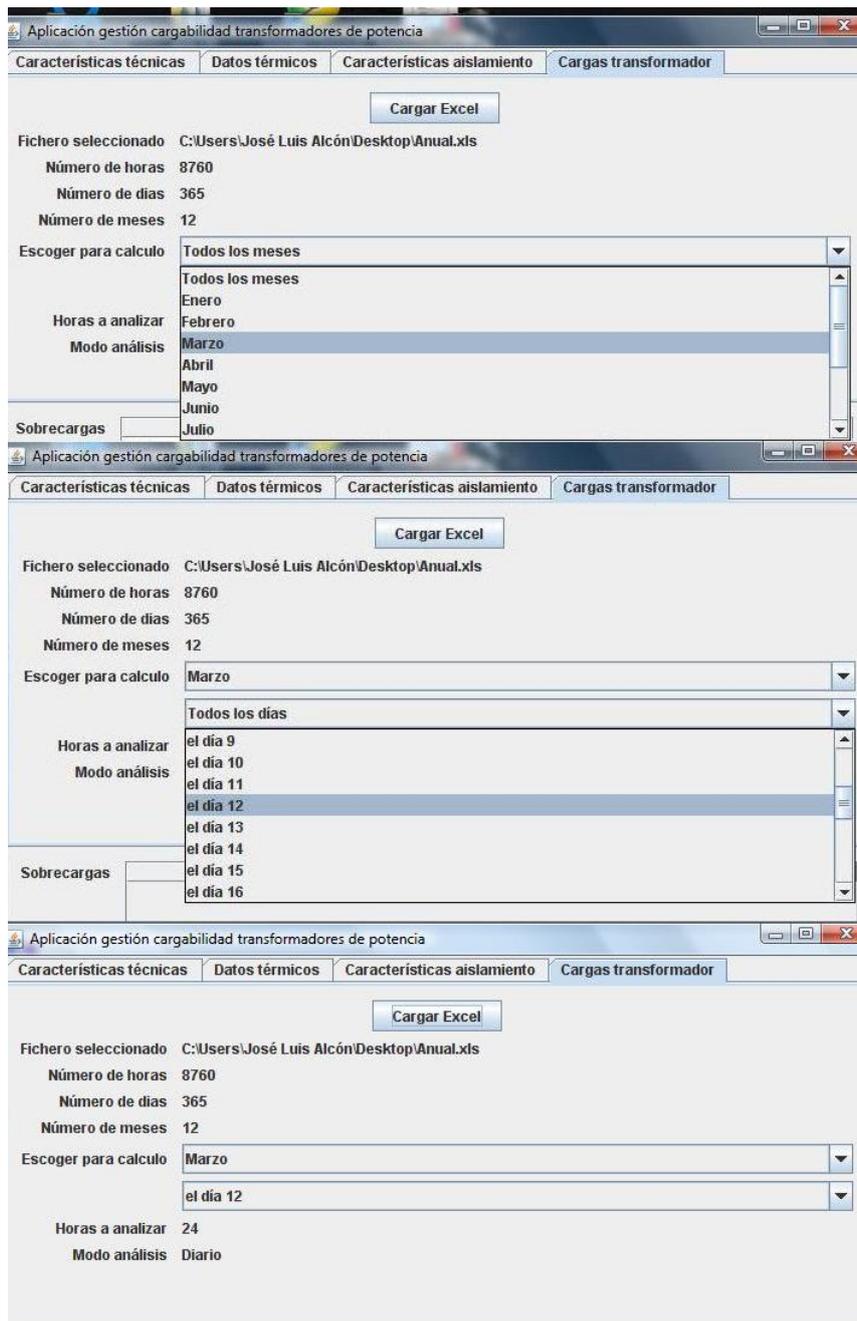


Fig. 5.7 Pantallas AGCTP. Ejemplo de proceso de selección de datos.

En la figura 5.7 se muestra como a través de los menús desplegables de selección de fecha se podrá elegir, a partir de los datos cargados, los valores que se desearán analizar. Para efectuar un análisis de cargas se podrá elegir entre tres tipos distintos de análisis (si se ha cargado un archivo de cargas anual): análisis de todas las cargas del año (modo anual), análisis de todas las cargas de un mes (modo mensual) o análisis de las cargas de un día (modo diario). En el caso que el archivo de cargas importado sea de tipo mensual se podrán realizar tanto análisis en modo mensual como en modo diario, mientras que para el caso de importación de datos de cargas diarios tan solo se podrá efectuar análisis diarios. Una vez se ha seleccionado el tipo de análisis deseado, bastará con pulsar el botón “Informe de cargas”, apareciendo en pantalla una ventana en la que se indicará el directorio y el nombre del archivo (seguido de “.xls”) que contendrá el informe generado (ver figura 5.8), una vez seleccionado el directorio e introducido el nombre del archivo se pinchará sobre el botón “Abrir” para generar el informe.

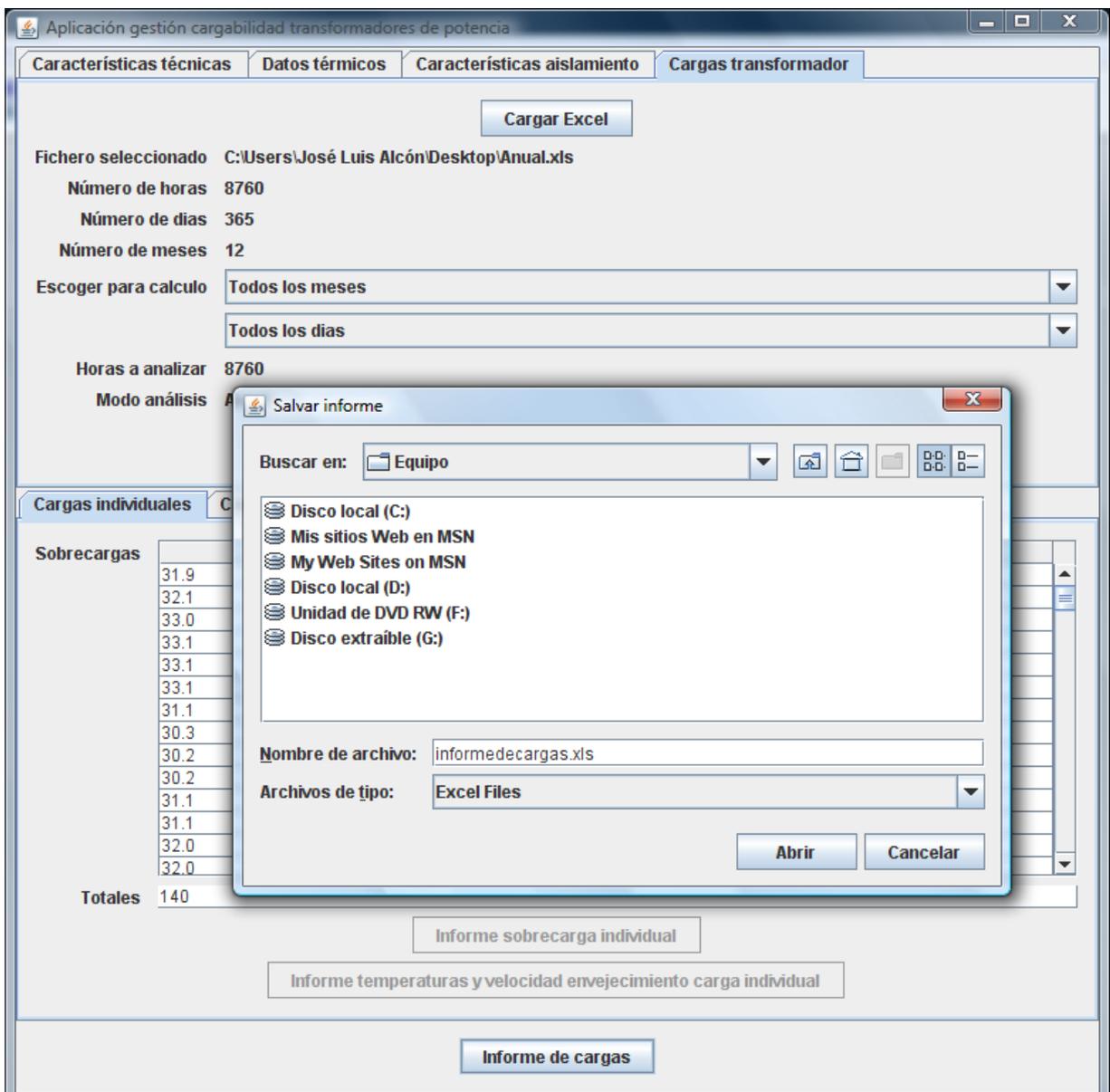


Fig. 5.8 Pantalla AGCTP. Generación de Informe de cargas.

La aplicación mostrará un mensaje en el que se confirma la exportación del archivo quedando éste alojado en el directorio indicado del PC.

Para cálculos de temperaturas y velocidades de envejecimiento la aplicación realizará análisis diarios, por lo que se deberá seleccionar el día concreto deseado a través de los menús de selección. También se podrá seleccionar, a través de las pestañas situadas en la parte superior de la zona de salidas de la pantalla, si se desea realizar un análisis para situaciones en las que el transformador asumirá su carga individual o para situaciones en las que asumirá toda la carga de la subestación. En primer lugar se tomará el caso de que el transformador trabajara con su carga individual, por lo que habrá que seleccionar la pestaña “Cargas individuales”. El proceso de generación del informe será idéntico al descrito para el análisis de cargas, tras seleccionar la fecha deseada se pulsará sobre el botón “Informe temperaturas y velocidad de envejecimiento carga individual”, pudiéndose seleccionar a continuación el directorio del PC en el que se salvará el informe (ver imagen 5.9) e indicando el nombre que tendrá este archivo (al igual que en el caso anterior seguido de “.xls”), a continuación se hará click sobre el botón “Abrir” para generar el archivo mostrándose una pantalla en la que se indica que el fichero ha sido creado.

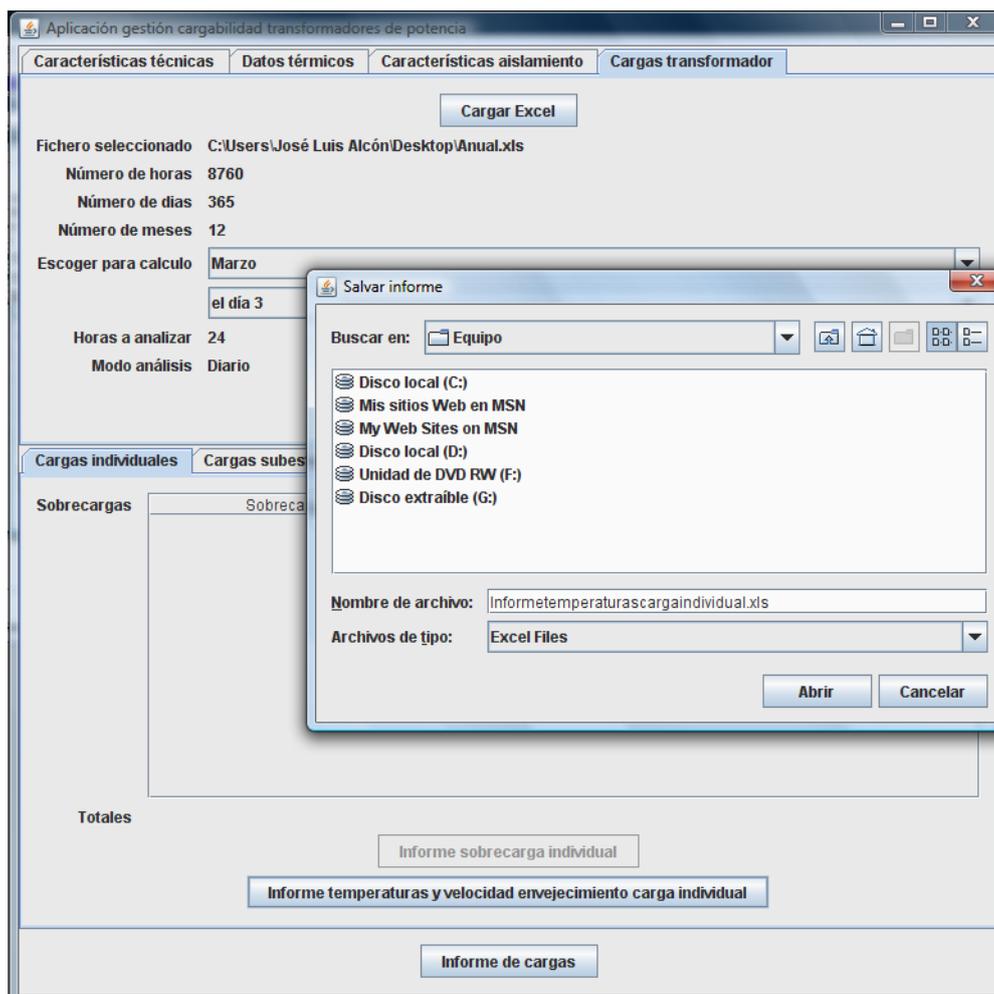


Fig. 5.9 Pantalla AGCTP. Generación de Informe de temperaturas y velocidad de envejecimiento carga individual.

Para obtener los valores de temperaturas y velocidad de envejecimiento asumiendo la carga de la subestación el proceso será idéntico al anterior, con la diferencia de que se deberá seleccionar la pestaña “Cargas subestación” y a continuación hacer click sobre el botón “Informe temperaturas y velocidad de envejecimiento carga subestación”. Posteriormente se deberá escribir el nombre del archivo (seguido de .xls) y seleccionar el directorio en el que se guardará el informe (ver figura 5.10). Pulsando sobre el botón “Abrir” el archivo quedará creado (mostrándose un mensaje en pantalla indicándolo).

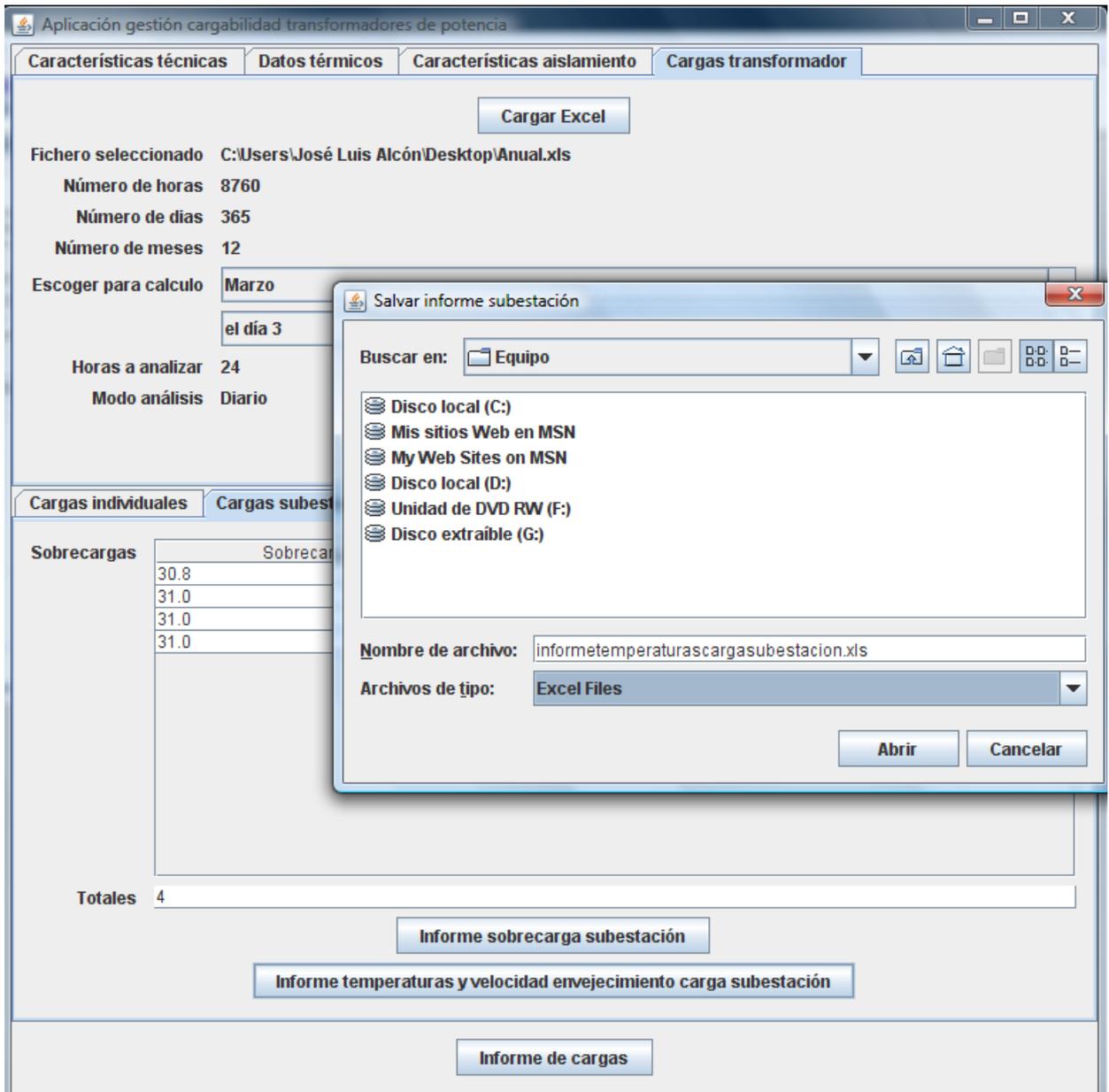


Fig. 5.10 Pantalla AGCTP. Generación de Informe de temperaturas y velocidad de envejecimiento carga subestación.

El proceso para extraer informes de evaluación de sobrecargas partirá, en primer lugar, de un listado que la aplicación mostrará tras efectuar un rastreo de los datos cargados. En este listado aparecerá la carga del transformador durante la sobrecarga, la fecha y la hora de ésta. En la parte inferior de la pantalla aparecerán las horas totales en las que el transformador ha trabajado en sobrecarga. Mediante el menú de selección de fecha se podrán elegir las fechas en las que se desea ver el listado de sobrecargas. Las figuras 5.11 y 5.12 muestran sendos ejemplos de listados de sobrecargas (anuales) de cargas individuales y cargas subestación a partir de un archivo de cargas anual importado, para pasar de un listado a otro bastará con seleccionar la pestaña que se desee (“Cargas individuales” o “Carga subestación”).

Aplicación gestión cargabilidad transformadores de potencia

Características técnicas Datos térmicos Características aislamiento **Cargas transformador**

Cargar Excel

Fichero seleccionado C:\Users\José Luis Alcón\Desktop\Anual.xls

Número de horas 8760

Número de días 365

Número de meses 12

Escoger para calculo Todos los meses

Todos los días

Horas a analizar 8760

Modo análisis Anual

Cargas individuales **Cargas subestación**

Sobrecargas	Sobrecarga	Fecha	Hora
	31.9	7/1	8:00
	32.1	7/1	9:00
	33.0	7/1	10:00
	33.1	7/1	11:00
	33.1	7/1	12:00
	33.1	7/1	13:00
	31.1	7/1	14:00
	30.3	7/1	15:00
	30.2	7/1	16:00
	30.2	7/1	21:00
	31.1	11/4	8:00
	31.1	11/4	9:00
	32.0	11/4	10:00
	32.0	11/4	11:00
Totales	140		

Informe sobrecarga individual

Informe temperaturas y velocidad envejecimiento carga individual

Informe de cargas

Fig. 5.11 Pantalla AGCTP. Listado de sobrecargas cargas individuales.

Aplicación gestión cargabilidad transformadores de potencia

Características técnicas Datos térmicos Características aislamiento Cargas transformador

Cargar Excel

Fichero seleccionado C:\Users\José Luis Alcón\Desktop\Anual.xls

Número de horas 8760

Número de días 365

Número de meses 12

Escoger para calculo Todos los meses

Todos los días

Horas a analizar 8760

Modo análisis Anual

Cargas individuales Cargas subestación

Sobrecargas	Sobrecarga	Fecha	Hora
30.2		5/1	10:00
30.4		5/1	11:00
30.4		5/1	12:00
30.4		5/1	13:00
56.8		7/1	0:00
54.2		7/1	1:00
52.0		7/1	2:00
52.8		7/1	3:00
53.8		7/1	4:00
54.0		7/1	5:00
53.4		7/1	6:00
57.0		7/1	7:00
63.8		7/1	8:00
64.2		7/1	9:00
Totales	1435		

Informe sobrecarga subestación

Informe temperaturas y velocidad envejecimiento carga subestación

Informe de cargas

Fig. 5.12 Pantalla AGCTP. Listado de sobrecargas cargas subestación.

A través del menú de selección de fecha se podrá elegir el rango temporal de las sobrecargas producidas (elegir todas las de un mes, sólo las de un día...), el sumatorio de las horas totales en sobrecarga variará en función del espacio temporal elegido. Para extraer el informe de evaluación de una sobrecarga determinada, se deberá hacer click con el ratón sobre el listado sobrecargas en la fila de la sobrecarga que se desea analizar, en ese instante la aplicación colocará en el menú de selección de fecha la fecha en la que se produjo. Para seleccionar las cargas que se desean considerar se deberá elegir la pestaña del modo deseado (“Cargas individuales” o “Carga subestación”). A continuación, pinchando sobre el botón “Informe sobrecarga individual” o “Informe sobrecarga subestación” (según el modo en el que nos encontremos) la aplicación mostrará, como para los procesos descritos anteriormente, una ventana en la que se

seleccionará la ubicación del informe en el PC y en el que se nombrará el documento (seguido de “.xls”) como se puede apreciar en las figuras 5.13 y 5.14. Posteriormente se hará click sobre el botón “Abrir”, apareciendo (si el proceso se ha realizado correctamente) un mensaje en el que se informará de la creación del archivo que contiene el informe.

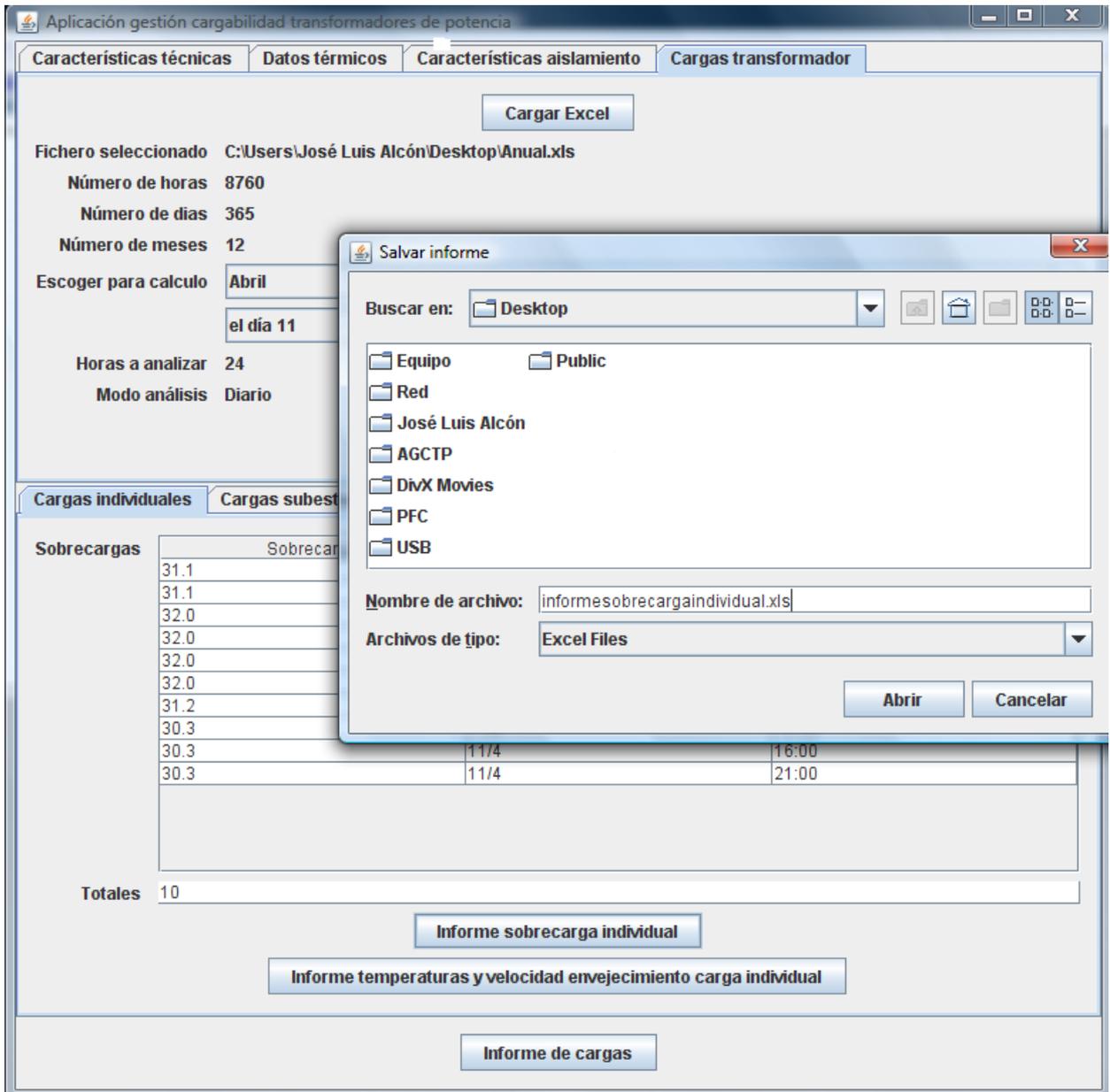


Fig. 5.13 Pantalla AGCTP. Generación de Informe sobrecarga carga individual.

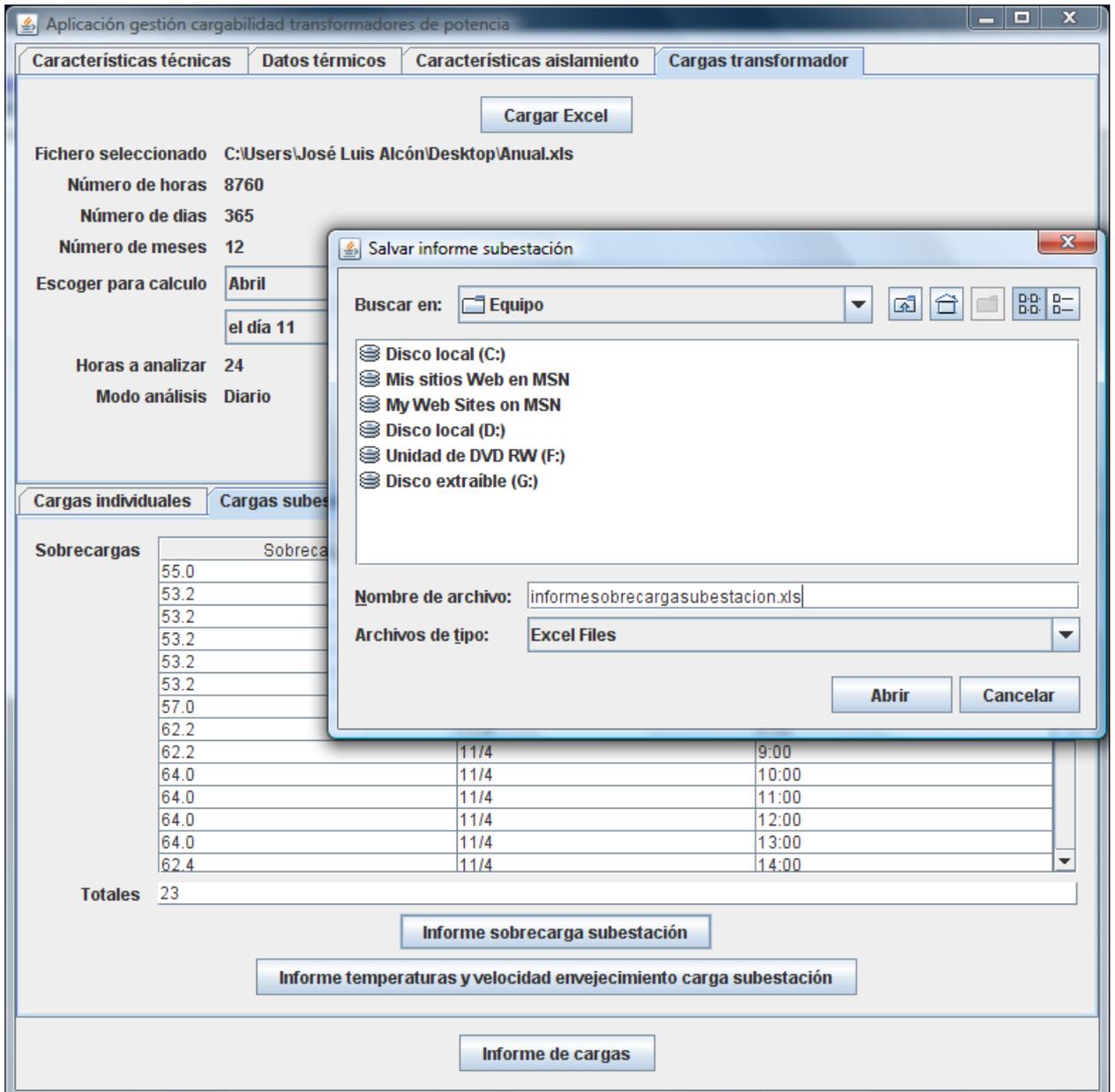


Fig. 5.14 Pantalla AGCTP. Generación de Informe sobrecarga carga subestación.



6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

6.1 Introducción

El objeto del presente apartado es, por un lado, evaluar el funcionamiento de la aplicación informática diseñada y, por otro lado, la realización de una serie de análisis en casos reales de transformadores de la red de Unión Fenosa Distribución.

La evaluación del funcionamiento de la aplicación se centrará en el módulo de sobrecargas y de cálculo de temperaturas, ya que en el módulo de análisis de cargas los resultados se basan en parámetros estadísticos que, por su naturaleza, no requieren un análisis tan detallado por lo que para evaluarlo bastará con analizar los resultados obtenidos en los ejemplos del apartado 6.4.

Este apartado estará formado por tres partes, una primera en la que se analizarán los métodos térmicos empleados (IEC e IEEE), una segunda en la que se evaluará la sensibilidad del envejecimiento en función del grado de carga y una última parte en la que se analizarán una serie de casos reales completos.

6.2 Evaluación de métodos de cálculo térmico

En este análisis se calcularán con la aplicación las temperaturas horarias del punto más caliente y de un transformador para dos ciclos de carga diferentes (un ciclo sin sobrecarga y otro con sobrecarga). El proceso se repetirá para distintos tipos de refrigeración (ONAN, ONAF, OFAF y ODAF).

6.2.1 Datos

En primer lugar se mostrarán las características del transformador. Los datos pertenecen a un transformador 45/15 kV de 25 MVA y refrigeración ONAN. Los parámetros de este transformador se tomarán para realizar análisis con otros sistemas de refrigeración (ONAN, OFAF y ODAF), para poder evaluar el comportamiento de los métodos de cálculo ante cambios en el sistema de refrigeración. A la hora de evaluar los resultados deberá ser tenido en cuenta este aspecto, ya que para sistemas de refrigeración más completos los datos térmicos de entrada se verían modificados (los calentamientos serían inferiores).



Características técnicas

Transformador: Evaluación

Tensión primario: 45 kV

Tensión secundario: 15 kV

Potencia nominal: 25 MVA

Sistema de refrigeración: ONAN / ONAF / OFAF / ODAF

Pérdidas a potencia nominal: 95400 W

Pérdidas en vacío: 10300 W

Peso total del hierro y los arrollamientos: 31410 kg

Peso total de la cuba y los accesorios: 6120 kg

Volumen de aceite: 11000 litros

Datos térmicos

Diferencia temperatura arrollamiento / temperatura aceite: 18 K

Calentamiento aceite a potencia nominal: 51,8 K

Temperatura ambiente: 20 °C

Características aislamiento

Tipo papel: Papel Kraft

Vida nominal aislamiento: 350400 horas (40 años)

Cálculo económico: No

Método cálculo velocidad envejecimiento: IEC / IEEE

En cuanto a los ciclos de carga que se van a emplear, son los siguientes:

Hora	Potencia (MVA)	Hora	Potencia (MVA)
00:00	6,17	12:00	9,25
01:00	5,50	13:00	9,25
02:00	4,75	14:00	8,58
03:00	4,75	15:00	7,83
04:00	4,75	16:00	7,83
05:00	4,75	17:00	7,08
06:00	4,75	18:00	7,08
07:00	6,33	19:00	7,08
08:00	8,50	20:00	7,08
09:00	8,50	21:00	7,83
10:00	9,25	22:00	7,17
11:00	9,25	23:00	6,42

Tabla 6.1 Ciclo de carga caso 1

Hora	Potencia (MVA)	Hora	Potencia (MVA)
00:00	17,88	12:00	27,83
01:00	15,95	13:00	27,83
02:00	14,78	14:00	24,89
03:00	14,78	15:00	22,72
04:00	14,78	16:00	22,72
05:00	14,78	17:00	20,54
06:00	14,78	18:00	20,54
07:00	17,37	19:00	20,54
08:00	24,65	20:00	20,54
09:00	25,48	21:00	23,72
10:00	27,83	22:00	20,78
11:00	27,83	23:00	18,61

Tabla 6.2 Ciclo de carga caso 2

La figura 6.1 muestra gráficamente los perfiles de los dos ciclos de carga que se tomarán para realizar el análisis:

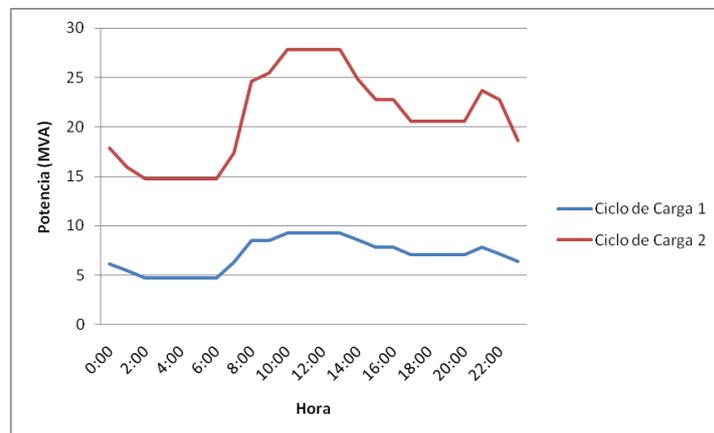


Fig. 6.1 Gráfico ciclo de carga vs. tiempo

6.2.2 Refrigeración ONAN

La tabla 6.3 muestra los resultados obtenidos para el análisis de temperaturas del ciclo de carga 1 con un sistema de refrigeración ONAN:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,25	30,71	34,50
01:00	0,22	29,73	33,50
02:00	0,19	28,72	31,82
03:00	0,19	28,72	31,13
04:00	0,19	28,72	31,13
05:00	0,19	28,72	31,13
06:00	0,19	28,72	31,13
07:00	0,25	33,16	33,12
08:00	0,34	37,92	36,65
09:00	0,34	37,92	39,40
10:00	0,37	40,91	39,39
11:00	0,37	40,91	40,48
12:00	0,37	40,91	40,48
13:00	0,37	40,91	40,48
14:00	0,34	34,87	40,48
15:00	0,31	33,47	38,51
16:00	0,31	33,47	37,49
17:00	0,28	32,16	36,49
18:00	0,28	32,16	35,54
19:00	0,28	32,16	35,54
20:00	0,28	32,16	35,54
21:00	0,31	37,17	36,54
22:00	0,29	32,31	36,49
23:00	0,26	31,09	35,65

Tabla 6.3 Temperaturas ciclo de carga 1. Refrigeración ONAN

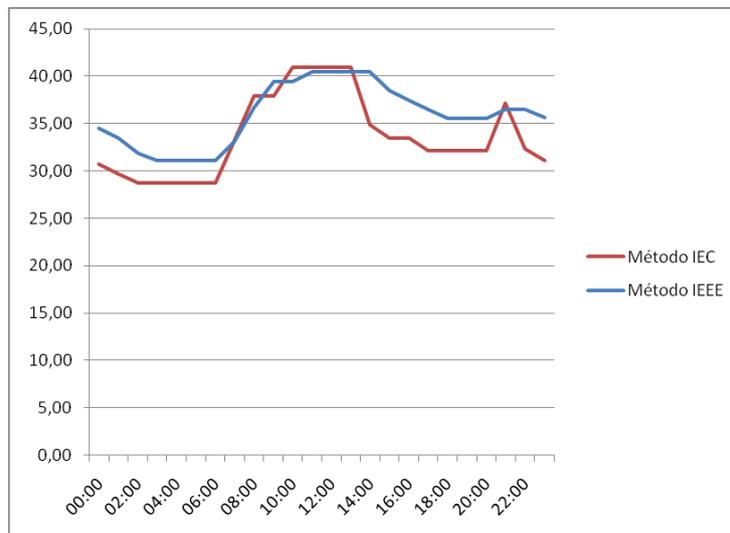


Fig. 6.2 Gráfico temperaturas vs. tiempo

En la tabla 6.4 se pueden ver las temperaturas obtenidas para el punto más caliente del ciclo de carga 2:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,72	60,51	68,53
01:00	0,64	53,89	65,52
02:00	0,59	50,22	60,06
03:00	0,59	50,22	57,53
04:00	0,59	50,22	57,53
05:00	0,59	50,22	57,53
06:00	0,59	50,22	57,53
07:00	0,69	68,34	60,47
08:00	0,99	101,45	76,59
09:00	1,02	101,45	99,75
10:00	1,11	126,09	106,18
11:00	1,11	126,09	113,57
12:00	1,11	126,09	113,57
13:00	1,11	126,09	113,57
14:00	1,00	90,74	108,53
15:00	0,91	80,31	95,45
16:00	0,91	80,31	89,18
17:00	0,82	70,81	85,16
18:00	0,82	70,81	79,24
19:00	0,82	70,81	79,24
20:00	0,82	70,81	79,24
21:00	0,95	99,80	84,12
22:00	0,83	71,81	88,00
23:00	0,74	63,20	76,86

Tabla 6.4 Temperaturas ciclo de carga 2. Refrigeración ONAN

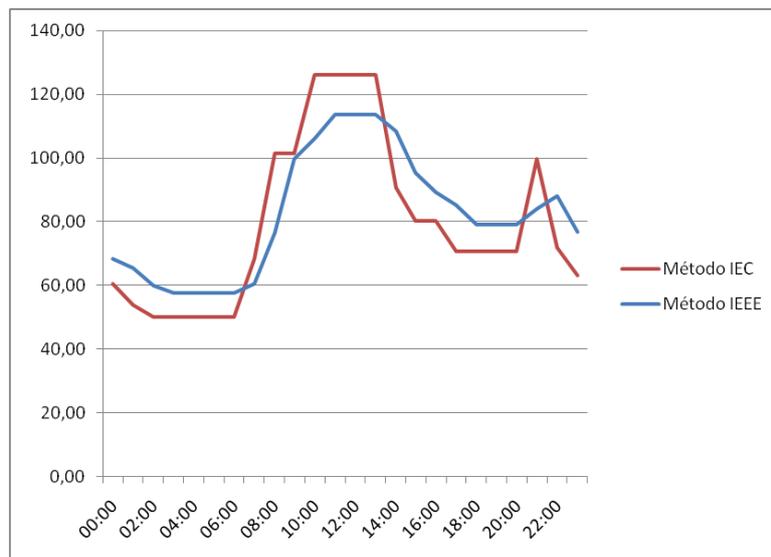


Fig. 6.3 Gráfico temperaturas vs. tiempo



Analizando los resultados obtenidos se puede apreciar que el método IEC proporciona valores más conservadores ante grados de carga elevados, mientras que para el caso de grados de carga bajos el método IEEE es el que suministra valores de temperatura mayores. Otro factor que se puede apreciar es como el método IEC es más rápido tanto en el calentamiento como en el enfriamiento, atendiendo a este factor también se puede ver como el método IEEE muestra un cierto “retardo” ante las variaciones de carga.

En cuanto a la validez de los valores obtenidos, se puede apreciar que, para grados de carga cercanos a la unidad, las temperaturas toman valores cercanos a los 98 °C que conllevarían un envejecimiento nominal.

6.2.3 Refrigeración ONAF

Las temperaturas obtenidas para el ciclo de carga 1 empleando un sistema de refrigeración ONAF, se pueden ver en la tabla 6.5:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,25	31,51	32,53
01:00	0,22	30,50	31,53
02:00	0,19	29,47	29,89
03:00	0,19	29,47	29,26
04:00	0,19	29,47	29,26
05:00	0,19	29,47	29,26
06:00	0,19	29,47	29,26
07:00	0,25	32,72	31,25
08:00	0,34	37,01	34,67
09:00	0,34	37,01	37,27
10:00	0,37	39,17	37,26
11:00	0,37	39,17	38,31
12:00	0,37	39,17	38,31
13:00	0,37	39,17	38,31
14:00	0,34	35,79	38,31
15:00	0,31	34,35	36,37
16:00	0,31	34,35	35,40
17:00	0,28	33,01	34,40
18:00	0,28	33,01	33,50
19:00	0,28	33,01	33,50
20:00	0,28	33,01	33,50
21:00	0,31	35,95	34,50
22:00	0,29	33,17	34,40
23:00	0,26	31,91	33,61

Tabla 6.5 Temperaturas ciclo de carga 1. Refrigeración ONAF

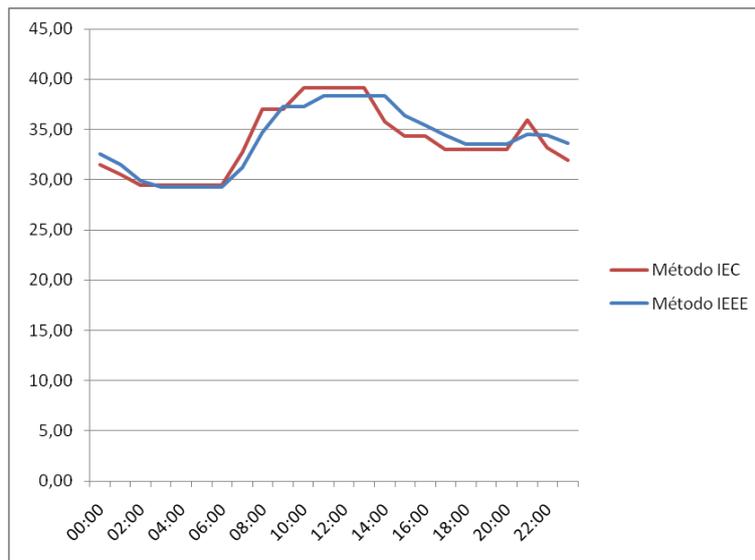


Fig. 6.4 Gráfico temperaturas vs. tiempo

En la tabla 6.6 se muestran las temperaturas obtenidas en el ciclo de carga 2:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,72	61,46	66,70
01:00	0,64	54,92	63,67
02:00	0,59	51,27	57,99
03:00	0,59	51,27	55,37
04:00	0,59	51,27	55,37
05:00	0,59	51,27	55,37
06:00	0,59	51,27	55,37
07:00	0,69	63,82	58,30
08:00	0,99	94,74	74,03
09:00	1,02	94,74	99,62
10:00	1,11	114,21	106,37
11:00	1,11	114,21	114,76
12:00	1,11	114,21	114,76
13:00	1,11	114,21	114,76
14:00	1,00	90,77	109,71
15:00	0,91	80,74	95,40
16:00	0,91	80,74	88,41
17:00	0,82	71,53	84,38
18:00	0,82	71,53	77,90
19:00	0,82	71,53	77,90
20:00	0,82	71,53	77,90
21:00	0,95	91,62	82,78
22:00	0,83	72,50	87,53
23:00	0,74	64,10	75,56

Tabla 6.6 Temperaturas ciclo de carga 2. Refrigeración ONAF

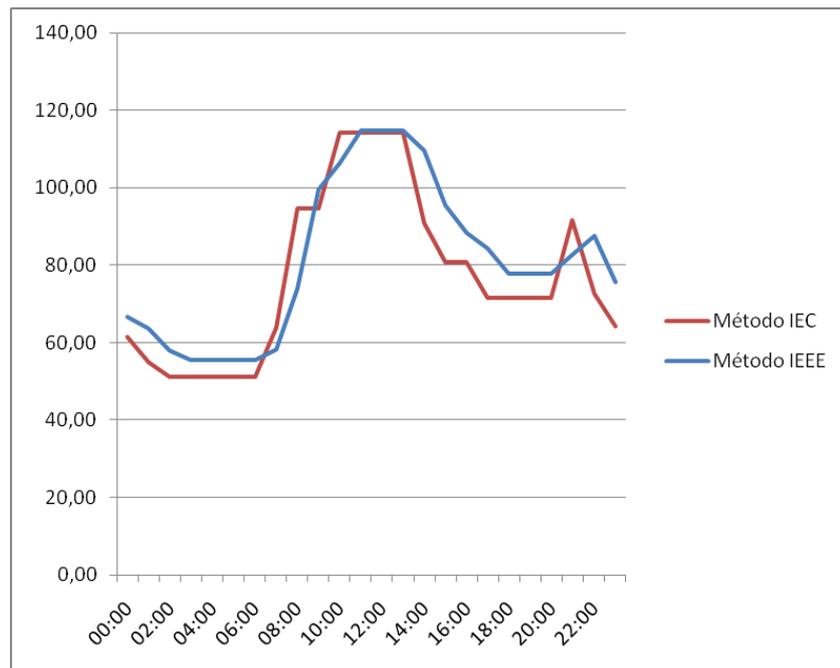


Fig. 6.5 Gráfico temperaturas vs. tiempo

Para este sistema de refrigeración se observa una menor diferencia entre las temperaturas obtenidas por ambos métodos. Por otro lado, se ve refrendado lo indicado en el apartado anterior, cómo en el método IEEE se aprecia un retardo en alcanzar los valores de temperatura (tanto de subida como de bajada).

Respecto a la comparación entre las temperaturas obtenidas en este sistema de refrigeración y las obtenidas con refrigeración ONAN, las temperaturas calculadas son menores, sobre todo para bajos grados de carga.

6.2.4 Refrigeración OFAF

La tabla 6.7 representa los resultados de temperaturas obtenidas para el ciclo de carga 1 con una refrigeración OFAF:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,25	29,31	32,53
01:00	0,22	28,37	31,53
02:00	0,19	27,40	29,89
03:00	0,19	27,40	29,26
04:00	0,19	27,40	29,26
05:00	0,19	27,40	29,26
06:00	0,19	27,40	29,26
07:00	0,25	29,89	31,25
08:00	0,34	33,71	34,68
09:00	0,34	33,71	37,27
10:00	0,37	35,40	37,26
11:00	0,37	35,40	38,31
12:00	0,37	35,40	38,31
13:00	0,37	35,40	38,31
14:00	0,34	33,35	38,31
15:00	0,31	31,99	36,37
16:00	0,31	31,99	35,40
17:00	0,28	30,72	34,40
18:00	0,28	30,72	33,50
19:00	0,28	30,72	33,50
20:00	0,28	30,72	33,50
21:00	0,31	32,57	34,50
22:00	0,29	30,86	34,40
23:00	0,26	29,68	33,61

Tabla 6.7 Temperaturas ciclo de carga 1. Refrigeración OFAF

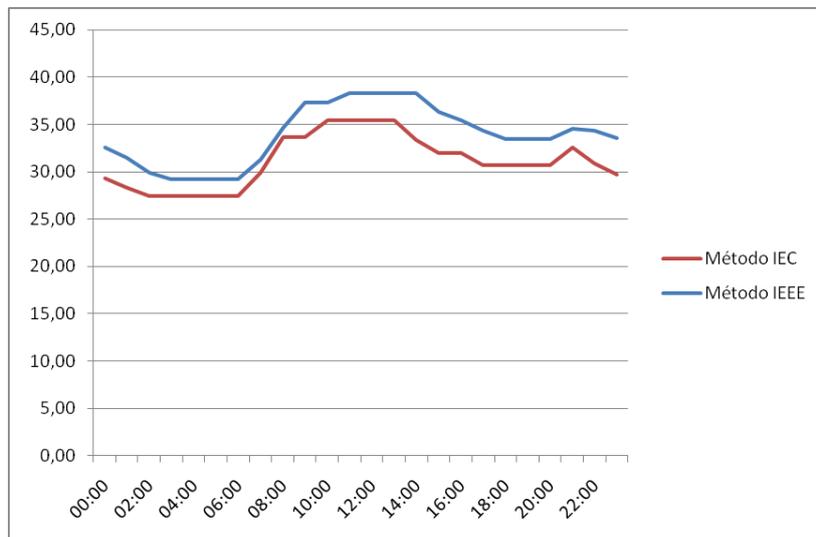


Fig. 6.6 Gráfico temperaturas vs. tiempo

En la tabla 6.8 se pueden ver las temperaturas del punto más caliente para el ciclo de carga 2:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,72	59,19	66,70
01:00	0,64	52,41	63,68
02:00	0,59	48,68	57,99
03:00	0,59	48,68	55,37
04:00	0,59	48,68	55,37
05:00	0,59	48,68	55,37
06:00	0,59	48,68	55,37
07:00	0,69	58,84	58,32
08:00	0,99	91,32	74,79
09:00	1,02	91,32	99,62
10:00	1,11	110,43	106,39
11:00	1,11	110,43	114,76
12:00	1,11	110,43	114,76
13:00	1,11	110,43	114,76
14:00	1,00	90,72	109,73
15:00	0,91	79,76	95,41
16:00	0,91	79,76	88,41
17:00	0,82	69,85	84,39
18:00	0,82	69,85	77,90
19:00	0,82	69,85	77,90
20:00	0,82	69,85	77,90
21:00	0,95	86,99	82,82
22:00	0,83	70,89	87,55
23:00	0,74	61,97	75,57

Tabla 6.8 Temperaturas ciclo de carga 2. Refrigeración OFAF

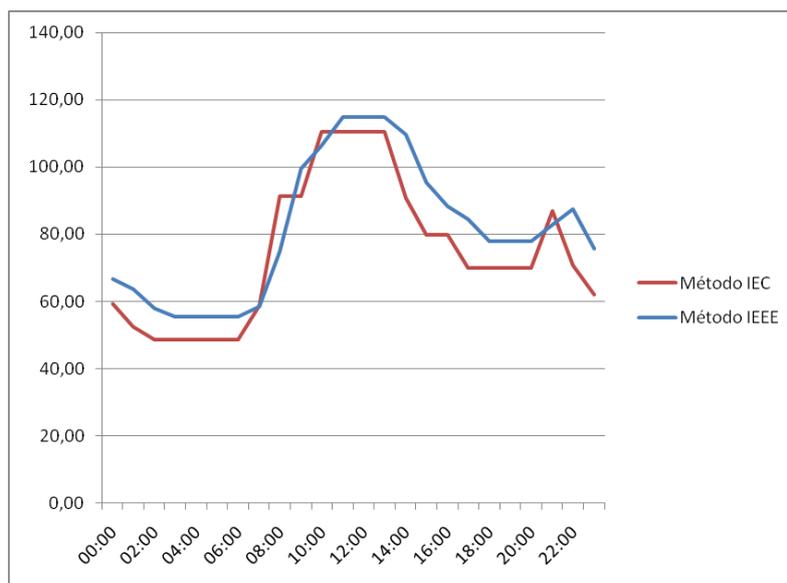


Fig. 6.7 Gráfico temperaturas vs. tiempo



En este caso se aprecia como el método IEEE es más restrictivo, debido, principalmente a que en este método la influencia de la circulación del aceite no es apreciable por lo que ofrece resultados de temperatura más elevados.

6.2.5 Refrigeración ODAF

La tabla 6.9 representa los resultados obtenidos para el análisis de temperaturas del ciclo de carga 1 con un sistema de refrigeración ODAF:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,25	25,65	28,90
01:00	0,22	25,03	28,89
02:00	0,19	24,43	28,31
03:00	0,19	24,43	27,74
04:00	0,19	24,43	27,74
05:00	0,19	24,43	27,74
06:00	0,19	24,43	27,74
07:00	0,25	25,81	27,73
08:00	0,34	28,42	31,03
09:00	0,34	28,42	33,45
10:00	0,37	29,54	33,45
11:00	0,37	29,54	34,45
12:00	0,37	29,54	34,45
13:00	0,37	29,54	34,45
14:00	0,34	28,54	34,45
15:00	0,31	27,52	32,55
16:00	0,31	27,52	31,63
17:00	0,28	26,61	31,63
18:00	0,28	26,61	30,80
19:00	0,28	26,61	30,80
20:00	0,28	26,61	30,80
21:00	0,31	27,52	30,80
22:00	0,29	26,72	31,63
23:00	0,26	25,90	29,89

Tabla 6.9 Temperaturas ciclo de carga 1. Refrigeración ODAF

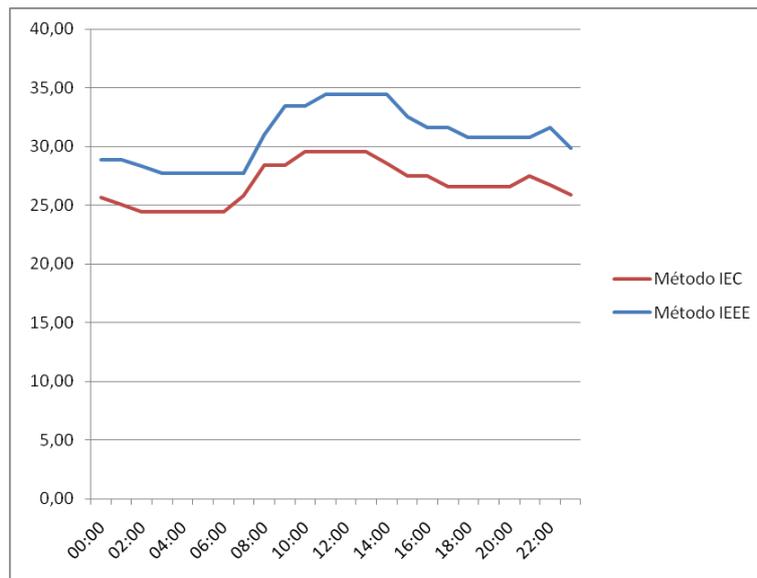


Fig. 6.8 Gráfico temperaturas vs. tiempo

La tabla 6.10 contiene las temperaturas obtenidas para el punto más caliente del ciclo de carga 2:

Hora	Grado de carga	Temperatura punto más caliente (°C)	
		Método IEC	Método IEEE
00:00	0,72	52,38	62,96
01:00	0,64	45,40	59,95
02:00	0,59	41,76	53,07
03:00	0,59	41,76	50,39
04:00	0,59	41,76	50,39
05:00	0,59	41,76	50,39
06:00	0,59	41,76	50,39
07:00	0,69	50,41	54,34
08:00	0,99	88,81	72,27
09:00	1,02	88,81	99,50
10:00	1,11	114,13	107,56
11:00	1,11	114,13	116,98
12:00	1,11	114,13	116,98
13:00	1,11	114,13	116,98
14:00	1,00	90,51	109,94
15:00	0,91	76,24	94,37
16:00	0,91	76,24	86,66
17:00	0,82	64,26	82,64
18:00	0,82	64,26	75,61
19:00	0,82	64,26	75,61
20:00	0,82	64,26	75,61
21:00	0,95	82,51	81,51
22:00	0,83	65,47	86,10
23:00	0,74	55,36	72,33

Tabla 6.10 Temperaturas ciclo de carga 2. Refrigeración ODAF

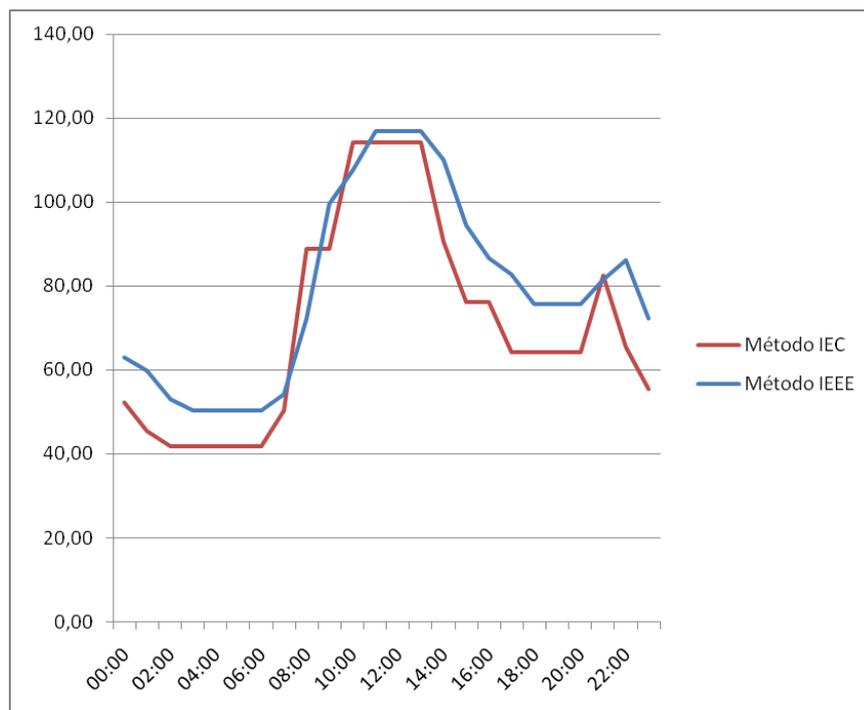


Fig. 6.9 Gráfico temperaturas vs. tiempo

En este sistema de refrigeración, se puede apreciar como el método IEEE ofrece valores de temperatura más restrictivos a consecuencia, como en el caso anterior, de una menor influencia de la mejora en la refrigeración. Esta influencia del sistema de refrigeración en la temperatura, se puede observar que es mayor cuanto menor es el grado de carga.

6.2.6 Conclusiones

Comparando todos los valores térmicos obtenidos en función del tipo de refrigeración se observa que para grados de carga inferiores a la unidad, ambos métodos se comportan de forma estable (es decir, a medida que se aumenta el nivel de refrigeración bajan los niveles de temperatura para todas las horas). En cambio para valores de carga superiores, se pueden apreciar inestabilidades para la refrigeración ODAF del método IEC (donde aunque el enfriamiento es mayor que con menores niveles de refrigeración, el calentamiento también es superior en algunos puntos). En el método IEEE estas inestabilidades se aprecian también en el método ODAF, donde se obtienen temperaturas en algunos casos superiores a los métodos ONAF y OFAF. Resulta también destacable como los resultados de las refrigeraciones ONAF y OFAF son prácticamente idénticos. Todas estas indicaciones se pueden ver de forma gráfica en las figuras 6.10, 6.11, 6.12 y 6.13.

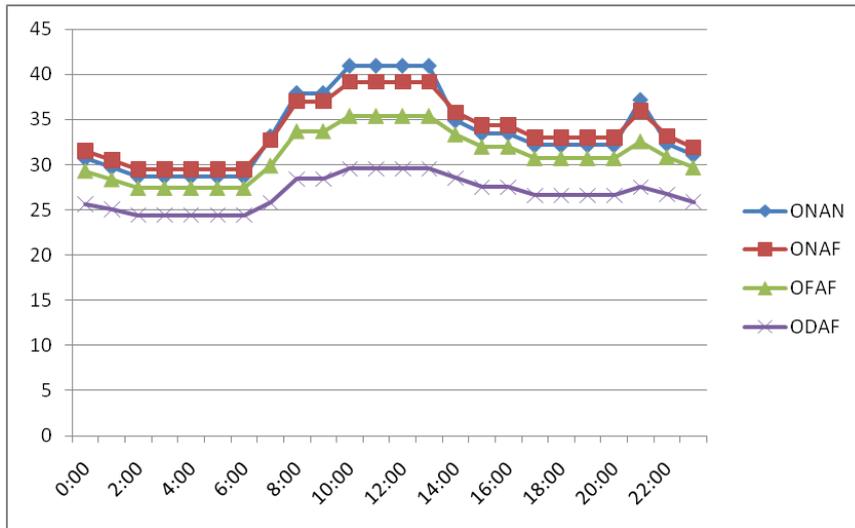


Fig. 6.10 Ciclo térmico en función del tipo de refrigeración. Método IEC. Ciclo de carga 1.

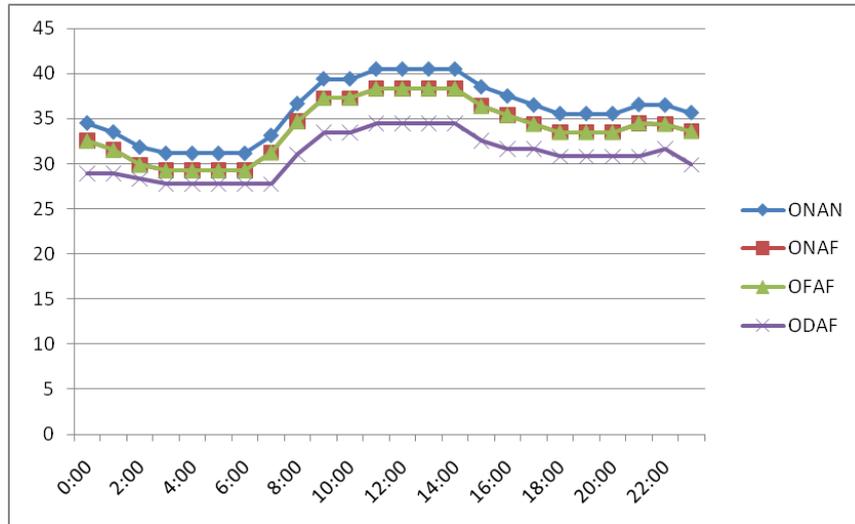


Fig. 6.11 Ciclo térmico en función del tipo de refrigeración. Método IEEE. Ciclo de carga 1.

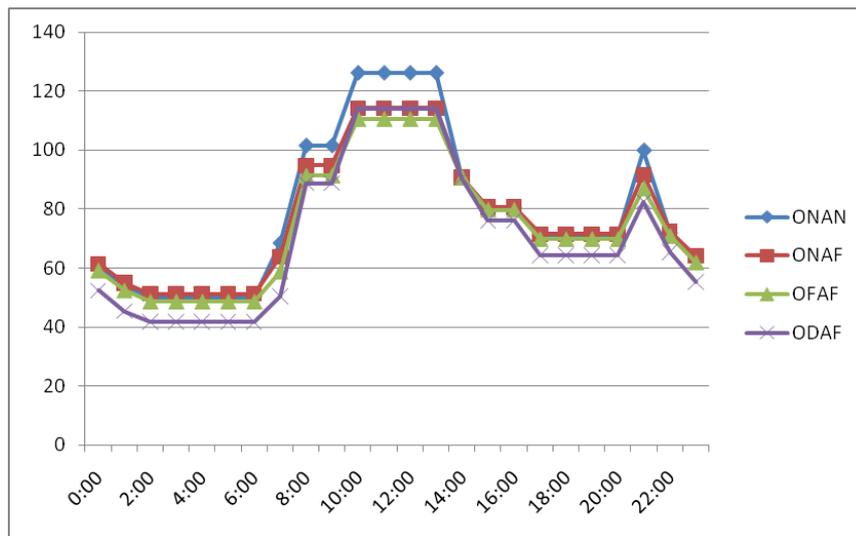


Fig. 6.12 Ciclo térmico en función del tipo de refrigeración. Método IEC. Ciclo de carga 2.

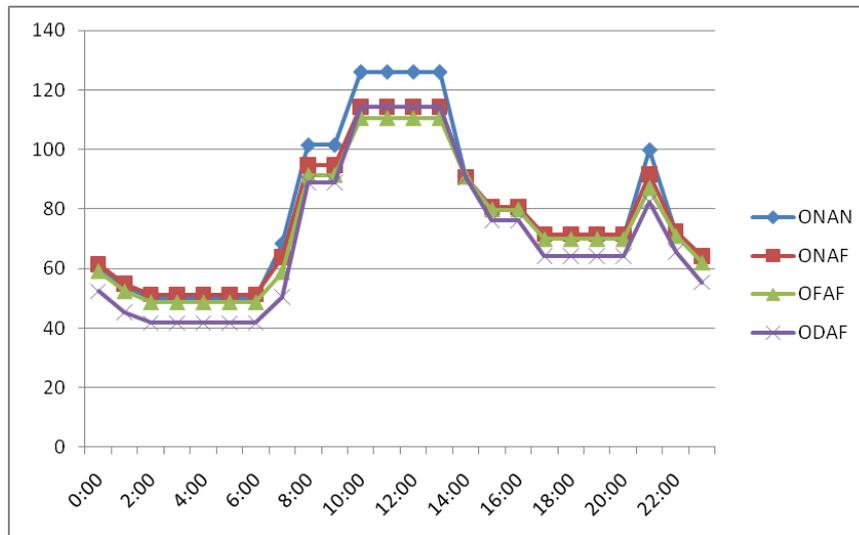


Fig. 6.13 Ciclo térmico en función del tipo de refrigeración. Método IEEE. Ciclo de carga 2.

Las causas de las inestabilidades se ha determinado que pueden ser las siguientes:

- Los datos de entrada del análisis, donde no se han considerado calentamientos nominales más bajos para sistemas de refrigeración más completos (y por tanto el único efecto de las mejoras en el sistema de refrigeración es el cambio en las constantes de cálculo).
- El análisis hora a hora de temperaturas puede provocar que en el cálculo de éstas no se alcance el régimen permanente.

En cualquier caso los desvíos no son excesivamente elevados, por lo que se pueden dar por válidos ambos métodos de cálculo, teniendo en cuenta que el objetivo es buscar resultados térmicos aproximativos que den idea de la severidad de las sobrecargas.

6.3 Análisis de sensibilidad

En este apartado el objetivo será evaluar la sensibilidad de los resultados obtenidos en función de los datos de entrada. En concreto se analizará la sensibilidad tanto de la temperatura como de la velocidad de envejecimiento relativa en función de la carga del transformador. El objetivo será apreciar como varían los resultados ante variaciones de carga o ante errores de las medidas tomadas por SCADA.

El análisis de sensibilidad partirá de los parámetros del transformador del apartado anterior, en cuanto a los datos de cargas partirá de los del ciclo de carga 2 (también mostrados en el apartado 6.3). De los datos de carga del ciclo de carga 1 no se realizará análisis de sensibilidad ya que los valores de velocidad de envejecimiento obtenidos son muy pequeños y no resulta viable analizar la sensibilidad de este parámetro para este caso. Se analizará la sensibilidad de los dos métodos de cálculo térmico empleados (IEC e IEEE), diferenciando entre los diferentes métodos de refrigeración estudiados.

Los valores de sensibilidad térmica se calcularán de la siguiente forma:

$$s_{\theta} = \left| \frac{(\theta_{h(i)} - \theta_{h(i-1)})}{(S_i - S_{i-1})} \right| [K / MVA] \quad (6.1)$$

Donde el significado de cada variable es:

s_{θ}	sensibilidad térmica
θ_h	temperatura del punto más caliente del arrollamiento
S	potencia horaria de trabajo del transformador (carga)
i	hora actual
i-1	hora anterior

La sensibilidad térmica se mostrará, adicionalmente, en valores relativos (porcentuales) a la temperatura máxima admisible por el aislamiento sin envejecer (98 °C).

Para calcular los valores de sensibilidad de la velocidad de envejecimiento se empleará la siguiente expresión:

$$s_v = \left| \frac{(v_{(i)} - v_{(i-1)})}{(S_i - S_{i-1})} \right| [p.u. / MVA] \quad (6.2)$$

Donde el significado de cada variable es:



s_v sensibilidad velocidad de envejecimiento
 v velocidad de envejecimiento relativa

6.3.1 Método IEC

Empleando las expresiones 6.1 y 6.2 se calcularán las sensibilidades para cada una de las horas del día:

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./ MVA)
00:00	17,88	60,51	-	0,01	-
01:00	15,95	53,89	3,43	0,01	0,00
02:00	14,78	50,22	3,14	0,004	0,00
03:00	14,78	50,22	-	0,004	-
04:00	14,78	50,22	-	0,004	-
05:00	14,78	50,22	-	0,004	-
06:00	14,78	50,22	-	0,004	-
07:00	17,37	68,34	7,00	0,03	0,01
08:00	24,65	101,45	4,55	1,49	0,20
09:00	25,48	101,45	0,00	1,49	0,00
10:00	27,83	126,09	10,49	25,66	10,28
11:00	27,83	126,09	-	25,66	-
12:00	27,83	126,09	-	25,66	-
13:00	27,83	126,09	-	25,66	-
14:00	24,89	90,74	12,02	0,43	8,58
15:00	22,72	80,31	4,81	0,13	0,14
16:00	22,72	80,31	-	0,13	-
17:00	20,54	70,81	4,36	0,04	0,04
18:00	20,54	70,81	-	0,04	-
19:00	20,54	70,81	-	0,04	-
20:00	20,54	70,81	-	0,04	-
21:00	23,72	99,80	9,12	1,23	0,37
22:00	20,78	71,81	9,52	0,05	0,40
23:00	18,61	63,20	3,97	0,02	0,01

Tabla 6.11 Análisis de sensibilidad método IEC. Refrigeración ONAN

Sensibilidad térmica media	6 K/MVA
	6,12 % / MVA
Sensibilidad v media	1,67 p.u./MVA

Es importante resaltar que la sensibilidad de la velocidad de envejecimiento relativa resultará muy variable en función del nivel de carga al que se esté trabajando, ya que, como se ha indicado en apartados anteriores varía exponencialmente con la temperatura.



Por lo tanto, en ciclos de carga con valores de potencia muy elevados esta sensibilidad será mucho mayor que en ciclos de carga con valores pequeños (donde será nula).

De forma análoga se obtendrán los resultados para el resto de tipos de refrigeración:

- Refrigeración ONAF:

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./MVA)
00:00	17,88	61,46	-	0,01	-
01:00	15,95	54,92	3,39	0,01	0,004
02:00	14,78	51,27	3,12	0,005	0,002
03:00	14,78	51,27	-	0,005	-
04:00	14,78	51,27	-	0,005	-
05:00	14,78	51,27	-	0,005	-
06:00	14,78	51,27	-	0,005	-
07:00	17,37	63,82	4,84	0,02	0,01
08:00	24,65	94,74	4,25	0,69	0,09
09:00	25,48	94,74	0,00	0,69	0,00
10:00	27,83	114,21	8,29	6,51	2,48
11:00	27,83	114,21	-	6,51	-
12:00	27,83	114,21	-	6,51	-
13:00	27,83	114,21	-	6,51	-
14:00	24,89	90,77	7,97	0,43	2,07
15:00	22,72	80,74	4,62	0,14	0,14
16:00	22,72	80,74	-	0,14	-
17:00	20,54	71,53	4,22	0,05	0,04
18:00	20,54	71,53	-	0,05	-
19:00	20,54	71,53	-	0,05	-
20:00	20,54	71,53	-	0,05	-
21:00	23,72	91,62	6,32	0,48	0,14
22:00	20,78	72,50	6,50	0,05	0,14
23:00	18,61	64,10	3,87	0,02	0,02

Tabla 6.12 Análisis de sensibilidad método IEC. Refrigeración ONAF

Sensibilidad térmica media	4,78 K/MVA
	4,87 % / MVA
Sensibilidad v media	0,42 p.u./MVA



- Refrigeración OFAF

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./ MVA)
00:00	17,88	59,19	-	0,01	-
01:00	15,95	52,41	3,51	0,01	0,003
02:00	14,78	48,68	3,19	0,003	0,002
03:00	14,78	48,68	-	0,003	-
04:00	14,78	48,68	-	0,003	-
05:00	14,78	48,68	-	0,003	-
06:00	14,78	48,68	-	0,003	-
07:00	17,37	58,84	3,92	0,01	0,00
08:00	24,65	91,32	4,46	0,46	0,06
09:00	25,48	91,32	0,00	0,46	0,00
10:00	27,83	110,43	8,13	4,20	1,59
11:00	27,83	110,43	-	4,20	-
12:00	27,83	110,43	-	4,20	-
13:00	27,83	110,43	-	4,20	-
14:00	24,89	90,72	6,71	0,43	1,28
15:00	22,72	79,76	5,05	0,12	0,14
16:00	22,72	79,76	-	0,12	-
17:00	20,54	69,85	4,55	0,04	0,04
18:00	20,54	69,85	-	0,04	-
19:00	20,54	69,85	-	0,04	-
20:00	20,54	69,85	-	0,04	-
21:00	23,72	86,99	5,39	0,28	0,08
22:00	20,78	70,89	5,48	0,04	0,08
23:00	18,61	61,97	4,11	0,02	0,01

Tabla 6.13 Análisis de sensibilidad método IEC. Refrigeración OFAF

Sensibilidad térmica media	4,54 K/MVA
	4,63 % / MVA
Sensibilidad v media	0,27 p.u./MVA



- Refrigeración ODAF

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./ MVA)
00:00	17,88	52,38	-	0,01	-
01:00	15,95	45,40	3,62	0,002	0,001
02:00	14,78	41,76	3,11	0,002	0,001
03:00	14,78	41,76	-	0,002	-
04:00	14,78	41,76	-	0,002	-
05:00	14,78	41,76	-	0,002	-
06:00	14,78	41,76	-	0,002	-
07:00	17,37	50,41	3,34	0,004	0,00
08:00	24,65	88,81	5,27	0,35	0,05
09:00	25,48	88,81	0,00	0,35	0,00
10:00	27,83	114,13	10,77	6,44	2,59
11:00	27,83	114,13	-	6,44	-
12:00	27,83	114,13	-	6,44	-
13:00	27,83	114,13	-	6,44	-
14:00	24,89	90,51	8,03	0,42	2,05
15:00	22,72	76,24	6,57	0,08	0,16
16:00	22,72	76,24	-	0,08	-
17:00	20,54	64,26	5,50	0,02	0,03
18:00	20,54	64,26	-	0,02	-
19:00	20,54	64,26	-	0,02	-
20:00	20,54	64,26	-	0,02	-
21:00	23,72	82,51	5,74	0,17	0,05
22:00	20,78	65,47	5,79	0,02	0,05
23:00	18,61	55,36	4,66	0,01	0,01

Tabla 6.14 Análisis de sensibilidad método IEC. Refrigeración ODAF

Sensibilidad térmica media	5,20 K/MVA
	5,30 % / MVA
Sensibilidad v media	0,41 p.u./MVA

Tras analizar la sensibilidad de las cuatro configuraciones de refrigeración estudiadas, se puede apreciar como la sensibilidad se amortigua a medida que se mejora el sistema de refrigeración (como se puede ver en la figura 6.10). La única excepción se puede apreciar entre la configuración ODAF y la configuración OFAF, donde un sistema de refrigeración más completo (ODAF) muestra una sensibilidad ligeramente superior a causa de dos motivos, en primer lugar a una mayor capacidad de enfriamiento y en segundo lugar a las inestabilidades descritas en el apartado 6.2.6.

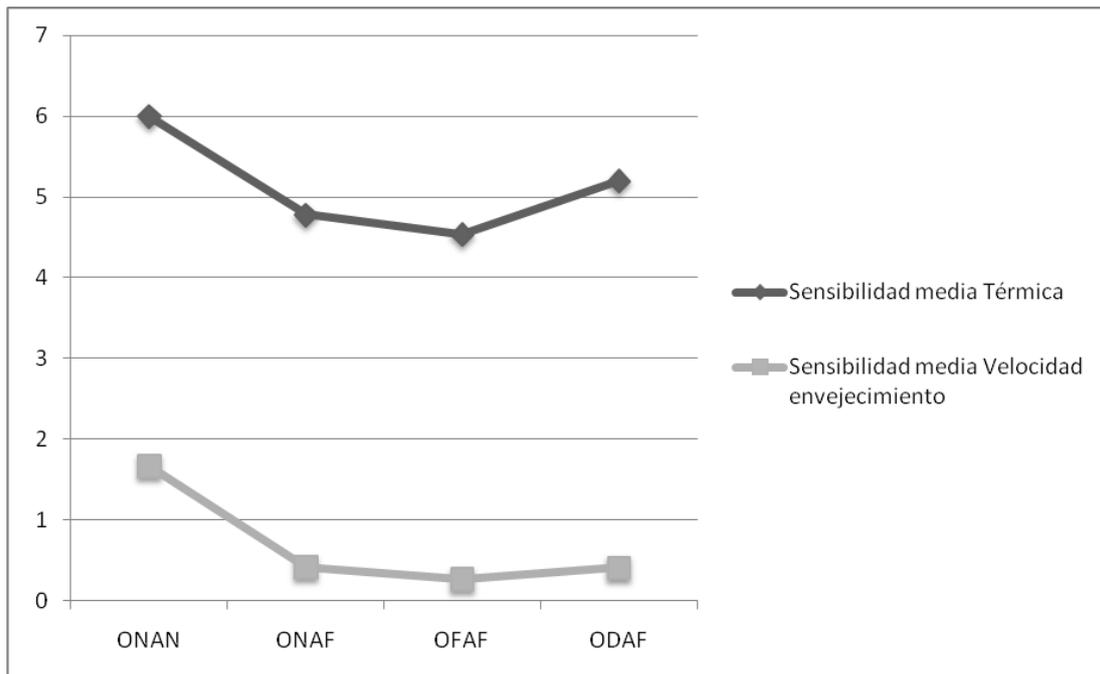


Fig. 6.14 Sensibilidades medias analizadas. Método IEC.

6.3.2 Método IEEE

Para realizar el análisis de sensibilidades de los resultados obtenidos empleando el método de cálculo térmico descrito en la guía de carga IEEE [6], se seguirá el mismo proceso que para el método IEC. A continuación se muestran los resultados obtenidos para cada una de las configuraciones de refrigeración:

- Refrigeración ONAN:

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./MVA)
00:00	17,88	68,53	-	0,03	-
01:00	15,95	65,52	1,56	0,02	0,005
02:00	14,78	60,06	4,67	0,01	0,009
03:00	14,78	57,53	-	0,01	-
04:00	14,78	57,53	-	0,01	-
05:00	14,78	57,53	-	0,01	-
06:00	14,78	57,53	-	0,01	-
07:00	17,37	60,47	1,13	0,01	0,001
08:00	24,65	76,59	2,21	0,08	0,010
09:00	25,48	99,75	27,91	1,22	1,373
10:00	27,83	106,18	2,74	2,57	0,574
11:00	27,83	113,57	-	6,04	-
12:00	27,83	113,57	-	6,04	-
13:00	27,83	113,57	-	6,04	-
14:00	24,89	108,53	1,71	3,38	0,906
15:00	22,72	95,45	6,03	0,75	1,213
16:00	22,72	89,18	-	0,36	-
17:00	20,54	85,16	1,84	0,23	0,061
18:00	20,54	79,24	-	0,11	-
19:00	20,54	79,24	-	0,11	-
20:00	20,54	79,24	-	0,11	-
21:00	23,72	84,12	1,54	0,20	0,027
22:00	20,78	88,00	1,32	0,32	0,039
23:00	18,61	76,86	5,14	0,09	0,105

Tabla 6.15 Análisis de sensibilidad método IEEE. Refrigeración ONAN

Sensibilidad térmica media	4,81 K/MVA
	4,90 % / MVA
Sensibilidad v media	0,36 p.u./MVA



- Refrigeración ONAF:

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./MVA)
00:00	17,88	66,70	-	0,03	-
01:00	15,95	63,67	3,39	0,02	0,004
02:00	14,78	57,99	3,12	0,01	0,008
03:00	14,78	55,37	-	0,01	-
04:00	14,78	55,37	-	0,01	-
05:00	14,78	55,37	-	0,01	-
06:00	14,78	55,37	-	0,01	-
07:00	17,37	58,30	4,84	0,01	0,001
08:00	24,65	74,03	4,25	0,06	0,007
09:00	25,48	99,62	0,00	1,21	1,378
10:00	27,83	106,37	8,29	2,63	0,605
11:00	27,83	114,76	-	6,94	-
12:00	27,83	114,76	-	6,94	-
13:00	27,83	114,76	-	6,94	-
14:00	24,89	109,71	7,97	3,87	1,043
15:00	22,72	95,40	4,62	0,74	1,442
16:00	22,72	88,41	-	0,33	-
17:00	20,54	84,38	4,22	0,21	0,056
18:00	20,54	77,90	-	0,10	-
19:00	20,54	77,90	-	0,10	-
20:00	20,54	77,90	-	0,10	-
21:00	23,72	82,78	6,32	0,17	0,023
22:00	20,78	87,53	6,50	0,30	0,043
23:00	18,61	75,56	3,87	0,07	0,103

Tabla 6.16 Análisis de sensibilidad método IEEE. Refrigeración ONAF

Sensibilidad térmica media	4,81 K/MVA
	4,98 % / MVA
Sensibilidad v media	0,36 p.u./MVA



- Refrigeración OFAF

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./ MVA)
00:00	17,88	66,70	-	0,03	-
01:00	15,95	63,68	1,56	0,02	0,004
02:00	14,78	57,99	4,86	0,01	0,008
03:00	14,78	55,37	-	0,01	-
04:00	14,78	55,37	-	0,01	-
05:00	14,78	55,37	-	0,01	-
06:00	14,78	55,37	-	0,01	-
07:00	17,37	58,32	1,14	0,01	0,001
08:00	24,65	74,79	2,26	0,07	0,008
09:00	25,48	99,62	29,92	1,21	1,371
10:00	27,83	106,39	2,88	2,63	0,608
11:00	27,83	114,76	-	6,94	-
12:00	27,83	114,76	-	6,94	-
13:00	27,83	114,76	-	6,94	-
14:00	24,89	109,73	1,71	3,88	1,041
15:00	22,72	95,41	6,60	0,74	1,445
16:00	22,72	88,41	-	0,33	-
17:00	20,54	84,39	1,84	0,21	0,056
18:00	20,54	77,90	-	0,10	-
19:00	20,54	77,90	-	0,10	-
20:00	20,54	77,90	-	0,10	-
21:00	23,72	82,82	1,55	0,17	0,024
22:00	20,78	87,55	1,61	0,30	0,043
23:00	18,61	75,57	5,52	0,07	0,103

Tabla 6.17 Análisis de sensibilidad método IEEE. Refrigeración OFAF

Sensibilidad térmica media	5,12 K/MVA
	5,22 % / MVA
Sensibilidad v media	0,39 p.u./MVA



- Refrigeración ODAF

Hora	S (MVA)	θ_h (°C)	s_θ (K/MVA)	v	s_v (p.u./ MVA)
00:00	17,88	62,96	-	0,02	-
01:00	15,95	59,95	1,56	0,01	0,003
02:00	14,78	53,07	5,87	0,01	0,006
03:00	14,78	50,39	-	0,00	-
04:00	14,78	50,39	-	0,00	-
05:00	14,78	50,39	-	0,00	-
06:00	14,78	50,39	-	0,00	-
07:00	17,37	54,34	1,53	0,01	0,001
08:00	24,65	72,27	2,46	0,05	0,006
09:00	25,48	99,50	32,80	1,19	1,370
10:00	27,83	107,56	3,43	3,02	0,779
11:00	27,83	116,98	-	8,96	-
12:00	27,83	116,98	-	8,96	-
13:00	27,83	116,98	-	8,96	-
14:00	24,89	109,94	2,39	3,97	1,697
15:00	22,72	94,37	7,18	0,66	1,529
16:00	22,72	86,66	-	0,27	-
17:00	20,54	82,64	1,85	0,17	0,046
18:00	20,54	75,61	-	0,08	-
19:00	20,54	75,61	-	0,08	-
20:00	20,54	75,61	-	0,08	-
21:00	23,72	81,51	1,86	0,15	0,023
22:00	20,78	86,10	1,56	0,25	0,035
23:00	18,61	72,33	6,35	0,05	0,093

Tabla 6.18 Análisis de sensibilidad método IEEE. Refrigeración ODAF

Sensibilidad térmica media	5,47 K/MVA
	5,58 % / MVA
Sensibilidad v media	0,46 p.u./MVA

En la figura 6.11 se pueden apreciar gráficamente las sensibilidades medias obtenidas para cada tipo de refrigeración, en ella se puede ver que las sensibilidades medias de la velocidad de envejecimiento son muy similares, mientras que las sensibilidades térmicas aumentan al mejorar el sistema de refrigeración por dos motivos (al igual que para el método IEC) por una mayor capacidad de enfriamiento y por las inestabilidades descritas en el apartado 6.2.6.

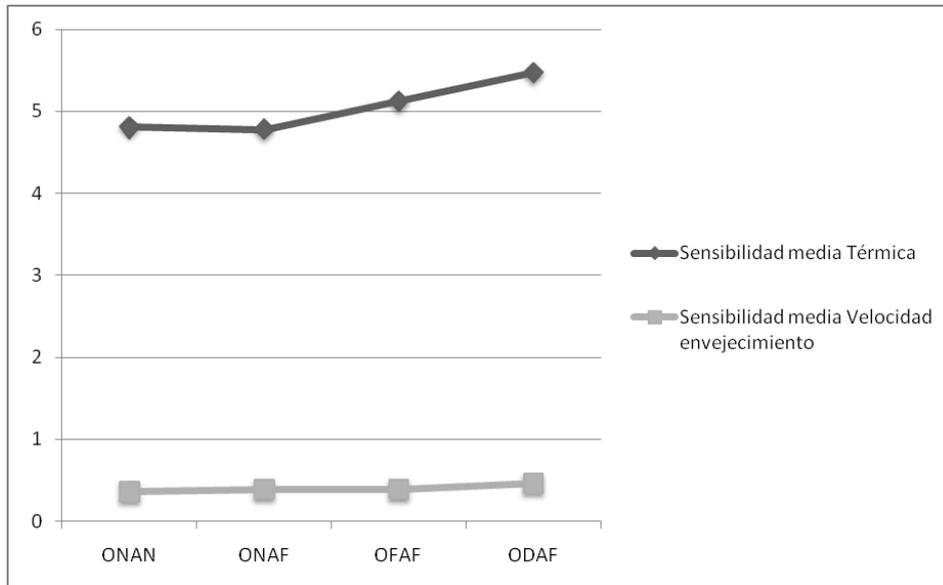


Fig. 6.15 Sensibilidades medias analizadas. Método IEEE.

La figura 6.12 muestra una comparación gráfica de las sensibilidades calculadas para ambos métodos:

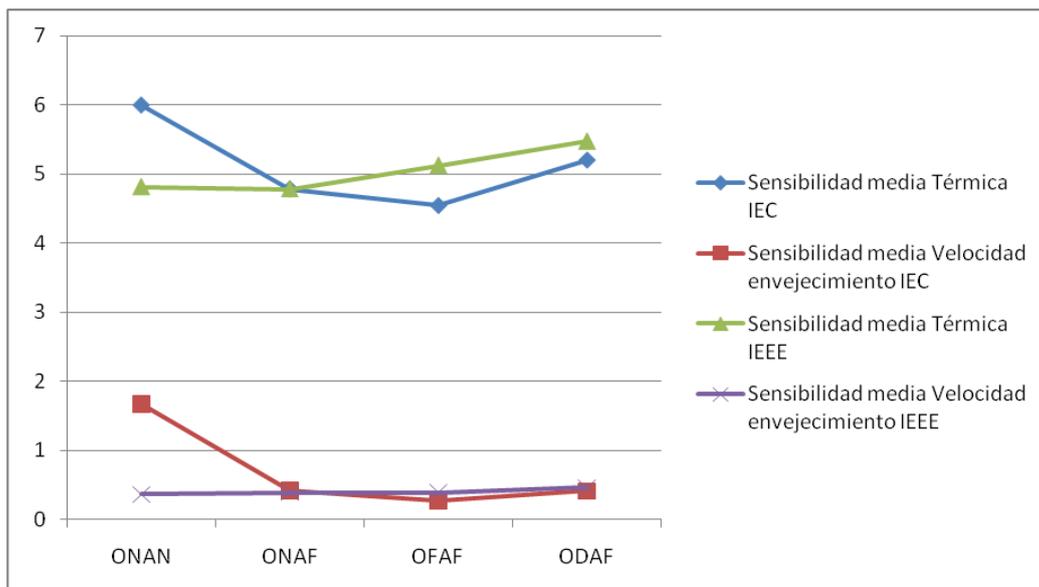


Fig. 6.16 Comparación sensibilidades medias (método IEC, método IEEE)

6.4 Ejemplos de aplicación

En este apartado se analizarán casos reales de cargabilidad de transformadores de la red de Unión Fenosa Distribución. En concreto se realizará el análisis de transformadores de dos subestaciones distintas, una con un consumo urbano y otra con un consumo industrial. El estudio constará, en primer lugar, de un análisis de cargas y, posteriormente, de una evaluación de las sobrecargas que se hayan producido.

Los transformadores que formarán parte de este análisis son los dos de la subestación eléctrica 45/15 kV *Concepción* y también los dos de la subestación eléctrica 45/15 kV *Polígono 38*.

6.4.1 Consumo urbano: Subestación 45/15 kV *Concepción*

En primer lugar se mostrarán (ver tabla 6.19) los datos de los transformadores que serán analizados. Se trata de las variables ya mencionadas en el apartado 5 y son las que necesita la aplicación informática para efectuar los análisis de cargabilidad.

Características técnicas		
Transformador	T-1 Concepción	T-2 Concepción
Tensión primario	45 kV	45 kV
Tensión secundario	15 kV	15 kV
Potencia nominal	25 MVA	25 MVA
Sistema refrigeración	ONAN	ONAN
Pérdidas a potencia nominal	93.200 W	93.200 W
Pérdidas en vacío	19.500 W	19.500 W
Peso total hierro y arrollamientos	24.285 kg	24.285 kg
Peso total cuba y accesorios	15.905 kg	15.905 kg
Volumen de aceite	14.858 litros	14.858 litros
Datos térmicos		
Diferencia temperatura arrollamiento / temperatura aceite	16,2 °C	16,2 °C
Calentamiento aceite a potencia nominal	51,6 °C	51,3 °C
Temperatura ambiente	20 °C	20 °C
Características aislamiento		
Tipo papel	Papel Kraft	Papel Kraft
Vida nominal transformador	350.400 horas	350.400 horas
Coste adquisición	300.000 €	300.000 €

Tabla 6.19 Transformadores S.E. Concepción

En cuanto a los datos de cargas, se tomará para ambos transformadores el archivo de cargas anual correspondiente a 2009.

Análisis de Cargas T-1 Concepción

Los resultados obtenidos tras realizar el análisis de cargas anual son los siguientes:

Máxima carga individual (MVA)	23,23	Carga media individual (MVA)	8,38
Máxima carga subestación (MVA)	31,27	Carga media subestación (MVA)	15,90
Mínima carga individual (MVA)	0,00		
Mínima carga subestación (MVA)	0,00	Apuntamiento	-0,20
HEPC	2936,79	HEPCS (AE)	5571,69
%HEPC	33,52	%HEPCS (AE)	63,60
HEPCS	5571,69	Evaluación carga transformador	1. Baja
%HEPCS	63,60		

Tabla 6.20 Resultados análisis de cargas anual T-1 *Concepción*

Como se puede apreciar el transformador tiene un porcentaje de horas equivalentes a plena carga del 63,60%, lo que determina que su carga anual ha sido baja. Sus horas equivalentes a plena carga fueron del 33,52 %. Otro parámetro que también merece mención es el apuntamiento de su curva de carga, que es bajo. En cuanto a las HEPCS (AE) se puede ver que coinciden con las HEPCS, ya que se ha considerado la ausencia de apoyo externo (será un factor común en todos los análisis de cargas). La figura 6.13 muestra gráficamente la evolución anual de la curva de carga (tanto del transformador como de la subestación).

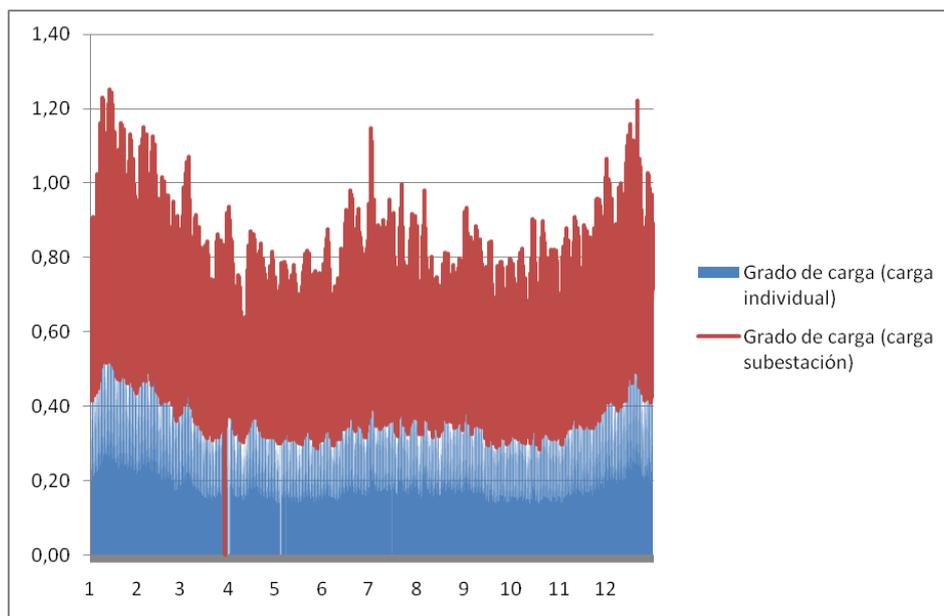


Fig. 6.17 Evolución del grado de carga del T-1 *Concepción* a lo largo del año 2009 [p.u. vs. mes]

A continuación se muestran los datos obtenidos del análisis de carga del día en el que el transformador trabajó a máxima potencia (hora punta anual) durante todo el año, el 13 de enero:

Máxima carga individual (MVA)	17,33	Carga media individual (MVA)	12,94
Máxima carga subestación (MVA)	31,27	Carga media subestación (MVA)	23,98
Mínima carga individual (MVA)	6,49		
Mínima carga subestación (MVA)	13,14	Apuntamiento	-1,15
HEPC	12,43	HEPCS (AE)	23,02
%HEPC	51,77	%HEPCS (AE)	95,90
HEPCS	23,02	Evaluación carga transformador	2. Media
%HEPCS	95,90		

Tabla 6.21 Resultados análisis de cargas diario (13 enero de 2009) T-1 *Concepción*

Las horas equivalentes a plena carga segura del transformador en este día se encuentran muy cerca del 100%, por lo que el aprovechamiento es prácticamente máximo. El apuntamiento es muy bajo ya que la curva muestra valores muy elevados a lo largo de todo el día (llegando hasta 14 horas en sobrecarga subestación). Las figuras 6.13 y 6.14 muestran respectivamente la evolución del grado de carga y el ciclo de carga equivalente.

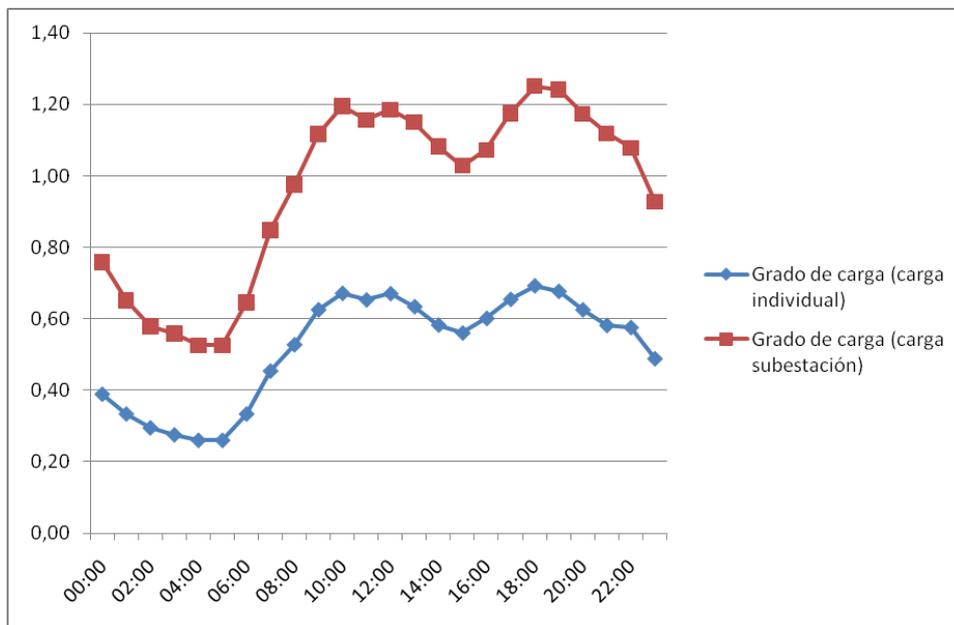


Fig. 6.18 Evolución del grado de carga del T-1 a lo largo del 13 de enero de 2009 [p.u. vs. hora]

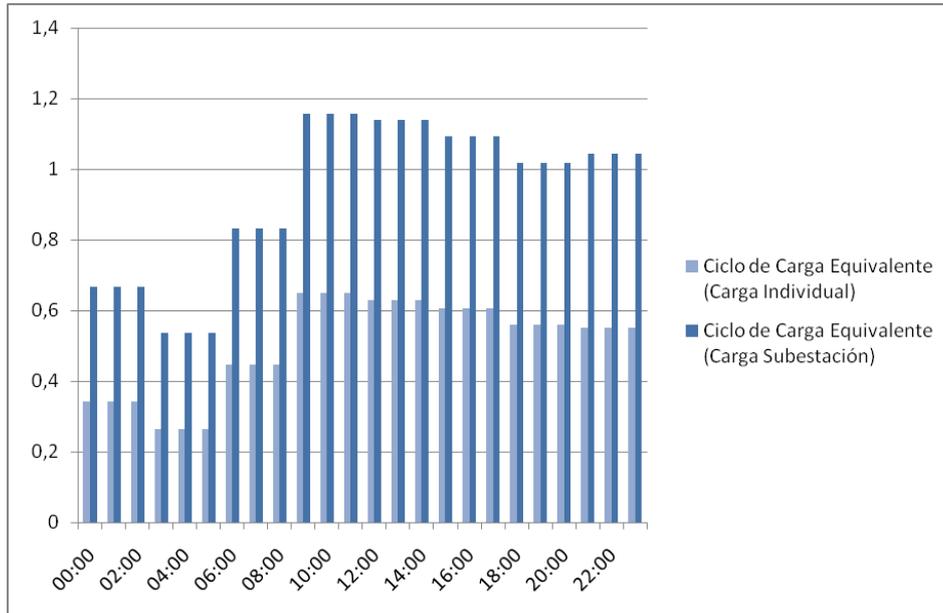


Fig. 6.19 Ciclo de carga equivalente del T-1 *Concepción* 13 de enero de 2009 [p.u. vs. hora]

Análisis de Cargas T-2 *Concepción*

El informe del análisis de cargas de T-2 *Concepción* proporciona la siguiente información:

Máxima carga individual (MVA)	22,13	Carga media individual (MVA)	7,52
Máxima carga subestación (MVA)	31,27	Carga media subestación (MVA)	15,90
Mínima carga individual (MVA)	0,00		
Mínima carga subestación (MVA)	0,00	Apuntamiento	2,31
HEPC	2634,90	HEPCS (AE)	5571,69
%HEPC	30,08	%HEPCS (AE)	63,60
HEPCS	5571,69		
%HEPCS	63,60	Evaluación carga transformador	1. Baja

Tabla 6.22 Resultados análisis de cargas anual T-2 *Concepción*

Los resultados obtenidos referentes a la carga segura son los mismos que para el transformador 1, (ya que la potencia nominal de ambos transformadores es la misma). Las HEPC son inferiores a las del transformador 1 y el apuntamiento de su curva de carga es mayor.

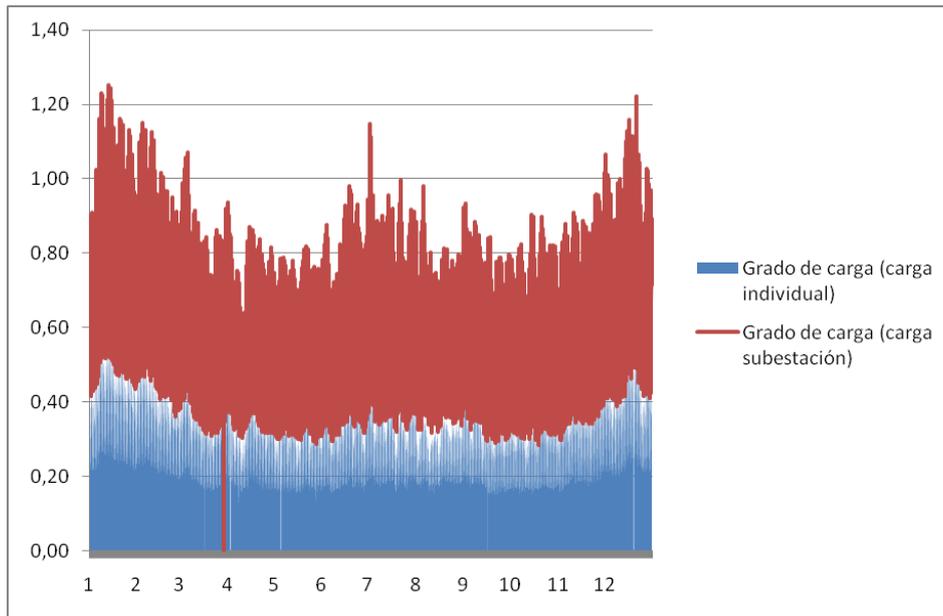


Fig. 6.20 Evolución del grado de carga del T-2 *Concepción* a lo largo del año 2009 [p.u. vs. mes]

Evaluación de sobrecargas

Ninguno de los dos transformadores trabajó en sobrecarga durante ninguna de las horas del año. Por el contrario, sí se produjeron “sobrecargas subestación” es decir horas en las que en caso de fallo simple de uno de los transformadores (situación N-1), la carga que hubiera tenido que asumir el transformador operativo hubiera sido superior a la nominal. En total el transformador suma 359 horas en sobrecarga subestación. Se va a realizar un análisis de la sobrecarga más severa que hubiera sufrido cualquiera de los dos transformadores (se analizará el transformador 1 por tener un calentamiento del aceite ligeramente superior), en caso una situación N-1 el 13 de enero de 2009 (donde hubiera tenido que trabajar 14 horas en sobrecarga). Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

	Método IEC	Método IEEE
Tipo sobrecarga IEC	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de larga duración
Velocidad de envejecimiento equivalente	43,58	6,98
Envejecimiento (%)	0,30	0,05
Pérdidas económicas sobrecarga (€)	895,58	143,50
Severidad sobrecarga	5. Muy severa	3. Moderada

Tabla 6.23 Resultados evaluación sobrecarga subestación 13 de enero de 2009



Estos resultados se han obtenido a partir de sendos informes de evaluación de sobrecarga (uno con empleando el método IEC y otro empleando el método IEEE). Los resultados térmicos en detalle se muestran en la tabla 6.20:

Hora	K	Temperatura punto más caliente (°C)		Velocidad relativa de envejecimiento	
		Método IEC	Método IEEE	Método IEC	Método IEEE
00:00	0,76	67,16	74,48	0,03	0,07
01:00	0,65	57,97	70,47	0,01	0,04
02:00	0,58	52,54	61,73	0,01	0,02
03:00	0,56	51,14	58,25	0,00	0,01
04:00	0,53	48,85	56,35	0,00	0,01
05:00	0,53	48,85	54,87	0,00	0,01
06:00	0,64	66,45	58,82	0,03	0,01
07:00	0,85	87,51	71,24	0,30	0,05
08:00	0,97	106,30	88,69	2,61	0,34
09:00	1,12	127,48	102,77	30,15	1,74
10:00	1,19	142,15	116,87	164,12	8,85
11:00	1,16	112,92	120,73	5,61	13,81
12:00	1,19	141,89	119,83	159,23	12,45
13:00	1,15	112,02	120,00	5,05	12,70
14:00	1,08	102,89	114,34	1,76	6,60
15:00	1,03	96,13	106,35	0,81	2,62
16:00	1,07	123,07	104,56	18,10	2,13
17:00	1,18	138,20	112,61	104,01	5,41
18:00	1,25	152,12	124,24	519,01	20,73
19:00	1,24	125,10	130,11	22,89	40,85
20:00	1,17	115,29	125,30	7,37	23,43
21:00	1,12	107,72	117,11	3,07	9,09
22:00	1,08	102,42	112,01	1,67	5,04
23:00	0,93	84,32	102,06	0,21	1,60

Tabla 6.24. Evaluación sobrecarga subestación 13 enero 2009

Como se puede apreciar, en este caso se hace muy palpable la diferencia entre ambos métodos para un caso de refrigeración ONAN. El método IEC tiende a ofrecer valores más conservadores, si atendiéramos a éstos exclusivamente no se podría dar por seguro este ciclo de carga ya que se supera en tres ocasiones los 140 °C que fija la norma como máximos (ver apartado 3.6). Considerando que estos valores podrían ser en cierta manera excesivos y considerando también que en el mes de enero la temperatura sería inferior a los 20 °C tomados como media, se consideraría esta sobrecarga asumible.

Por lo tanto, y teniendo en cuenta que esta es la sobrecarga más severa del año, se puede asegurar que en esta subestación se cumple el criterio de carga segura ya que se cumplen los dos condicionantes exigidos:

- HEPCS que no superen en exceso el 100%.
- El transformador puede soportar las posibles sobrecargas.

En este caso las HEPCS son notablemente inferiores al 100% para ambos transformadores, pero el dimensionamiento es correcto ya que en caso de acercarnos al



100% se descuidaría el criterio de que el transformador cubriera las sobrecargas sin riesgo de avería.

6.4.2 Consumo industrial: Subestación 45/15 kV Polígono 38

En la tabla 6.24 se muestran los datos necesarios para analizar los dos transformadores de esta subestación. Los datos de cargas son los correspondientes al año 2009.

Características técnicas		
Transformador	T-1 Polígono 38	T-2 Polígono 38
Tensión primario	45 kV	45 kV
Tensión secundario	15 kV	15 kV
Potencia nominal	25 MVA	25 MVA
Sistema refrigeración	ONAN	OFAF
Pérdidas a potencia nominal	93.600 W	93.100 W
Pérdidas en vacío	19.900 W	19.200 W
Peso total hierro y arrollamientos	23.850 kg	24.375 kg
Peso total cuba y accesorios	12.020 kg	16.565 kg
Volumen de aceite	8.216 litros	15.180 litros
Datos térmicos		
Diferencia temperatura arrollamiento / temperatura aceite	16,3 °C	15,9 °C
Calentamiento aceite a potencia nominal	50,8 °C	50,4 °C
Temperatura ambiente	20 °C	20 °C
Características aislamiento		
Tipo papel	Papel Kraft	Papel Kraft
Vida nominal transformador	350.400 horas	350.400 horas
Coste adquisición	300.000 €	300.000 €

Tabla 6.25 Transformadores S.E. Polígono 38

Análisis de Cargas T-1 Polígono 38

Del informe del análisis de cargas del transformador 1 de la Subestación Polígono 38 se obtienen los siguientes datos:

Máxima carga individual (MVA)	23,69	Carga media individual (MVA)	10,30
Máxima carga subestación (MVA)	35,44	Carga media subestación (MVA)	18,61
Mínima carga individual (MVA)	0,00		
Mínima carga subestación (MVA)	0,00	Apuntamiento	-0,44

HEPC	3610,04	HEPCS (AE)	6520,42
%HEPC	41,21	%HEPCS (AE)	74,43

HEPCS	6520,42	Evaluación carga transformador	1. Baja
%HEPCS	74,43		

Tabla 6.26 Resultados análisis de cargas anual T-1 Polígono 38

Las HEPCS muestran que el transformador trabaja cerca del 75% de su capacidad, lo que es un valor aceptable. El apuntamiento de la curva de carga es bajo y la carga segura (o carga subestación) máxima es de 35,44 MVA (el 14 de enero de 2009). La curva de carga anual se puede ver en la figura 6.15.

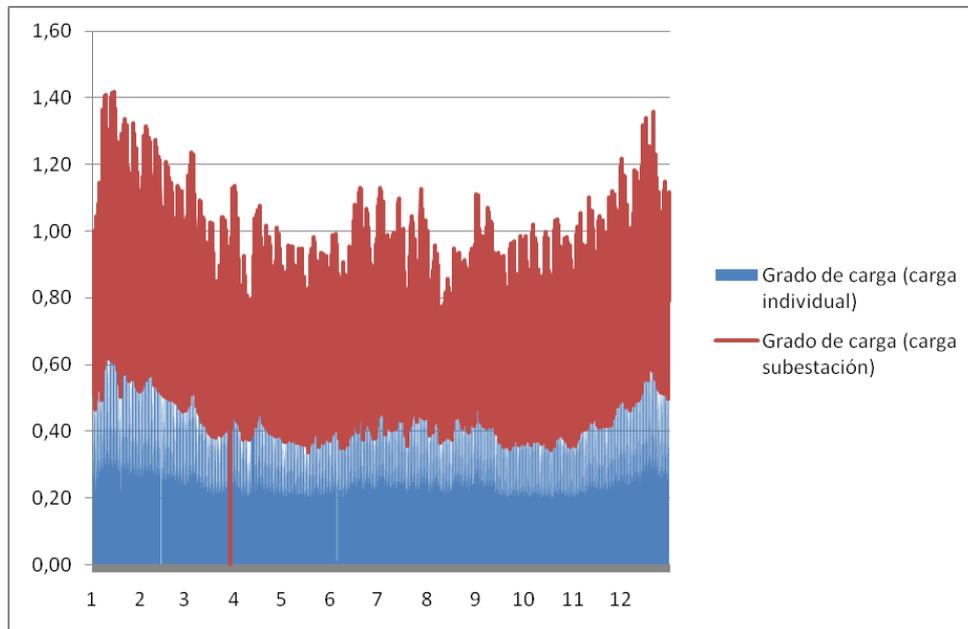


Fig. 6.21 Evolución anual del grado de carga del T-1 Polígono 38 [p.u. vs. mes]

Al igual que para el caso del transformador 1 de *Concepción*, en este caso también se realizará un análisis de cargas del día de punta anual (día en el que la carga en la subestación fue mayor). Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Máxima carga individual (MVA)	19,25	Carga media individual (MVA)	14,27
Máxima carga subestación (MVA)	35,44	Carga media subestación (MVA)	27,31
Mínima carga individual (MVA)	7,29		
Mínima carga subestación (MVA)	15,19	Apuntamiento	-1,17
HEPC	13,70	HEPCS (AE)	26,22
%HEPC	57,09	%HEPCS (AE)	109,26
HEPCS	26,22		
%HEPCS	109,26	Evaluación carga transformador	3. Alta

Tabla 6.27 Resultados análisis de cargas diario (4 de enero de 2009) T-1 *Polígono 38*

Como se puede observar, el aprovechamiento del equipo durante este día es máximo (se supera el 100% de las horas equivalentes a plena carga), con un apuntamiento de la curva, inferior al de una distribución normal. Posteriormente se evaluará esta “sobrecarga subestación” para ver si estos valores son o no aceptables.

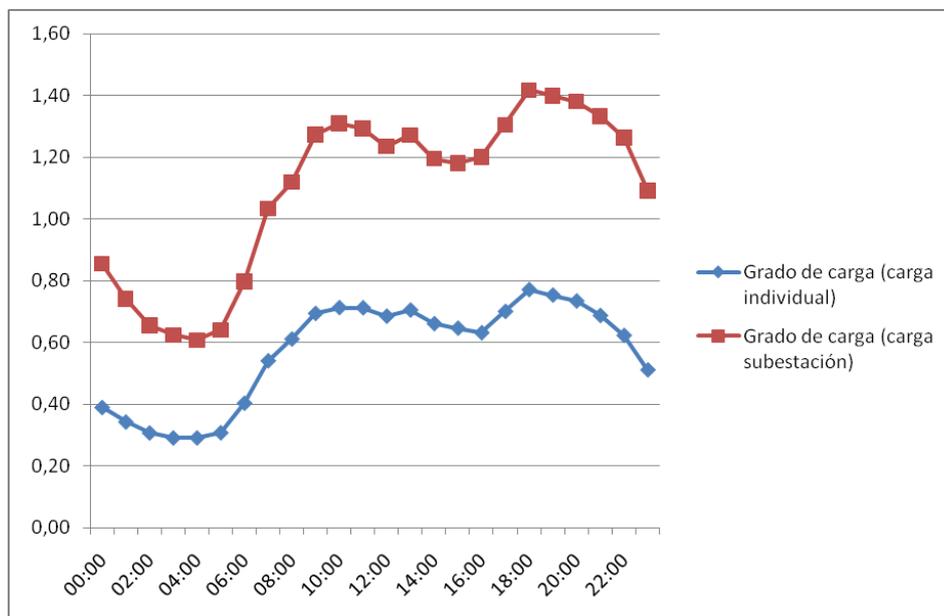


Fig. 6.22 Evolución del grado de carga del T-1 a lo largo del 4 de enero de 2009 [p.u. vs. hora]

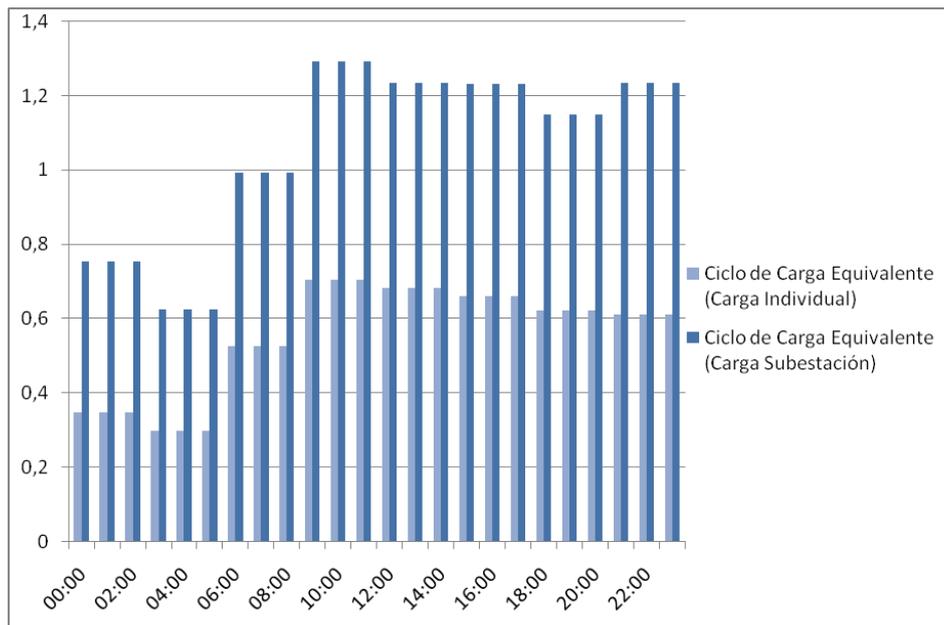


Fig. 6.23 Ciclo de carga equivalente del T-1 Polígono 38 14 de enero de 2009 [p.u. vs. hora]

Análisis de Cargas T-2 Polígono 38

La aplicación informática proporcionó la siguiente información de las cargas del transformador 2 de Polígono 38:

Máxima carga individual (MVA)	23,91	Carga media individual (MVA)	8,31
Máxima carga subestación (MVA)	35,44	Carga media subestación (MVA)	18,61
Mínima carga individual (MVA)	0,00		
Mínima carga subestación (MVA)	0,00	Apuntamiento	0,39
HEPC	2910,38	HEPCS (AE)	6520,42
%HEPC	33,22	%HEPCS (AE)	74,43
HEPCS	6520,42		
%HEPCS	74,43	Evaluación carga transformador	1.Baja

Tabla 6.28 Resultados análisis de cargas anual T-2 Polígono 38

Los valores obtenidos son muy similares a los del transformador 1, varía el apuntamiento (que en este caso es positivo, aunque muy cercano a 0) y también la carga máxima individual que es ligeramente superior. Las HEPC son considerablemente inferiores (41,21 % para el transformador 1, frente al 33,22% para el transformador 2).

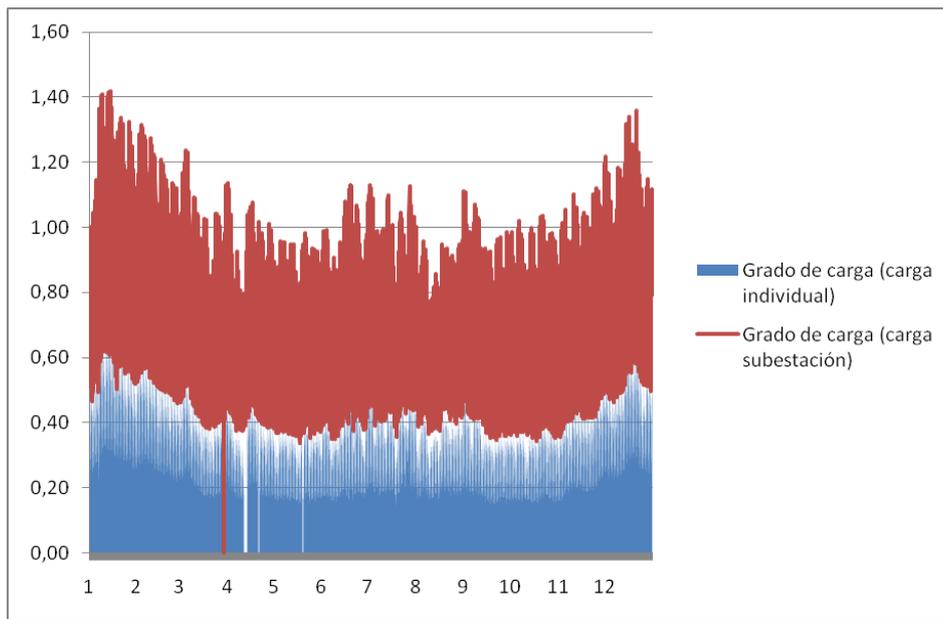


Fig. 6.24 Evolución del grado de carga del T-2 Polígono 38 a lo largo del año 2009 [p.u. vs. mes]

Evaluación de sobrecargas

Al igual que ocurría para el caso de los transformadores de la Subestación Eléctrica *Concepción*, los transformadores de la S.E. *Polígono 38* tampoco trabajaron en sobrecarga durante ninguna de las horas del año 2009. Se analizarán por tanto las sobrecargas que tendría que asumir un transformador en caso de fallo N-1 de su transformador vecino (que suman un total de 217 horas durante este año). En este caso se analizará la “sobrecarga subestación” del día del año con más horas trabajando en este tipo de sobrecarga y con niveles de carga más elevados, en concreto el 14 de enero. Este día el transformador trabajó un total de 17 horas en sobrecarga. En esta subestación los dos transformadores tienen diferentes sistemas de refrigeración, por lo que las sobrecargas influirán de forma distinta en uno que en otro, por este motivo se analizarán las hipotéticas sobrecargas individualizadamente para cada transformador.

En primer lugar se evaluará la sobrecarga que hubiera producido sobre el transformador 1 un fallo simple del transformador 2 el 14 de enero:

	Método IEC	Método IEEE
Tipo sobrecarga IEC	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de larga duración
Velocidad de envejecimiento equivalente	904,03	75,13
Envejecimiento (%)	6,19	0,51
Pérdidas económicas sobrecarga (€)	18575,93	1543,82
Severidad sobrecarga	5. Muy severa	5. Muy severa

Tabla 6.29 Resultados evaluación de sobrecarga 14 enero 2009 T-1 Polígono 38



Los resultados se obtuvieron realizando dos informes de evaluación de sobrecarga (uno para cada método). El detalle de estos se muestra en la tabla 6.21:

Hora	K	Temperatura punto más caliente (°C)		Velocidad relativa de envejecimiento	
		Método IEC	Método IEEE	Método IEC	Método IEEE
00:00	0,87	75,99	83,50	0,08	0,19
01:00	0,73	65,20	79,46	0,02	0,12
02:00	0,67	58,00	68,94	0,01	0,03
03:00	0,63	55,49	63,46	0,01	0,02
04:00	0,62	55,49	61,88	0,01	0,02
05:00	0,65	67,65	62,10	0,03	0,02
06:00	0,78	82,01	69,52	0,16	0,04
07:00	1,01	111,54	87,44	4,78	0,30
08:00	1,14	128,69	107,04	34,66	2,84
09:00	1,29	153,03	120,91	576,65	14,11
10:00	1,33	163,08	134,77	1841,77	69,97
11:00	1,30	132,03	137,69	50,98	98,04
12:00	1,31	123,26	132,34	18,50	52,84
13:00	1,30	156,19	129,80	830,59	39,39
14:00	1,25	117,51	128,71	9,53	34,73
15:00	1,20	115,54	122,79	7,59	17,52
16:00	1,20	118,35	122,73	10,50	17,42
17:00	1,30	160,33	129,14	1340,52	36,49
18:00	1,40	181,90	144,22	16191,45	208,47
19:00	1,42	149,41	151,62	379,41	490,08
20:00	1,41	146,20	149,08	261,97	365,33
21:00	1,35	138,28	145,49	104,93	241,21
22:00	1,26	127,64	137,51	30,71	96,04
23:00	1,06	103,26	123,00	1,84	17,96

Tabla 6.30 Evaluación sobrecarga subestación 14 enero 2009

El transformador supera, con ambos métodos de cálculo los 140 °C de temperatura máxima para el punto más caliente fijada en las guías de carga (ver apartado 3.6). Por lo tanto se puede asegurar que este transformador no cumplió el criterio de carga segura el 14 de enero de 2009. Para cumplir este criterio la subestación debería contar con apoyo externo que pudiera asumir parte de la carga en caso de fallo simple del transformador 2.



Los resultados obtenidos para la evaluación de la sobrecarga del transformador 2 de la S.E. Polígono 38, considerando la circunstancia del fallo del transformador 1, el 14 de enero de 2009 son los siguientes:

	Método IEC	Método IEEE
Tipo sobrecarga IEC	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de larga duración
Velocidad de envejecimiento equivalente	174,15	155,95
Envejecimiento (%)	1,19	1,07
Pérdidas económicas sobrecarga (€)	3578,37	3204,53
Severidad sobrecarga	5. Muy severa	5. Muy severa

Tabla 6.31 Resultados evaluación de sobrecarga 14 enero 2009 T-2 Polígono 38

Hora	K	Temperatura punto más caliente (°C)		Velocidad relativa de envejecimiento	
		Método IEC	Método IEEE	Método IEC	Método IEEE
00:00	0,87	76,22	84,21	0,08	0,20
01:00	0,73	62,27	78,18	0,02	0,10
02:00	0,67	56,91	67,32	0,01	0,03
03:00	0,63	54,35	62,84	0,01	0,02
04:00	0,62	53,16	60,16	0,01	0,01
05:00	0,65	57,31	60,39	0,01	0,01
06:00	0,78	69,02	66,95	0,04	0,03
07:00	1,01	94,02	84,26	0,63	0,20
08:00	1,14	112,92	106,73	5,61	2,74
09:00	1,29	136,28	125,49	83,32	23,96
10:00	1,33	143,51	140,76	191,90	139,71
11:00	1,30	133,59	142,47	61,07	170,30
12:00	1,31	135,89	140,38	79,63	133,67
13:00	1,30	133,71	140,68	61,87	138,39
14:00	1,25	126,75	137,44	27,68	95,19
15:00	1,20	118,72	130,47	10,96	42,56
16:00	1,20	123,09	125,85	18,14	24,95
17:00	1,30	138,97	132,00	113,62	50,82
18:00	1,40	156,20	146,10	832,16	258,88
19:00	1,42	159,29	156,51	1188,24	862,40
20:00	1,41	159,29	157,97	1188,24	1020,62
21:00	1,35	146,91	153,31	284,42	595,52
22:00	1,26	127,67	142,07	30,81	162,55
23:00	1,06	98,61	123,95	1,07	20,03

Tabla 6.32 Evaluación sobrecarga subestación 14 enero 2009



Los datos obtenidos reflejan que esta sobrecarga tampoco sería sostenible para el transformador 2 (a pesar de contar con refrigeración OFAF), por lo que la subestación tampoco trabajaría de forma segura considerando el fallo del transformador 1.

Esta subestación requerirá especial atención en los días punta del año ya que no trabajará de forma segura. Por lo tanto será necesario contar con el apoyo externo necesario para cubrir este fallo o tener previstos planes de envío de equipos móviles que pudieran cubrir la potencia necesaria. Un redimensionamiento de la instalación no resultaría eficiente ya que, como se ha podido ver, sus HEPCS no llegan al 75% y todo aumento de su capacidad haría que se viera reducido este factor de aprovechamiento.



7. CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTURO

Las conclusiones que se pueden extraer del estudio realizado son las siguientes:

- En la cargabilidad de los transformadores de potencia intervienen una gran cantidad de parámetros (nivel de potencia del transformador, tipo de aislamiento, tipo de refrigeración, condiciones ambientales y estado del equipo). Resultará fundamental tener en cuenta todos estos parámetros para alcanzar la mayor precisión en los estudios de cargabilidad.
- El principal efecto que produce sobre el transformador una carga superior a la nominal es el calentamiento de sus distintos elementos constructivos. De estos elementos constructivos el aislamiento celulósico (o aislamiento sólido) será el que más sufrirá las consecuencias de los calentamientos derivados de estas cargas por encima del valor nominal.
- Para evaluar el daño que una sobrecarga produce sobre el aislamiento sólido se deberá determinar la temperatura más alta que sufrirá el aislamiento. Este valor más alto de temperatura coincidirá con el valor más alto de temperatura de las partes activas en contacto con el aislamiento sólido, que será el punto más caliente del arrollamiento (en la parte más alta de éste).
- El envejecimiento del aislamiento sólido crecerá exponencialmente con el valor de la temperatura del punto más caliente.
- Las limitaciones de funcionamiento de un transformador dependerán de dos parámetros, el grado de carga y la temperatura del punto más caliente del arrollamiento. Se fijará un límite para cada uno de ellos y superado alguno de ellos se podrá asegurar que existe riesgo de avería al superar este valor en una sobrecarga.
- El criterio de carga segura dictamina que el grado de ocupación de un transformador no dependerá solo de la carga que asuma, sino que también dependerá de la carga que deberá asumir ante el fallo simple de un transformador vecino. Por lo tanto el parámetro indicador del grado de aprovechamiento del equipo serán las Horas Equivalentes a Plena Carga Segura (HEPCS).
- Para evaluar la cargabilidad de un transformador será necesario atender a dos indicadores, las HEPCS y la evaluación de las posibles sobrecargas producidas. El óptimo aprovechamiento del equipo estará en el valor máximo posible para las HEPCS con unas sobrecargas que sean asumibles (teniendo en cuenta siempre el criterio de carga segura, evaluando sobrecargas ante el fallo de un equipo vecino).



- La aplicación informática diseñada permite, por un lado, analizar las cargas que un transformador debe asumir y, por otro lado, realizar evaluaciones de las sobrecargas sufridas por el equipo. De este modo, la aplicación informática permitirá valorar los dos aspectos que permitirán buscar el dimensionamiento óptimo de un transformador: las HEPCS y la severidad de sobrecargas.

El estudio realizado en este proyecto abre puertas a nuevos trabajos que permitan lograr un mejor aprovechamiento de los transformadores en las redes de distribución. A continuación se fijan cuatro puntos en los que se puede centrar el desarrollo futuro:

- Ampliación de la herramienta informática: desarrollando una base de datos que permita realizar cargas masivas tanto de datos de cargas como de datos de transformadores. La aplicación informática desarrollada es totalmente compatible con sistemas de bases de datos como Microsoft SQL Server, por lo que se podría desarrollar en este sistema. Otro punto de ampliación posible estaría en la mejora del cálculo térmico, incluyendo métodos de cálculo en régimen transitorio.
- Estudio de toda la red: a partir de la creación de la base de datos sería posible realizar un análisis integral de los transformadores de la red de Unión Fenosa Distribución. Este análisis permitiría detectar de forma clarificadora tanto los puntos en los que la transformación está sobredimensionada como aquellos donde existe riesgo de avería ante fallos de algún elemento. Detectadas estas zonas sería posible cambiar algunos transformadores de posición de modo que se optimizara su aprovechamiento.
- Implantación de métodos dinámicos de cargabilidad en compañías eléctricas: esta implantación se debería realizar coordinando las unidades de operación y de mantenimiento de una determinada compañía eléctrica. El método dinámico de cargabilidad parte de no considerar al transformador un equipo limitado por la potencia nominal fijada en su placa de características. Este método introduce elementos como la sobrecarga planificada, el registro y control de las sobrecargas y la coordinación de las acciones de mantenimiento que se deben realizar sobre los distintos equipos. Implantar este tipo de sistemas ayudaría a obtener el máximo aprovechamiento económico de los transformadores de una determinada red.
- Instalación de infraestructura para la monitorización de temperaturas del transformador: instalando sensores de fibra óptica en los transformadores más críticos de la red e integrando sus mediciones en los sistemas SCADA se dispondría de valores reales de las temperaturas del punto caliente del transformador, lo que permitiría realizar evaluaciones de envejecimiento totalmente fiables. Esta inversión permitiría instaurar métodos de carga dinámica con una fiabilidad mucho mayor.



8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Heathcote, Martin J.: *J & P transformer book: a practical technology of the power transformer*. Amsterdam, Elsevier, 2007 (13ª Ed.).
- [2] Kulkarni, S.V.: *Transformer engineering: design and practice*. Nueva York, Marcel Dekker, 2004.
- [3] UNE 207005. *Transformadores de potencia. Guía de aplicación*. Madrid, AENOR, 2002.
- [4] UNE 20110. *Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites*. Madrid, AENOR, 1995.
- [5] IEC 60076-7. *Power transformers- Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*. Ginebra, IEC, 2005.
- [6] IEEE C57.91-1995. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*. Nueva York, IEEE, 1996.
- [7] Michael A. Franchek y David J. Woodcock: *Life-Cycle considerations of loading transformers above nameplate rating*. Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998.
- [8] Hasse Nordman, Niclas Rafsback y Dejan Susa: *Temperature Responses to Step Changes in the Load Current of Power Transformers*. IEE transactions on power delivery, vol. 18, no. 4, 2003
- [9] ABB: *Transformer Handbook*. Zurich, ABB, 2004
- [10] UNE-EN 60076-2. *Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento*. Madrid, AENOR, 1998.
- [11] Ake Carlson, Jitka Fuhr, Gottfried Schemel y Franz Wegscheider: *Testing of Power Transformers: Routine tests, Type tests and Special tests*. Zurich, ABB, 2003.
- [12] Dirección Gestión de la Energía, Planificación y estudios de red UFD: *Arquitectura de la red de Alta Tensión*. Madrid, 2008.
- [13] Dirección Gestión de la Energía, Planificación y estudios de red UFD: *Arquitectura de la red de Media Tensión*. Madrid, 2007.
- [14] Red A.T: *Diseño, Innovación y Nuevas Tecnologías UFD: Esquemas unifilares tipo de subestaciones de distribución*. Madrid, 2007.



- [15] Deitel, Harvey M.: *Cómo programar en Java*. México, Pearson Educación, 2004 (5ª Ed.).
- [16] Villalobos, S., Jorge A.: *Fundamentos de programación: aprendizaje activo basado en casos: un enfoque moderno usando Java, UML, Objetos y Eclipse*. Naucalpán de Juárez, Pearson Educación, 2006.
- [17] Jaworski, Jamie: *JAVA: guía de desarrollo*. Madrid, Prentice Hall Internacional, 1997.
- [18] Vargas Sabadías, Antonio: *Estadística Descriptiva e Inferencial*. Cuenca, Servicio de Publicaciones de la Universidad de Castilla-La Mancha, 1995.
- [19] Gómez Expósito, Antonio: *Análisis y Operación de sistemas de energía eléctrica*, Madrid, Mc Graw-Hill, 2002.
- [20] William D. Stevenson: *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México, McGraw-Hill, 1985.
- [21] Sanz Feito, J.: *Máquinas Eléctricas*. Madrid, Prentice Hall, 2002.
- [22] Merlin Gerin: *Límites térmicos del transformador*.
- [23] Red Eléctrica de España: *Avance del Informe 2009. El Sistema Eléctrico Español*. Madrid, REE, 2009.