



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Trabajo de Diploma.

Título: Normas para la sobrecarga de Transformadores de Potencia.

Autor: José Yunier Castro Ortiz

Tutor: Dr. Ing. Ignacio Pérez Abril

Curso: 2004 - 2005.

"Año de la Alternativa Bolivariana para Las Américas"

Santa Clara 2005



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del autor

Firma del Jefe de Departamento

Firma del Responsable
de Información
Científico-Técnica.

A mi Dios, que me ha dado la paciencia y la fuerza para sobreponerme a todas las tribulaciones.

A mi linda esposa que ha sido, entre otras muchas cosas, el aliento de mi vida y de mi alma.

A mis padres quienes me han ayudado mucho y se han esforzado para verme convertido en lo que soy hoy.

A mi hermanita que por el simple hecho de pensar en ella se anima mi espíritu.

A mis hermanos, quienes han intercedido por mí.

A mi tutor por su ayuda a pesar de toda la carga que lleva.

A mis compañeros de aula quienes han estado dispuestos a brindarme la mano en lo que he necesitado.

“El alma sin ciencia no es buena”.

Proverbios 19:2

RESUMEN

Este trabajo trata sobre el establecimiento de límites y normas para determinar correctamente la capacidad de sobrecarga de los transformadores inmersos en aceite y secos con el fin de evitar daños en estas máquinas eléctricas o minimizar los riesgos que corren ante las aplicaciones de cargas por encima de la nominal.

En nuestro país este tema tiene una gran importancia y actualidad debido a las medidas que se están llevando a cabo para mejorar el bienestar de las familias cubanas y el comportamiento de los indicadores económicos nacionales. Debido a la adquisición de nuevos equipos eléctricos surge una sobrecarga en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Como consecuencia se ha hecho necesario realizar algunos cambios en el mismo tales como: sustitución de transformadores por otros de mayor capacidad o como otra alternativa, dividir algunos circuitos para que la carga sea menor.

El objetivo de este trabajo es determinar la capacidad de sobrecarga de transformadores de potencia, en aceite o secos, a partir de las normas de la IEEE más actuales al respecto.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1: Sobrecarga de transformadores en aceite

Introducción.....	1
1.1 Definiciones.	3
1.1.1 Factor de aceleración del envejecimiento.....	3
1.1.2 Flujo directo(transformadores de enfriamiento forzado por aceite).....	3
1.1.3 Flujo indirecto(transformadores de enfriamiento forzado por aceite inmersos en aceite).....	3
1.1.4 Porcentaje de pérdidas de vida.....	3
1.1.5 Vida del aislamiento del transformador.....	4
1.2 Ecuaciones.....	4
1.2.1 Ecuaciones del envejecimiento.....	4
1.2.2 Porcentaje de pérdidas de vida.....	7
1.3 La temperatura ambiente y su influencia sobre la carga.....	7
1.3.1 Generalidades.....	7
1.3.2 Aproximación de la temperatura ambiente para transformadores de enfriamiento por aire.....	8
1.3.3 Aproximación de la temperatura ambiente para transformadores de enfriamiento por agua.....	9
1.3.4 Influencia del ambiente sobre la carga para esperanza de vida normal.....	9
1.4 Cálculo de temperaturas.....	9
1.4.1 Ciclo de cargas.....	9
1.4.1.1 Ciclo de cargas, generalidades.....	9
1.4.1.2 Método de conversión real para el ciclo de carga equivalente.....	11
1.4.1.3 Carga máxima equivalente.....	11
1.4.1.4 Carga previa equivalente continua.....	12
1.4.2 Cálculo de temperaturas.....	12
1.4.2.1 Generalidades.....	12
1.4.2.2 Lista de símbolos.....	12
1.4.2.3 Componentes de la temperatura.....	12
1.4.2.4 Incremento de la temperatura máxima del aceite sobre el ambiente.....	13
1.4.2.5 Constante de tiempo del aceite.....	13
1.4.2.6 Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado.....	15
1.4.2.7 Exponentes para ecuaciones de incrementos de temperaturas.....	16
1.4.2.8 Ajuste de datos de prueba para diferentes posiciones del tap.....	16
1.5 Cargas de transformadores de distribución.....	16
1.5.1 Esperanza de vida de los transformadores de distribución.....	16

1.5.1.1 Generalidades.....	16
1.5.1.2 Esperanza de vida normal.....	17
1.5.2	
Limitaciones.....	18
1.5.2.1 Generalidades.....	18
1.5.2.2 Limitaciones para cargas por encima de la nominal.....	18
1.5.3 Tipos de cargas.....	18
1.5.3.1 Carga para esperanza de vida normal bajo condiciones específicas.....	18
1.5.3.2 Carga para temperatura máxima del aceite.....	19
1.5.3.3 Cargas continuas basadas en pruebas del incremento de la temperatura.....	19
1.5.3.4 Sobrecarga de corto tiempo con sacrificio moderado de esperanza de vida (operación sobre una temperatura del punto más caliente del enrollado de 110 ° C).....	20
1.6 Carga de transformadores de potencia.....	21
1.6.1 Tipos de cargas y sus interrelaciones.....	21
1.6.2 Limitaciones.....	21
1.6.2.1 Temperatura y limitaciones en la carga.....	21
1.6.2.2 Elementos auxiliares.....	21
1.6.2.3 Consideraciones de riesgos.....	22
1.6.3 Sobrecarga de esperanza de vida normal.....	22
1.6.3.1 Generalidades.....	22
1.6.3.2 Carga de esperanza de vida normal para temperatura máxima del aceite.....	23
1.6.3.3 Carga de esperanza de vida normal para el incremento de la temperatura promedio de prueba del devanado.....	23
1.7 Sobrecarga sistemática.....	23
1.7.1 Sobrecarga de emergencia de largo tiempo.....	24
1.7.2 Sobrecarga de corto tiempo.....	24
1.8 Programa de computación.....	25

CAPÍTULO 2: Sobrecarga en transformadores secos.

Introducción.....	26
2.1 Información general.....	26
2.2 Esperanza de vida normal.....	26
2.3 Salida nominal del transformador.....	26
2.4 Envejecimiento del aislamiento.....	27
2.5 Temperatura ambiente.....	28
2.6 Influencia de la temperatura ambiente.....	28
2.7 Influencia de la altitud en la carga.....	29
2.8 Condiciones básicas de la carga para esperanza de vida normal.....	30
2.8.1 Condiciones básicas.....	30
2.8.2 Carga para esperanza de vida normal bajo condiciones específicas.....	31
2.8.3 Carga determinada por la medición de temperatura.....	31

2.8.4 Determinación de la carga sobre las bases de la sobrecarga de corto tiempo.....	32
2.8.5 Efectos de varios factores que influyen simultáneamente.....	32
2.9 Transformadores cargados con moderado sacrificio de esperanza de vida.....	32
2.9.1 Factores que afectan la vida del transformador.....	32
2.9.2 Envejecimiento del aislamiento debido a la operación por encima de la temperatura nominal del punto más caliente del devanado.....	33
2.9.3 Cargas constantes y esperanza de vida estimada por la medición de la temperatura.....	36
2.9.3.1 Esperanza de vida relativa.....	36
2.9.3.2 Carga constante.....	37
2.10 Cargas constantes y estimación de la esperanza de vida mediante el cálculo de la temperatura.....	37
2.11 Carga de cortocircuito y esperanza de vida determinada por mediciones de temperatura.....	38
2.12 Sobrecarga de corto tiempo y estimación de la esperanza de vida mediante el cálculo de temperatura.....	41
2.13 Enfriamientos suplementarios en los transformadores autoenfriados.....	43
2.14 Bases para los cálculos de temperaturas, pérdidas de vida y cargas.....	43
2.15 Método para convertir el ciclo de carga real a carga equivalente constante.....	44
2.16 Ecuaciones para el cálculo de temperaturas, cargas y pérdidas de vida.....	45
2.16.1 Lista de símbolos.....	45
2.16.2 Cálculo de temperatura transiente.....	46
2.16.3 Cálculo de la vida gastada durante el intervalo de tiempo t	46
2.16.4 Correcciones para ecuaciones.....	47
2.16.5 Constantes de tiempo.....	47
CONCLUSIONES	48
RECOMENDACIONES	49
ANEXOS	50

INTRODUCCIÓN

La Ingeniería es la disciplina profesional cuyo objetivo es transformar los recursos que proporciona la naturaleza con el fin de producir bienes y servicios que cumplan con las exigencias de esta sociedad. La Ingeniería Eléctrica en particular, transforma recursos naturales y rige los procesos de transformación propios de esta industria exigiendo cada vez más un suministro confiable de fluido eléctrico.

Como parte de estas exigencias, con respecto al diseño, está la correcta selección de los transformadores de acuerdo a la capacidad de sobrecarga. Cada transformador tiene una capacidad de sobrecarga determinada, es decir, puede existir un transformador al cual se le aplique una carga por encima de sus datos de chapa, presentándose así una sobrecarga. Este puede soportar dicha sobrecarga, solo que en un tiempo determinado y a una temperatura dada. Esto es muy importante ya que pueden evitarse averías en tales máquinas con sus respectivas consecuencias. Con respecto a los transformadores en operación se hace imprescindible también la selección adecuada y se compara la carga con la carga real del mismo. Para nuestro país este tema tiene una gran actualidad debido a los cambios que se están llevando a cabo y se llevarán en el sistema eléctrico nacional (como son la sustitución de varios transformadores por otros más grandes o la otra alternativa que es la división de circuitos para así reducir la carga), por la adquisición de nuevos productos eléctricos (tales como ollas eléctricas, hornillas eléctricas, entre otros).

El presente trabajo tiene como objetivo principal determinar la capacidad de sobrecarga de transformadores de potencia en aceite o secos a partir de las normas IEEE más actuales al respecto. Se ha utilizado información no solo de las normas actualizadas sino también de algunas más viejas. Aún cuando existan normas para el trabajo con transformadores con carga no sinusoidal, el presente trabajo se limita al caso de carga sinusoidal.

La tesis tendrá dos capítulos. Un primer capítulo que aborda el tema de la sobrecarga de transformadores en aceite y un segundo que trata sobre la sobrecarga de transformadores secos. Dentro del primero se incluyen recomendaciones para la determinación de las sobrecargas de transformadores de potencia inmersos en aceite y tiene como propósito brindar limitaciones y normas debido a las sobrecargas. Además se identifican cuatro tipos de sobrecargas: sobrecarga de esperanza de vida normal, sobrecarga sistemática,

sobrecarga de emergencia de largo tiempo y sobrecarga de emergencia de corto tiempo. Al final se presenta un epígrafe con un programa en lenguaje Matlab que ayuda al usuario a analizar este tema tan importante como es la selección de los transformadores.

En el segundo capítulo también se dan recomendaciones pero ahora para transformadores de potencia secos, explicando el tema del envejecimiento del aislamiento y los factores que influyen en este proceso. Este capítulo tiene como propósito brindar limitaciones y ser de guía para minimizar los riesgos que pueden surgir debido a las aplicaciones de cargas por encima de la nominal mediante el establecimiento de normas.

CAPÍTULO 1: SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES EN ACEITE.

1 – Introducción

El presente capítulo brinda recomendaciones generales para la determinación de las sobrecargas en transformadores de potencia y distribución inmersos en aceite. Las aplicaciones de cargas por encima de la nominal involucran varios grados de riesgos. El propósito de este capítulo es identificar estos riesgos y establecer limitaciones y guías para minimizarlas a niveles aceptables.

1.1- Definiciones

1.1.1 - Factor de aceleración del envejecimiento

Para una temperatura dada del punto más caliente, el factor de aceleración del envejecimiento del aislamiento del transformador es el valor para el cual dicho envejecimiento es acelerado en comparación con el valor del envejecimiento para una temperatura de referencia del punto más caliente del devanado. Esta referencia es 110° C para una temperatura promedio de la bobina de 65° C, y 95° C para una temperatura promedio de 55° C de la bobina. Para temperaturas del punto más caliente que estén por encima de 110° C, el factor de aceleración del envejecimiento es mucho mayor que la unidad. Para las temperaturas por debajo de las de referencia el factor de aceleración del envejecimiento es menor que la unidad.

1.1.2 – Flujo directo (transformadores de enfriamiento forzado por aceite).

Indica que la principal parte del aceite bombeando desde los intercambiadores de calor o radiadores es forzado a fluir a través de los enrollados.

1.1.3 – Flujo indirecto (transformadores de enfriamiento forzado por aceite inmersos en aceite)

Indica que el aceite bombeando desde los intercambiadores de calor o radiadores fluye libremente dentro del tanque, y no es forzado a fluir a través del enrollado.

1.1.4 - Porcentaje de pérdidas de vida

Multiplicación del factor de envejecimiento equivalente para un período de tiempo dado, por un tiempo que usualmente es de 24 h, dividido por la vida normal. Se multiplica por 100 para expresarlo en porcentaje.

$$\frac{F_{EQA} * t * 100}{VN}$$

Donde:

F_{EQA} factor de envejecimiento equivalente.

VN es la vida normal.

1.1.5 - Vida del aislamiento del transformador

Para una temperatura dada, la vida del aislamiento del transformador es el tiempo entre el estado inicial para el cual el aislamiento se considera nuevo y el estado final para el cual el dieléctrico está fatigado debido a los esfuerzos de cortocircuitos y al movimiento mecánico, lo cual puede ocurrir en servicio normal y pudiera causar una avería eléctrica.

El tema de la pérdida de vida del aislamiento del transformador tiene una rica pero controvertida historia de desarrollo. El envejecimiento depende de la temperatura, del contenido de humedad y del contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de preservación del aceite, las contribuciones al deterioro del aislamiento por parte de la humedad y del oxígeno pueden ser minimizadas, dejando que la temperatura del aislamiento sea el parámetro controlador. Puesto que en la mayoría de los aparatos la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que esté operando con mayor temperatura experimentará los mayores deterioros. Por tanto en los estudios sobre el envejecimiento es usual considerar los efectos del envejecimiento producidos por la temperatura del punto más caliente. Debido a que existen muchos factores que influyen por cierto tiempo en el deterioro del aislamiento del transformador, no es posible predecir con gran exactitud la vida útil del aislamiento de este. Donde quiera que se utilice la palabra vida en este trabajo significa la vida calculada del aislamiento del transformador y no la vida real del transformador.

1.2 – Ecuaciones

1.2.1 - Ecuaciones del envejecimiento.

Las evidencias experimentales indican que el deterioro del aislamiento a una temperatura y en un tiempo dado se rige por la siguiente ecuación:

$$Pul = A * e^{\left[\frac{B}{\Theta_H + 273}\right]}$$

Donde:

P_{ul} ----- vida en por unidad.

Θ_H ----- temperatura del punto más caliente del devanado.

A ----- constante.

B ----- constante.

La curva que representa la vida del aislamiento en por unidad tal como se muestra en la figura 1 se relaciona con la vida del aislamiento del transformador para la temperatura del punto más caliente de la bobina. Esta curva debe ser usada tanto para transformadores de potencia como de distribución ya que ambos son hechos usando la misma celulosa del aislamiento del conductor. La temperatura indica el grado para el cual el índice de envejecimiento se acelera más allá del normal para una temperatura que está por encima de la de referencia (110° C) y se reduce para una temperatura por debajo de 110° C. La ecuación para la curva es la que sigue:

$$P_{ul} = 9.80 * 10^{-18} * e^{\left[\frac{1500}{\Theta_H + 273}\right]} \quad (1)$$

En la figura 2 se muestra una curva del factor de aceleración del envejecimiento contra la temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento de 65° C. Los valores están tabulados. (Ver Anexo 1). El factor de aceleración del envejecimiento tiene un valor mayor que la unidad para una temperatura del punto más caliente del enrollado por encima de la de referencia (110° C) y está por debajo de la unidad cuando la temperatura del punto más caliente del enrollado está por debajo de 110° C. La ecuación para el factor de aceleración del envejecimiento es la que sigue:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{1500}{383} - \frac{1500}{\Theta_H + 273}\right]} \quad (2)$$

Donde:

F_{AA} factor de aceleración del envejecimiento.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} * \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3)$$

Donde:

F_{EQA} factor del envejecimiento equivalente para un período de tiempo total.

n índice del intervalo de tiempo t.

N número total de intervalos de tiempo.

$F_{AA,n}$ factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δtn .

Δtn intervalo de tiempo en horas.

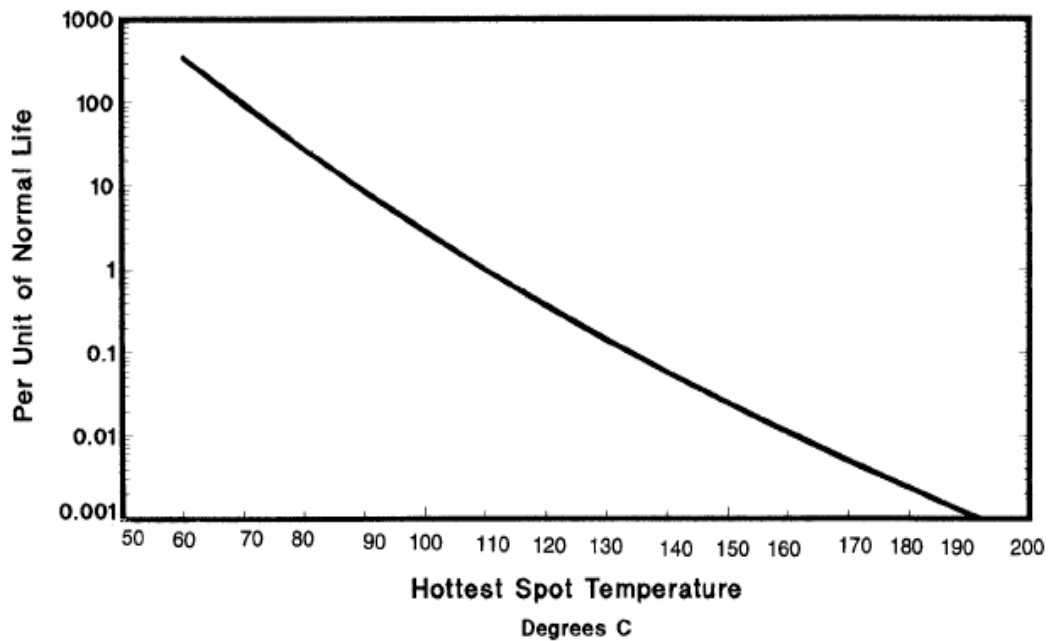


Figura 1: Vida del aislamiento del transformador.

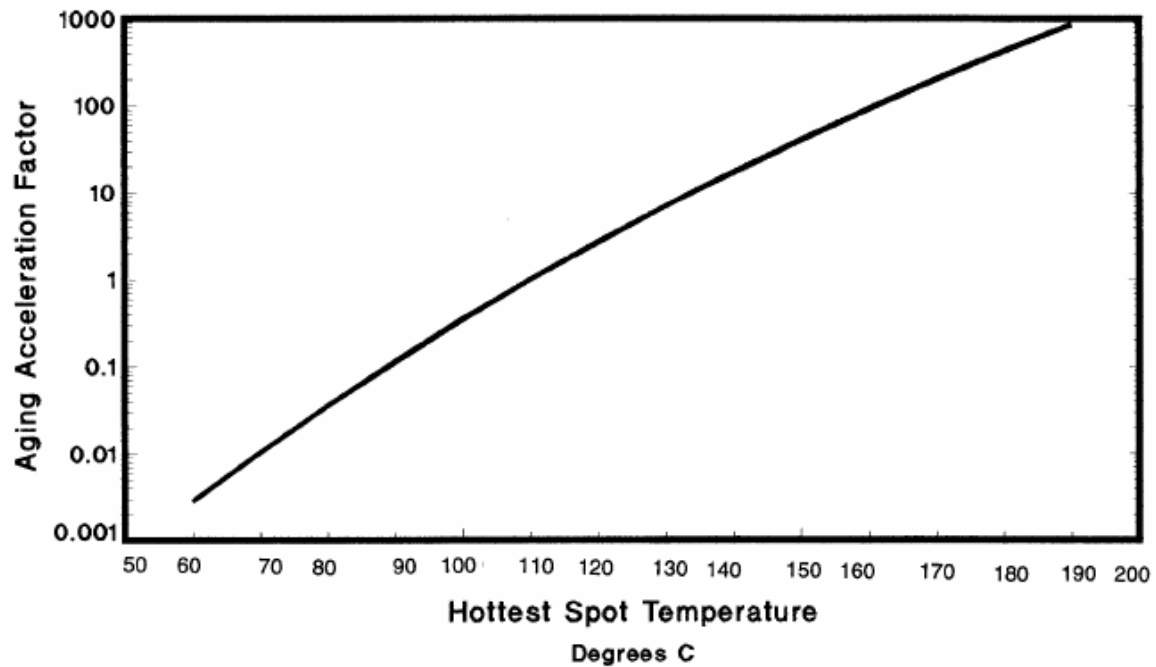


Figura 2 – Factor de aceleración del envejecimiento (relativo a 110° C).

1.2.2 - Por ciento de pérdidas de vida

La curva de la figura 1 puede ser usada también para calcular el por ciento de pérdidas de vida total. Para hacer esto es necesario definir arbitrariamente la vida del aislamiento normal en horas o años en la temperatura de referencia. Los valores de Benchmark de la vida del aislamiento normal para un sistema bien seco y libre de oxígeno pueden ser seleccionados (Ver tabla 1 Anexo 2). Las horas de pérdidas de vida en el período de tiempo total se determinan por la multiplicación del envejecimiento equivalente por el período de tiempo t en horas.

$$\%Lol = \frac{F_{EQA} * t * 100}{NL} \quad (4)$$

Donde:

$\%Lol$ por ciento de pérdidas de vida.

NL vida normal del aislamiento.

Posibles definiciones de vida normal a 110° C resultantes de la tabla del Anexo 2 son:

Normal life	
Hours	Days
180 000	7500
150 000	6250
135 000	5625
65 000	2708

El tiempo de duración para operaciones continuas a la temperatura del punto más caliente, por encima del índice que da diferentes porcentos de pérdidas de vida puede ser calculado mediante el uso de la ecuación 4. Las duraciones de los tiempos para varias pérdidas de vida basadas en una vida normal de 180 000 h son conocidas (Ver tabla 2 Anexo 2). El por ciento normal de pérdidas de vida para una temperatura del punto más caliente, 110° C, para 24 h, es 0.0133%.

1.3 - La temperatura ambiente y su influencia sobre la carga

1.3.1 - Generalidades

La temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la carga de un transformador de manera tal que la temperatura de cualquier carga se le añade a la del ambiente para determinar las temperaturas de operación. La temperatura ambiente estándar en este trabajo es 30° C. La temperatura del aire ambiente considerada por un transformador es el aire en contacto con sus radiadores o cambiadores de calor. En algunas instalaciones el transformador puede estar al aire libre pero rodeado por edificios o paredes de amortiguamiento del sonido. Esto puede dar lugar a la recirculación del aire y por consiguiente se debe ajustar el ambiente.

1.3.2 - Aproximación de la temperatura ambiente para transformadores de enfriamiento por aire

A menudo es necesario predecir la carga que un transformador puede llevar con seguridad en cierto tiempo futuro y en un ambiente desconocido. La temperatura ambiente probable para cualquier mes se puede obtener aproximadamente de los datos en los reportes preparados por las autoridades atmosféricas nacionales o locales para las secciones del país en donde se localiza el transformador.

- a) **Temperatura media.** Utilizar la temperatura media diaria para el mes implicado, promediada por varios años.
- b) **Temperatura diaria máxima.** Utilizar el promedio de la temperatura diaria máxima durante el mes implicado, promediada por varios años.

Estos ambientes deben ser usados como sigue:

- Para las cargas con esperanza de vida normal, usar a) la temperatura promedio como la ambiente para el mes implicado.
- Para las cargas a corto plazo con un moderado sacrificio de la esperanza de vida, utilizar b) la temperatura diaria máxima para el mes implicado.

Durante un día cualquiera de 24 h la media de la temperatura pudiera exceder el valor de a) o b) antedichos. Para ser conservativos se recomienda que estas temperaturas se incrementen por 5° C debido a que el envejecimiento a temperaturas superiores a la promedio no se compensa por la reducción del envejecimiento a temperaturas inferiores a la promedio. Con este margen, la temperatura promedio en 24 horas no se excederá más que en unos días al mes y cuando se exceda, la pérdida de vida adicional no será grande.

1.3.3 - Aproximación de la temperatura ambiente para transformadores de enfriamiento por agua

La temperatura ambiente para estos transformadores es la temperatura del agua de enfriamiento más un margen de 5° C teniendo en cuenta posibles pérdidas de eficiencia en el enfriamiento.

1.3.4 - Influencia del ambiente sobre la carga para esperanza de vida normal

Las temperaturas máximas no deben ser mayores que 10° C por encima de las temperaturas promedios para transformadores de enfriamiento por aire, y no más de 5° C por encima de las promedios para los de enfriamiento por agua. Ya que la temperatura ambiente es un importante factor en la determinación de la capacidad de carga de un transformador, debe ser controlada en instalaciones interiores para una adecuada ventilación y siempre debe ser considerada en instalaciones exteriores.

El incremento o decremento de los kVA para otras temperaturas ambientes medias diarias de 30° C para aire y 25° C para agua es conocido (Ver tabla 1 del Anexo 3). Se recomienda usar un margen de 5° C cuando se apliquen los factores de dicha tabla. Debe notarse que el incremento o decremento obtenido de la tabla es conservador, y por lo tanto no coincide con los resultados de los cálculos de la cláusula 1.4. Esta tabla es solo para aproximaciones rápidas. El valor de la carga sobre las bases de la temperatura ambiente con cargas permitidas de la tabla antes mencionada rendirá aproximadamente la misma esperanza de vida que si el transformador estuviera operado a valores nominales y a temperatura ambiente en el mismo período.

Esta tabla cubre un rango de temperaturas ambientes medias que van desde 30° C hasta 50° C para enfriamiento por aire. Cuando la temperatura del aire ambiente es menor que 30° C o mayor que 50° C se debe hacer un chequeo con el fabricante antes de cargar el transformador.

1.4 - Cálculo de temperaturas

1.4.1 - Ciclo de cargas

1.4.1.1 – Ciclo de cargas, generalidades

Los transformadores usualmente trabajan sobre un ciclo de carga que se repite cada 24 h. Un ciclo de carga normal típico es el mostrado en la figura 3, que consiste en variaciones de la carga a través del día. Para una sobrecarga normal o una sobrecarga sistemática, se usa un ciclo o gráfico escalonado de carga. El perfil de carga en 24 horas está descrito por una serie de cargas constantes de una corta duración (usualmente $\frac{1}{2}$ hora o 1 hora). La carga equivalente durante estados de corto tiempo puede ser determinada por el método de conversión real para ciclo de carga equivalente que se tratará posteriormente o usando el pico de carga máximo durante el período de corto tiempo bajo consideración. Este método es usualmente usado en programas de computadoras. Un ciclo de carga equivalente de dos escalones como se muestra en la figura 3 puede ser usado para determinar la sobrecarga de emergencia usando la ecuación 5. El ciclo de carga equivalente de dos escalones consiste de una carga previa y una carga máxima. Esta figura 3 también se utiliza con el propósito de describir los cálculos para determinar los ciclos de carga equivalentes. Existe usualmente un período en el ciclo de carga diaria en el cual la carga alcanza un gran valor, más que en cualquier otro tiempo, tal como se muestra en la figura 4. Generalmente, el máximo valor de carga no se alcanza y pasa rápidamente, sino que crece y decae gradualmente. Los cálculos usando el ciclo de carga de varios escalones o etapas descrito en el párrafo anterior pueden ser aplicados a los

ciclos de sobrecarga de emergencia si se desea.

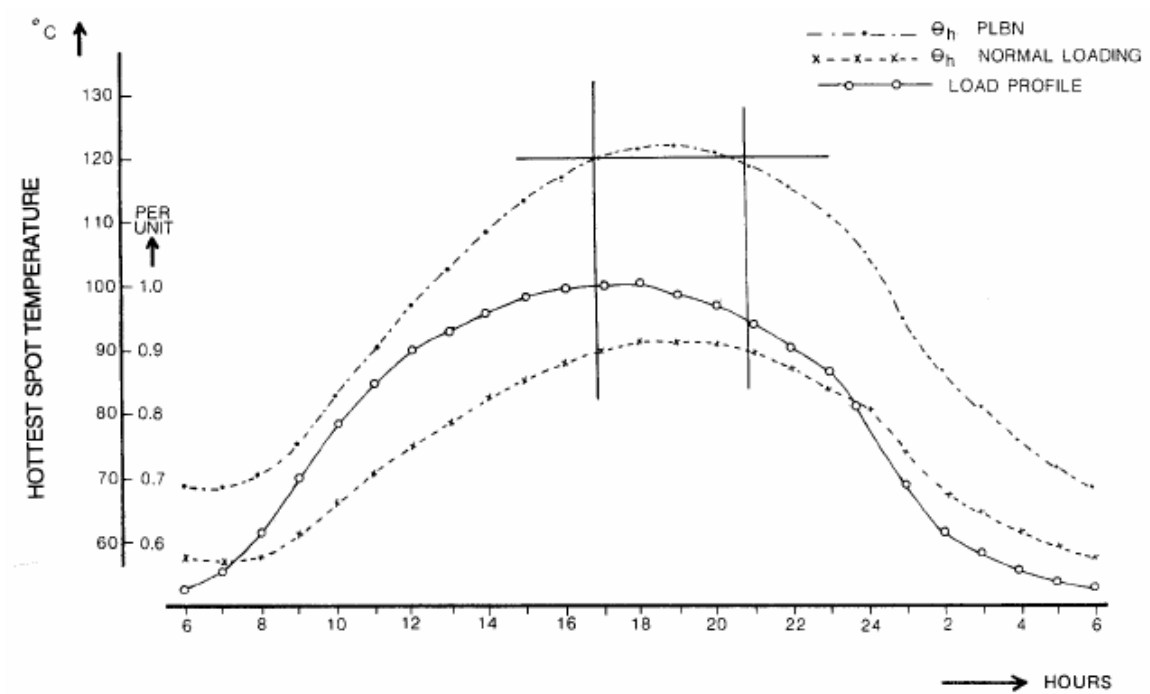


Figura 3 – Ciclo de carga para una sobrecarga normal y sobrecarga sistemática más allá de la nominal.

1.4.1.2 - Método de conversión real para el ciclo de carga equivalente

Un transformador que provee una carga de intensidad variable genera una pérdida variable, cuyo efecto es casi como el de una carga constante intermedia para el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características del almacenaje del calor de los materiales en el transformador. Una carga constante que genera pérdidas totales iguales que una carga de intensidad variable se asume como una carga equivalente desde un punto de vista de la temperatura. La carga equivalente para cualquier parte de un ciclo de carga diario se puede expresar por la ecuación 5.

$$\left[\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N} \right]^{0.5} \quad (5)$$

Donde:

$L1, L2$ --- distintos escalones o etapas de las cargas en por ciento, por unidad, o en kVA reales o corriente.

N ----- número total de cargas consideradas.

$t1, t2$ ----- duraciones respectivas de estas cargas, en horas.

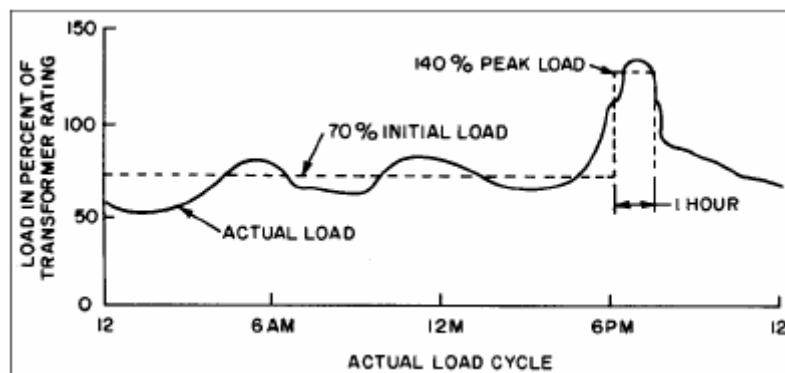


Figura 4—Ejemplo de un ciclo de carga real y un ciclo de carga equivalente.

1.4.1.3 - Carga máxima equivalente

La carga máxima equivalente es la carga rms obtenida por la ecuación 5 para el período limitado en el cual ocurren la mayor parte de los picos individuales. La duración estimada del pico tiene influencia considerable sobre el valor máximo rms. Si se sobrestima la duración, el valor máximo rms puede estar considerablemente por debajo de la demanda del pico máximo. Para proteger contra el recalentamiento debido a las altas y breves sobrecargas durante la sobrecarga máxima, el valor rms para el período de carga máxima no debe ser menos del 90% de la carga máxima promedio en media hora (Potencia de cálculo en media hora).

1.4.1.4 - Carga previa equivalente continua

La carga previa equivalente es el valor rms (ecuación 5) de la carga. La experiencia indica que los resultados absolutamente satisfactorios son obtenidos considerando los 12 períodos de horas que preceden y que siguen al pico y seleccionando el más grande de los dos valores rms que se producen. Los intervalos de tiempo (t) de 1 h se sugieren como otra simplificación de la ecuación, que por un período de 12 h se convierte en la ecuación 6. La línea discontinua en la figura 4 muestra el ciclo equivalente de la carga obtenido del ciclo real de la carga.

$$\text{Carga previa equivalente continua (12 horas)} = 0.29 \left[L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2 \right]^{0.5} \quad (6)$$

1.4.2 - Cálculo de temperaturas

1.4.2.1 – Generalidades

Los métodos que aquí se dan para el cálculo de la temperatura del aceite y del enrollado para cambios en la carga están simplificados y no requieren procedimientos

iterativos. Los exponentes m y n explican aproximadamente cambios en las pérdidas de la carga y viscosidad del aceite causada por cambios en la temperatura. Los valores para los exponentes usados en estas ecuaciones se han tabulado (Ver Tabla 2 Anexo 3).

1.4.2.2 – Lista de símbolos (Ver Anexo 3)

1.4.2.3 – Componentes de la temperatura

La temperatura del punto más caliente consiste de tres componentes dados por la siguiente ecuación:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{T0} + \Delta\Theta_H \quad (7)$$

La temperatura del aceite está dada por la siguiente ecuación:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{T0} \quad (8)$$

Los cálculos de temperatura asumen una temperatura ambiente constante. El efecto de un ambiente variable puede ser considerado como sigue:

- a) Para temperaturas ambientes que incrementen durante el ciclo de carga, la temperatura ambiente instantánea debe ser usada para los cálculos.
- b) Para temperaturas ambientes que se reduzcan debe emplearse para los cálculos la temperatura ambiente máxima durante un tiempo previo considerable de 12 horas.

1.4.2.4 – Incremento de la temperatura máxima del aceite sobre el ambiente

El incremento máximo de temperatura del aceite sobre el ambiente a un tiempo t después del cambio de carga se calcula por:

$$\Delta\Theta_{T0} = (\Delta\Theta_{T0,U} - \Delta\Theta_{T0,i}) * \left[1 - e^{-\frac{1}{\tau_{T0}}} \right] + \Delta\Theta_{T0,i} \quad (9)$$

Para un ciclo de carga de dos escalones con una carga constante inicial, el incremento de temperatura en estado estable para la carga K_i sería:

$$\Delta\Theta_{T0,i} = \Delta\Theta_{T0,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n \quad (10)$$

Para el análisis de un ciclo de carga variable durante cortos intervalos de tiempo, la ecuación 9 es usada para cada escalón de la carga, y el incremento de la temperatura máxima del aceite calculado para el final del estado de la carga previa es usado como

el incremento de la temperatura máxima del aceite, inicial, para el cálculo del próximo estado de la carga.

El incremento final de la temperatura máxima del aceite está dado por la siguiente ecuación:

$$\Delta\Theta_{T0,U} = \Delta\Theta_{T0,R} * \left[\left(\frac{K_U^2 R + 1}{R + 1} \right) \right]^n \quad (11)$$

La ecuación 11 es usada para calcular el último incremento de la temperatura del aceite. Excepto para cargas constantes de muy larga duración, el incremento de temperatura final calculado por la ecuación 11 nunca se alcanzan.

1.4.2.5 – Constante de tiempo del aceite

La capacidad térmica está dada por la siguiente ecuación para los modos de enfriamiento

OA y FA.

$$\begin{aligned} C = & 0.06 \text{ (peso del núcleo y del enrollado en libras)} \\ & + 0.04 \text{ (peso del tanque y sus accesorios en libras)} \\ & + 1.33 \text{ (galones de aceite)} \end{aligned} \quad (12A)$$

o

$$\begin{aligned} C = & 0.0272 \text{ (peso del núcleo y del enrollado en kilogramos)} \\ & + 0.01814 \text{ (peso del tanque y sus accesorios en kilogramos)} \\ & + 5.034 \text{ (litros de aceite)} \end{aligned} \quad (12B)$$

La ecuación de calentamiento exponencial describe el incremento de la temperatura promedio del aceite. Sin embargo la variable medida en las pruebas térmicas por los captadores es la temperatura máxima del aceite. Por eso la ecuación 12A considera solo 2/3 del peso del tanque y el 86% del calor específico del aceite en los cálculos.

Para los modos de enfriamiento forzado por aceite ya sea directo o indirecto la capacidad térmica está dada por lo siguiente:

$$\begin{aligned} C = & 0.06 \text{ (peso del núcleo y del enrollado en libras)} \\ & + 0.06 \text{ (peso del tanque y sus accesorios en libras)} \\ & + 1.93 \text{ (galones de aceite)} \end{aligned} \quad (13A)$$

o

$$C=0.272 \text{ (peso del núcleo y del enrollado en kilogramos)} \quad (13B)$$

$$+0.0272 \text{ (peso del tanque y sus accesorios en kilogramos)}$$

$$+7.305 \text{ (litros de aceite)}$$

Para el cálculo de la constante de tiempo, el peso del tanque y sus accesorios utilizados son solo las partes que están en contacto con el aceite.

La constante de tiempo de la temperatura máxima del aceite a kVA nominal está dada por:

$$\tau_{T0,R} = \frac{C \Delta\Theta_{T0,R}}{P_{T,R}} \quad (14)$$

La constante de tiempo de la temperatura máxima del aceite es:

$$\tau_{T0} = \tau_{T0,R} * \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{T0,U}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{T0,i}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{T0,U}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{T0,i}}{\Delta\Theta_{T0,R}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (15)$$

En la derivación de la ecuación (9) se asumió que el incremento de la temperatura máxima del aceite, $\Delta\Theta_{T0}$, es directamente proporcional a las pérdidas por calor q, o sea:

$$\Delta\Theta_{T0} = kq^n$$

Donde:

$$n = 1.0$$

Si el exponente $n = 1.0$, la constante de tiempo dada por la ecuación 14 y la ecuación exponencial 9 es correcta para cualquier carga y cualquier temperatura inicial. Si n es menor que 1, la ecuación es incorrecta y la constante de tiempo debe ser modificada como se muestra en la ecuación 15 para diferentes ciclos de sobrecarga. La ecuación 15 fue desarrollada para dar una corrección de la constante de tiempo (para el caso en que $n < 1$) para ser usada en la ecuación exponencial para dar el mismo índice de cambio del incremento inicial de la temperatura y el mismo índice del incremento final de esta si la sobrecarga continúa indefinidamente.

1.4.2.6 – Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado

El incremento de la temperatura transiente del punto más caliente del devanado sobre la temperatura del punto más caliente del aceite está dado por:

$$\Delta\Theta_H = (\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}) \left[1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}} \right] + \Delta\Theta_{H,i} \quad (16)$$

El incremento de la temperatura del punto más caliente sobre el aceite, inicial, está dado por:

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (17)$$

El incremento final está dado por:

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} K_u^{2m} \quad (18)$$

El valor nominal del incremento del punto más caliente sobre la temperatura del aceite es:

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{T0,R} \quad (19)$$

El valor de temperatura del punto más caliente del enrollado sobre el ambiente, $\Delta\Theta_{H/A,R}$, se obtiene de la siguiente manera en orden de preferencia:

- a) por pruebas reales usando detectores insertados.
- b) valores calculados dados por el fabricante en el reporte de prueba, o
- c) se asume $\Delta\Theta_{H/A,R} = 80^\circ \text{ C}$ para transformadores con 65° C de incremento promedio de temperatura del devanado y 65° C para transformadores con 55° C de incremento promedio de temperatura del devanado.

La constante de tiempo del enrollado es el tiempo que toma el incremento de temperatura del devanado sobre el aceite en alcanzar el 63.2 % de la diferencia entre el incremento final y el incremento inicial de la temperatura durante un cambio de carga. La constante de tiempo del enrollado puede ser estimada de la curva de enfriamiento de la resistencia durante pruebas termale o puede ser calculada por el fabricante. Esta constante de tiempo varía con la viscosidad del aceite y con el exponente m. Para sobrecargas moderadas es conservativo ignorar la constante de tiempo del devanado y asumir que el incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado por encima de la temperatura máxima del aceite está dado por la ecuación 18.

1.4.2.7 – Exponentes para ecuaciones de incrementos de temperaturas

Los exponentes sugeridos para usar en las ecuaciones de incrementos de temperaturas están dados (Ver Tabla 2 del Anexo 3).

1.4.2.8 – Ajuste de datos de prueba para diferentes posiciones del tap

Cuando la posición del tap es diferente a la nominal, las siguientes ecuaciones pueden ser usadas. El símbolo primo (‘) indica los valores para diferentes posiciones del tap.

Incremento de la temperatura máxima del aceite sobre el ambiente:

$$\Delta\Theta'_{T0,R} = \Delta\Theta_{T0,R} * \left[\frac{P'_{T,R}}{P_{T,R}} \right]^n \quad (20)$$

Incremento de la temperatura máxima del devanado por encima de la del aceite:

$$\Delta\Theta'_{H,R} = \Delta\Theta_{H,R} * \left[\frac{I'_R}{I_R} \right]^{2m} \quad (21)$$

La constante de tiempo para carga nominal es:

$$\tau'_{T0,R} = \frac{C\Delta\Theta'_{T0,R}}{P'_{T,R}} \quad (22)$$

1.5 - Cargas de transformadores de distribución

1.5.1 - Esperanza de vida de los transformadores de distribución

1.5.1.1 – Generalidades

La esperanza de vida de los transformadores de distribución a cualquier temperatura de operación no se conoce con precisión. La información dada respecto a las pérdidas de la vida del aislamiento a elevadas temperaturas es considerada conservadora. Los efectos de la temperatura sobre la vida del aislamiento son investigados continuamente, por lo que nuevos datos pudieran afectar futuras revisiones de este trabajo.

Ya que los efectos acumulativos de la temperatura y el tiempo en el deterioro del aislamiento del transformador no están establecidos, no es posible predecir con un gran grado de precisión la extensión de la vida del transformador aún bajo condiciones constantes o controladas, y mucho menos para condiciones variables de servicio. El deterioro del aislamiento está generalmente caracterizado por una reducción en la fuerza mecánica y en la fuerza dieléctrica, pero estas características no tienen que estar necesariamente relacionadas de forma directa. En algunos casos, el aislamiento en

débiles condiciones tendrá suficientes cualidades aislantes para soportar la operación eléctrica normal y los esfuerzos mecánicos. Un transformador teniendo aislamiento en estas condiciones puede continuar en servicio por muchos meses y hasta años, si no sufre otros disturbios. Por otra parte, cualquier movimiento inusual de los conductores, como los que pueden ser causados por la expansión de estos debido al calor resultante del esfuerzo por una sobrecarga o debidos a grandes fuerzas electromagnéticas resultantes del cortocircuito, pueden perturbar la debilidad mecánica del aislamiento y producir fallas entre espiras o entre capas del devanado.

1.5.1.2 – Esperanza de vida normal

La carga básica de un transformador de distribución para esperanza de vida normal es una carga continua a salida nominal cuando opera por debajo de las condiciones normales de servicio. Se asume que esta operación por debajo de estas condiciones es equivalente a una operación a una temperatura ambiente constante de 30° C. La temperatura del punto más caliente del conductor es el factor principal en la determinación de la vida debido a la carga. La medición directa de la temperatura del punto más caliente puede no ser práctica en diseños comerciales. Los indicadores de temperaturas del punto más caliente tienen por tanto que ser obtenidos por pruebas hechas en el laboratorio y por modelos matemáticos. La temperatura del punto más caliente para carga nominal es la suma de la temperatura promedio del enrollado más un margen, usualmente de 15° C. La esperanza de vida normal se obtiene cuando la temperatura del punto más caliente del devanado es 110° C constantemente. Para transformadores en aceite en operación continua por debajo de las condiciones anteriores esta temperatura ha sido limitada a un máximo de 110° C. La esperanza de vida normal del aislamiento de un transformador usando diferentes criterios se dan (Ver Anexo 1). Los modelos de pruebas de los transformadores de potencia y de distribución indican que la esperanza de vida normal a una temperatura constante del punto más caliente de 110° C, es 20.55 años.

1.5.2 - Limitaciones

1.5.2.1 – Generalidades

Cuando los transformadores de distribución están cargados por encima de los valores nominales otras limitaciones pueden ser encontradas. Entre estas limitaciones están la expansión del aceite, la presión en unidades selladas y la capacidad térmica de los

bushings; terminales, cambios de tap o equipamientos asociados como cables, reactores, interruptores automáticos, fusibles, y transformadores de corriente. Cualquiera de estos accesorios pueden limitar la carga a menos de la capacidad del aislamiento del devanado. Los fabricantes, deben por lo tanto, ser consultados antes de cargar los transformadores por encima de la carga nominal. La operación a temperaturas del punto más caliente por encima de 140° C puede causar la emisión de gases en el aislamiento sólido y en el aceite. Esta emisión de gases puede producir un riesgo potencial a la integridad de la fuerza del dieléctrico del transformador. Los transformadores de distribución son a veces instalados en celdas soterradas de mínimo tamaño con ventilación natural a través del suelo. En este tipo de instalación la temperatura ambiente es más alta que la del aire exterior. El incremento de temperatura depende del diseño de las celdas, el área de las aberturas de ventilación y las estructuras adyacentes soterradas. Por tanto, el incremento en la temperatura ambiente efectiva para pérdidas en el transformador debe ser determinado antes de que las limitaciones de la carga puedan ser estimadas.

1.5.2.2 – Limitaciones para cargas por encima de la nominal

Los límites de temperaturas sugeridos se dan en la tabla 1 del Anexo 4:

1.5.3 – Tipos de cargas

1.5.3.1 – Carga para esperanza de vida normal bajo condiciones específicas

Los transformadores de distribución pueden ser operados por encima de la temperatura promedio continua del punto más caliente que es 110° C, para cortos períodos con tal de que para largos períodos de tiempo opere por debajo de 110° C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo. Esto permite que las cargas que estén por encima de la nominal puedan ser llevadas con seguridad bajo condiciones específicas sin afectar la esperanza de vida normal del transformador. Cuando la temperatura ambiente está por debajo de 30° C, o cuando el incremento de temperatura para carga nominal, determinado por pruebas es menor que los valores límites nominales, es posible sobrecargar al transformador sin que se afecte su vida útil.

1.5.3.2 – Carga para temperatura máxima del aceite

La temperatura máxima del aceite no solo debe ser usada como una guía para los transformadores cargados. La temperatura del punto más caliente del enrollado por encima de la temperatura del aceite a plena carga debe ser determinada por el fabricante

para la carga real usando la ecuación 18. Esta temperatura del punto más caliente por encima de la del aceite, sustraída de 110°C , dará la temperatura del aceite máxima permisible para esperanza de vida normal. Se debe reconocer que, debido al retraso térmico de la temperatura de subida del aceite, se requiere un tiempo para que el transformador alcance una temperatura estable para cualquier cambio en la carga. Por lo tanto las cargas de picos más altos pueden ser llevadas por un corto tiempo. Si las características del transformador no se conocen con exactitud, la temperatura máxima del aceite (Ver figura 1 Anexo 4) puede ser usada como una guía aproximada. Esta figura está basada en una diferencia de 25°C entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura del aceite a carga nominal.

1.5.3.3 – Cargas continuas basadas en pruebas del incremento de la temperatura promedio del devanado

Por cada grado Celsius en exceso de 5°C en que el incremento de temperatura promedio sea menor de 65°C , la carga del transformador puede ser incrementada por encima de los kVA nominales en 1.0%. El margen de 5°C se toma para proveer una tolerancia en la medida del incremento de temperatura. El valor de la carga así obtenido es en kVA, la cual el transformador puede llevar a una temperatura de 65°C . Desde entonces esto puede indicar una capacidad de la carga más allá que la contemplada por el diseñador. Las limitaciones dadas en 1.5.2 deben ser chequeadas antes de tomar plena ventaja de este incremento.

Lo antedicho no es aplicable a transformadores de distribución. Algunos transformadores son diseñados para que la diferencia entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura promedio del enrollado sea mucho más grande que 15°C adicionales. Esto resultará en una temperatura promedio de subida del enrollado de menos de 65°C , mientras que la temperatura del punto más caliente del enrollado puede estar a un valor limitado de 80°C . Esta condición puede existir en transformadores con grandes diferencias entre las temperaturas final e inicial del aceite.

1.5.3.4 – Sobrecarga de corto tiempo con sacrificio moderado de esperanza de vida (operación sobre una temperatura del punto más caliente del enrollado de 110°C)

Cuando para cualquier período de tiempo el efecto del envejecimiento de un ciclo de sobrecarga o el efecto acumulativo del envejecimiento de un número de ciclos de sobrecargas es mucho mayor que el efecto del envejecimiento a carga nominal en una operación continua, el aislamiento se deteriora a una velocidad más rápida que la normal. El índice de deterioro está en función del tiempo y de la temperatura y es comúnmente expresado como un porcentaje de las pérdidas de vida. Un diagrama y una tabla mostrando las pérdidas de vida relativas para varias combinaciones de tiempo y temperatura están dadas en la figura 6 para 65° C.

Debe ser claramente comprendido que, mientras la información del índice del envejecimiento del aislamiento es considerado conservador y necesaria en la estimación de las pérdidas de vida relativa debido a cargas por encima de la nominal bajo ciertas condiciones, esta información no promete suministrar las únicas bases para el cálculo de la esperanza de vida normal del aislamiento del transformador. La incertidumbre de las condiciones de servicio y el amplio rango de capacidades cubierto debe ser considerado en la determinación de un horario o plan de carga. Existen variables que provocan diferencias en la temperatura ambiente entre localidades: diferencias en elevación, restricción de la circulación del aire causado por las edificaciones entre otras. Como una guía, muchos usuarios consideran un promedio de pérdidas de vida de 4% por día en cualquier operación de emergencia que sea razonable.

1.6 – Carga de transformadores de potencia

1.6.1 – Tipos de cargas y sus interrelaciones

La esperanza de vida de los transformadores de potencia a varias temperaturas de operación no se conoce exactamente. Las cargas en exceso de la capacidad nominal pueden sobrecalentar el aislamiento sobre sus parámetros nominales. Para proveer un control o dirección sobre el riesgo asociado con las altas temperaturas de operación, se han definido cuatro diferentes condiciones de carga. Un incremento del riesgo es probable por cada carga sucesiva con su consiguiente incremento de temperatura. Para cada tipo de sobrecarga el riesgo de cada sobrecarga sucesiva se asume que se adiciona al

de cualquier condición de carga previa con excepción de la sobrecarga de emergencia de corto tiempo. Los cuatro tipos de cargas son las siguientes:

Esperanza de vida normal

- a) Sobrecarga de esperanza de vida normal.

Sacrificio de esperanza de vida

- b) Sobrecarga sistemática.
- c) Sobrecarga de emergencia de largo tiempo.
- d) Sobrecarga de emergencia de corto tiempo.

Ejemplos de cargas que caen en estas categorías son ilustradas (Ver figura 1 Anexo 5).

1.6.2 – Limitaciones

1.6.2.1 – Temperatura y limitaciones en la carga

Los límites sugeridos de temperaturas y cargas para cargas por encima de la nominal son dados (Ver Tabla 1 Anexo 5). Los límites sugeridos de temperatura los cuales tienen pérdidas de vida razonables para los cuatro tipos de cargas se dan en la tabla 2 del Anexo 5.

Usualmente los límites de temperatura del punto más caliente para otras partes metálicas que no están en contacto con el aislamiento son diseñados y calculados por el fabricante cuando la especificación de la sobrecarga se emite como parte de las especificaciones de compra.

1.6.2.2 – Elementos auxiliares

Los bushings y terminales de los cambia-tap y otros equipos auxiliares pudieran restringir la carga a niveles por debajo de los calculados por las ecuaciones en la cláusula 1.4. El usuario pudiera desear especificar que los equipamientos auxiliares no restrinjan la carga a niveles por debajo de los permitidos por el conductor aislado.

1.6.2.3 – Consideraciones de riesgos.

Específicamente, el nivel de riesgo está basado sobre la cantidad de gas libre, contenido de humedad del aceite y aislamiento, y voltaje. La presencia del gas libre pudiera causar una avería dieléctrica durante una condición de sobrevoltaje y posiblemente frecuencia de voltaje nominal. Las temperaturas mostradas (Ver tabla 2 Anexo 5) para cada tipo de carga se cree que provocan un aceptable grado de riesgo para las circunstancias especiales que requieren carga por encima de la nominal. No está

disponible, en la actualidad, alguna base científica que permita evaluar el grado de riesgo. Adicionalmente, existen otros importantes factores que pudieran afectar alguna reducción, tales como contenido de humedad del aislamiento y el índice del incremento de la temperatura del conductor.

1.6.3 – Sobrecarga de esperanza de vida normal

1.6.3.1 – Generalidades

La carga básica de un transformador de potencia para esperanza de vida normal es una carga continua a salida nominal cuando opera por debajo de las condiciones normales. Se asume que la operación por debajo de estas condiciones es equivalente a la operación a una temperatura ambiente promedio de 30° C para enfriamiento por aire o 25° C para enfriamiento por agua. La esperanza de vida normal resultará de la operación con una temperatura continua del punto más caliente del conductor de 110° C (o una temperatura variable equivalente con 120° C de máximo en un período de 24 h). La temperatura de 110° C del punto más caliente se obtiene de los 80° C del punto más caliente de subida más una temperatura ambiente estándar promedio de 30° C.

Los transformadores pueden ser operados por encima de la temperatura del punto más caliente (110° C) para cortos períodos de tiempo con tal de que sean operados a menos de 110° C para largos períodos. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y permite así llevar con seguridad la carga por encima de la nominal y por debajo de muchas condiciones sin abusar demasiado de la esperanza de vida del transformador. La ecuación 7 dada en la cláusula 1.4 puede ser usada para calcular la temperatura del punto más caliente y la del aceite como una función de la carga para esperanza de vida normal.

1.6.3.2 – Carga de esperanza de vida normal para temperatura máxima del aceite

La máxima temperatura del aceite no solo debe ser usada como una guía para las cargas de los transformadores de potencia. El gradiente de temperatura del punto más caliente del enrollado al del aceite a plena carga debe ser determinado de las pruebas de fábrica o, si se carece de datos se debe asumir un valor. El gradiente de temperatura a plena carga del punto más caliente del devanado al del aceite debe ser corregido para carga real por la ecuación 18. El gradiente sustraído de 110° dará la temperatura del aceite máxima permisible para esperanza de vida normal.

1.6.3.3 – Carga de esperanza de vida normal para el incremento de la temperatura promedio de prueba del devanado

Para cada grado Celsius en exceso de 5° C que la temperatura de prueba promedio del devanado está por debajo de 65° C, la carga del transformador puede ser incrementada por encima de la nominal por los porcentos dados en la tabla 1 del Anexo 3. Se usa un margen de 5° C para condicionar una tolerancia en la medida del incremento de temperatura. La carga así obtenida es la que el transformador puede llevar a 65° C. Puesto que esto puede incrementar la carga más allá de la contemplada por el diseñador, las limitaciones dadas en las tablas 1 y 2 del Anexo 5 deben ser chequeadas antes de tomar plena ventaja de este incremento de la capacidad de la carga.

Algunos transformadores de potencia son diseñados para que la diferencia entre la temperatura del punto más caliente y la promedio del conductor sea mayor que 15° C. Esto hace entonces que la temperatura promedio del enrollado sea menor que 65°, pero la temperatura del punto más caliente del enrollado puede ser el valor límite de 80° C. Tales transformadores no deben ser cargados por encima de los valores nominales mediante el uso de la tabla 1 del Anexo 2. Estas condiciones pueden existir en transformadores con grandes diferencias (mayor que 30° C) entre las temperaturas inicial y final del aceite y pueden ser chequeados aproximadamente por mediciones de las temperaturas inicial y final del radiador.

1.7 – Sobrecarga sistemática

Usualmente la sobrecarga sistemática está restringida para transformadores que no lleven una carga continua segura. Las temperaturas del punto más caliente del conductor son sugeridas en la tabla 8. La sobrecarga sistemática define una condición en donde un transformador está tan cargado que su temperatura del punto más caliente está en un rango de 120° C a 130° C. La extensión del tiempo para un transformador que opere en el rango antedicho debe ser determinado por los cálculos de las pérdidas de vida del aislamiento, tomando en consideración el ciclo de carga específico.

1.7.1 –Sobrecarga de emergencia de largo tiempo

La sobrecarga de emergencia de largo tiempo resulta de la falla prolongada de algunos elementos del sistema. Esto no es una condición normal de operación, pero puede

persistir por algún tiempo. Se cree que tales acontecimientos son poco probables. Las cargas de emergencia de largo tiempo pueden ser aplicadas a transformadores que lleven cargas seguras continuas, pero la pérdida de vida del aislamiento debe ser determinada. Las temperaturas del punto más caliente del conductor se dan en la tabla 8. La máxima temperatura del aceite no debe sobrepasar los 110° C en ningún momento.

La sobrecarga de emergencia de largo tiempo define una condición en donde un transformador de potencia está tan cargado que su temperatura del punto más caliente está en un rango de 120° C a 140° C. El riesgo de este tipo de sobrecarga es mucho mayor que el de la sobrecarga sistemática. El trabajo ilustra un ejemplo de un diagrama de una sobrecarga de emergencia de largo tiempo (Ver figura 1c Anexo 5). La temperatura del punto más caliente para este ejemplo excede los 120° C. Los cálculos deben ser hechos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable para el ciclo de carga específico.

1.7.2 – Sobrecarga de emergencia de corto tiempo

La sobrecarga de emergencia de corto tiempo es una inusualmente fuerte sobrecarga debido a la ocurrencia de uno o más eventos improbables que perturban seriamente la carga normal del sistema y provoca que la temperatura del punto más caliente del conductor exceda los límites de temperatura sugeridos para carga planificada. La aceptación de estas condiciones para un corto tiempo puede ser preferible a otras alternativas. Las temperaturas del punto más caliente son dadas (Ver Tabla 2 Anexo 5). La máxima temperatura del aceite no debe exceder los 110° C en ningún momento. Este tipo de carga, con sus grandes riesgos, se cree que ocurra poco. La sobrecarga de emergencia de corto tiempo define una condición en donde un transformador está tan cargado que su temperatura del punto más caliente es tan alta como 180° C para corto tiempo. Las características de este tipo de carga son una serie de improbables condiciones en el sistema de transmisión, uno o dos acontecimientos por encima del tiempo de vida del transformador, y el riesgo es más grande que en sobrecargas de emergencia de corto tiempo. Los cálculos deben ser hechos para determinar si las pérdidas de vida del aislamiento durante la sobrecarga de emergencia de corto tiempo es aceptable para el ciclo de carga específico.

Se ilustra un ejemplo de un diagrama de carga de emergencia de corto tiempo (Ver figura 1d Anexo 5).

1.8 – Programa de computación

Con el fin de enriquecer el presente capítulo se ha confeccionado un programa en lenguaje Matlab para un mejor análisis de las sobrecargas y de la selección de los transformadores. (Ver Anexo 9).

CAPÍTULO 2: SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES SECOS

Introducción

Este capítulo brinda recomendaciones generales para la sobrecarga en transformadores secos de potencia y distribución, que tienen 80° C, 115° C, y 150° C de incremento de temperatura promedio del devanado y los sistemas de aislamiento están limitados para las temperaturas del punto más caliente de 150° C, 180° C, y 220° C. El capítulo incluye recomendaciones para la ventilación y no ventilación, y para transformadores secos y sellados que tienen sistemas de aislamiento impregnados.

2.1 – Información general

Debe ser reconocido que estas recomendaciones están basadas solamente en las características de los transformadores secos. Las cargas por encima de la nominal pueden ser aplicadas solamente después de que un cuidadoso estudio de otras limitaciones involucradas ha sido hecho. Entre estas limitaciones están la expansión del gas y la presión en las unidades selladas y, en ambos transformadores, sellados y ventilados, la capacidad térmica del equipamiento asociado, como son bushings, terminales, cambiadores de tap, y equipos auxiliares tales como reactores, circuitos interruptores, y transformadores de corriente. También las limitaciones pueden ser impuestas por la regulación de voltaje, necesaria para la operación satisfactoria de los aparatos conectados y por el incremento del costo de operación debido a las grandes pérdidas que acompañan a las cargas por encima de la nominal.

2.2 – Esperanza de vida normal

La esperanza de vida del transformador para varias temperaturas de operación no se conoce exactamente, pero la información dada respecto a las pérdidas de vida del

aislamiento es considerada conservadora. Los efectos de la temperatura sobre la vida del aislamiento del transformador están siendo investigados continuamente, y nuevos descubrimientos pudieran afectar futuras revisiones de este trabajo.

2.3 – Salida nominal del transformador

Los kilovolts-amperes de salida nominales de un transformador es la carga que este puede entregar continuamente a voltaje y frecuencia nominales sin exceder la temperatura especificada por debajo de las condiciones reales. El término salida nominal usado en este trabajo se refiere a la capacidad nominal de valor continuo. Para transformadores que no tienen valores continuos, el fabricante debe ser consultado para información adicional cuando esta no se indica en la chapa.

El incremento de temperatura sobre la cual se basa la capacidad nominal toma en consideración la experiencia de la industria respecto a lo siguiente:

- a) Vida del aislamiento y su afectación por la temperatura de operación; y
- b) La temperatura ambiente que se asume que exista en el transcurso de la vida del transformador.

La salida real que un transformador puede entregar en cualquier tiempo en servicio, sin mucho deterioro del aislamiento, puede ser más o menos que la salida nominal, dependiendo de la temperatura ambiente, altitud, y otras condiciones de operación.

2.4 – Envejecimiento del aislamiento

Prácticamente todos los datos referentes al envejecimiento del aislamiento a diferentes temperaturas han sido obtenidos en pruebas de laboratorio en las cuales los cambios en las propiedades mecánicas o eléctricas, o ambas, han sido medidas. La relación entre la esperanza de vida del aislamiento y la vida real de un transformador es extensamente teórica; por tanto hay que basarse no solo en ecuaciones y teorías sino que se debe hacer un juicio de la experiencia.

El cambio en el índice de deterioro con cambios en la temperatura ha sido estudiado ampliamente, pero la cantidad de cambios en la vida real del transformador con cambios en la temperatura de operación, continúa en debate. Sin embargo, hay acuerdo en que, en todos los métodos de cálculo el efecto de la temperatura de operación sobre la vida del aislamiento, cuando la temperatura de operación es más alta que la normal, o cuando hay

sobrecarga, o cuando la temperatura ambiente es alta, resultan en alguna reducción de la esperanza de vida.

Las muchas variables mencionadas, y particularmente las condiciones variables de la carga y el ambiente para el cual un transformador puede estar sujeto en el servicio, hacen imposible dar reglas precisas para la carga en los transformadores. No obstante, es posible dar cargas sugeridas bajo condiciones específicas para asistir al usuario cuando este haga las decisiones de la carga.

2.5 - Temperatura ambiente

La temperatura es un factor importante en la determinación de la capacidad de la carga en un transformador, por lo que la temperatura para cualquier carga debe ser añadida a la ambiente para determinar la temperatura de operación. Siempre que la temperatura ambiente real pueda ser determinada de lecturas tomadas en el tiempo en que se considera la carga, tales temperaturas deben ser usadas para determinar la del punto más caliente del enrollado y la capacidad de carga del transformador.

Frecuentemente se hace necesario predecir la carga que un transformador puede llevar sin sacrificar la esperanza de vida cuando la temperatura ambiente real no se conoce. Para transformadores secos usados en instalaciones internas, la temperatura ambiente puede obtenerse aproximadamente a partir de registros de equipos de calefacción o aire acondicionado de la instalación.

Estas temperaturas ambientes pueden ser usadas tal como sigue:

- a) Para sobrecargas con esperanza de vida normal, usar la temperatura promedio por encima de un período de años para el mes involucrado.
- b) Para sobrecargas de corto tiempo por encima de la nominal con moderado sacrificio de la esperanza de vida, usar el promedio de la temperatura máxima diaria para el mes involucrado, promediada con valores similares para el mismo mes por encima de períodos de años.

2.6 – Influencia de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente promedio debe cubrir períodos de tiempo que no sobrepasen las 24 h, con una temperatura máxima que sea mayor que la promedio en no más de 10°

C. Para cada grado Celsius que la temperatura promedio del aire de enfriamiento esté por encima o por debajo de 30° C, un transformador puede estar cargado por debajo o por encima de los valores nominales para cualquier período de tiempo, como se especifica en la tabla 1.

La determinación de la carga sobre las bases de la temperatura ambiente con cargas permitidas por la tabla 1 puede dar aproximadamente la misma esperanza de vida como si el transformador haya estado operando a valor nominal y temperatura ambiente estándar en el mismo período de tiempo. La operación de un transformador en enfriamiento por aire por encima de 50° C, o por debajo de 0° C, no está cubierta por la tabla 1; el fabricante debe ser consultado para estas condiciones de operación. Ya que la temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la capacidad de la carga de un transformador, debe ser controlada para instalaciones internas para una adecuada ventilación, y siempre debe ser considerada para instalaciones externas.

2.7 – Influencia de la altitud en la carga

Ya que los transformadores dependen del aire para disipar el calor debido a las pérdidas, el efecto del decremento de la densidad del aire debido a la alta altitud, provoca el incremento de la temperatura.

Tabla 1 – Carga de autoenfriamiento continuo sobre las bases de la temperatura ambiente promedio.

Type of unit	Maximum rated hottest-spot temperature (°C)	Hottest-spot temperature in a 30 °C ambient (°C)	Percent of rated kVA/°C increase for average ambient less than 30 °C, or decrease for average ambient greater than 30 °C
Ventilated self-cooled	150	140	(0.57)
	180	170	(0.43)
	220	210	(0.35)
Sealed self-cooled	150	140	(0.65)
	180	170	(0.49)
	220	210	(0.40)

Los transformadores pueden ser operados a kilovolts–amperes nominales para altitudes mayores que 1000 m (3300 pie) sin exceder los límites de temperatura, teniendo en cuenta que la temperatura promedio del aire de enfriamiento no exceda los valores de la

tabla 2 para las respectivas altitudes. Los datos de la tabla 2 se aplican a los transformadores secos con ventilación y no son aplicables a los transformadores secos sin ventilación y sellados.

Tabla 2 – Temperatura promedio máxima permisible del aire de enfriamiento durante 24 horas, en grados Celsius para operación a kVA nominal bajo condiciones inusuales de temperatura y altitud.

Type of Apparatus	Altitude			
	1 000 m (3 300 ft)	2 000 m (6 600 ft)	3 000 m (9 900 ft)	4 000 m (13 200 ft)
Class AA				
80 °C rise	30	26	22	18
115 °C rise	30	24	18	12
150 °C rise	30	22	15	7
Class AA/FA and AFA				
80 °C rise	30	22	14	6
115 °C rise	30	18	7	-5
150 °C rise	30	15	0	-15

Los transformadores pueden ser operados en un ambiente de 30° C a altitudes mayores que 1000 m (330 pies) sin exceder los límites de temperatura, teniendo en cuenta que la carga debe reducirse por debajo de la normal por los porcentajes dados en la tabla 3 por cada 100 m (330 pies) que la altitud esté por encima de 1000 m(3300 pies).

Tabla 3 – Factores de reducción de la capacidad del transformador (kVA) para altitudes mayores que 1000 m a una temperatura ambiente promedio de 30° C.

Type of transformer	Types of cooling	Derating factor (%) ^a
Dry-type, self-cooled	AA	0.3
Dry-type, forced-air-cooled	AA/FA and AFA	0.5

2.8 – Condiciones básicas de la carga para esperanza de vida normal

2.8.1 – Condiciones básicas

Las condiciones básicas de un transformador para esperanza de vida normal son las siguientes:

- a) Que los transformadores estén continuamente cargados a kilovolts-amperes nominales y entreguen voltaje nominal.
- b) Que la temperatura promedio del enfriamiento por aire durante un período de 24 horas sea igual a 30° C y que la temperatura del aire de enfriamiento en ningún momento exceda los 40° C.
- c) Que la altitud no exceda los 1000 m (3300 pies).

La temperatura del punto más caliente del enrollado es la suma de la temperatura ambiente, más el incremento de la temperatura promedio, y la permisible del punto más caliente. Para transformadores secos que estén operando continuamente por debajo de las condiciones anteriores, se asume que la temperatura del punto más caliente es 140° C para transformadores que incorporan clase 150° C limitando la temperatura del sistema de aislamiento; 170° C para transformadores que incorporan clase 180° C limitando la temperatura del sistema de aislamiento; y 210° C para transformadores que incorporan clase 220° C limitando la temperatura de sistema de aislamiento, en un ambiente de 30° C. Estas temperaturas del punto más caliente se espera que rindan una esperanza de vida normal de 20 años para los transformadores secos.

2.8.2 – Carga para esperanza de vida normal bajo condiciones específicas

Los transformadores pueden estar cargados por encima de los kilovolt-amperes nominales sin sacrificar la esperanza de vida si las cargas y los factores de corrección de las cargas están aplicados bajo las condiciones especificadas en 2.8.3, 2.8.4 y 2.8.5.

Los valores de las cargas y correcciones dados aquí son valores de compromiso para una amplia variedad de transformadores.

2.8.3 – Carga determinada por la medición de la temperatura

Los transformadores secos pueden estar cargados por encima de su valor nominal para cualquier período de tiempo con esperanza de vida normal, teniendo en cuenta que la temperatura promedio del punto más caliente, en 24 horas, de 210° C para unidades

selladas, y 140° C, o 170° C, o 210° C para unidades ventiladas, no excedan las temperaturas del sistema de aislamiento para transformadores con 150° C, 180° C, y 220° C, respectivamente. La temperatura del punto más caliente puede ser obtenida de los indicadores de estas si están disponibles.

Debido a las variaciones en el gradiente entre la temperatura del punto más caliente del conductor de la bobina y la temperatura superior del aire o superior del gas de varios diseños a plena carga, ni la temperatura del aire del interior para transformadores secos ventilados o no ventilados ni la temperatura máxima del gas se deben utilizar solamente como guía en la determinación de la carga de los transformadores. No obstante, cualquiera puede ser usado como una guía en la determinación de la carga si la variación del incremento de la temperatura del punto más caliente del conductor del enrollado por encima de la del aire o la del gas se conoce.

2.8.4 – Determinación de la carga sobre las bases de la sobrecarga de corto tiempo

La carga permisible en los transformadores secos puede ser incrementada por encima de la carga nominal para pequeños tiempos por los multiplicadores dados (Ver tabla 1, tabla 2, y tabla 3 Anexo 6), con la condición de que:

- a) La carga máxima de corto plazo ocurra no más que una vez en cualquier período de las 24 h.
- b) La carga máxima de corto tiempo no exceda los valores listados en las tablas 1, 2 y 3 del Anexo 6.
- c) La carga máxima de corto tiempo siga, y sea seguida por una carga constante o por una carga constante equivalente calculada en 2.15.
- d) Las limitaciones de 2.1 y las condiciones básicas de 2.8.1 se apliquen.

2.8.5 – Efectos de varios factores que influyen simultáneamente

Cuando dos o más de los siguientes factores influyen a la misma vez en la sobrecarga para esperanza de vida normal, los efectos son acumulativos y el incremento en las cargas debido a cada uno de ellos se puede añadir para asegurar la carga máxima sugerida. (Cada incremento debe estar basado sobre los kilovolts-amperes nominales).

- a) Carga sobre las bases de la temperatura ambiente.
- b) Carga sobre las bases del incremento de la medición de la temperatura.

c) Carga sobre las bases de las sobrecargas de corto tiempo por encima de la nominal.

2.9 – Transformadores cargados con moderado sacrificio de esperanza de vida

2.9.1 – Factores que afectan la vida del transformador.

Los transformadores secos pueden estar cargados por encima de los kVA nominales bajo otras condiciones que se especifican en cláusulas anteriores, con un sacrificio de esperanza de vida dependiente de la capacidad de carga del transformador y de las condiciones de operación reales.

La capacidad de sobrecarga de los transformadores secos varía ampliamente y es afectada por las siguientes características:

- a) Temperatura del punto más caliente del conductor de la bobina por encima de la ambiente.
- b) Razón de pérdidas con carga a pérdidas sin carga.
- c) Constante de tiempo.
- d) Temperatura ambiente.

Las condiciones de operación para transformadores secos son tan variables que no un solo conjunto práctico de datos puede ser presentado para todas las combinaciones posibles de condiciones y cargas. Sin embargo, se han trazado métodos mediante los cuales los usuarios pueden estimar cargas permisibles para sus propias condiciones tomando en cuenta el número probable y naturaleza de tales cargas durante la vida del transformador, y el porcentaje aproximado de la esperanza de vida que el usuario está dispuesto a sacrificar.

En general, las temperaturas permisibles y cargas calculadas por los métodos aquí trazados serán mayores que las dadas en 2.8.2.

Las curvas necesarias, tablas, ecuaciones, y definiciones usadas como bases para los métodos aquí dados se presentan en el epígrafe 2.15.

2.9.2 – Envejecimiento del aislamiento debido a la operación por encima de la temperatura nominal del punto más caliente del devanado

La relación del deterioro del aislamiento, con respecto a la temperatura y el tiempo, sigue una adaptación de la teoría de reacción de Arrhenius, que plantea que el logaritmo

de la vida del aislamiento es una función del recíproco de la temperatura absoluta, tal como sigue:

$$\log_{10} \text{life}(t) = (B_{10} / T) + A_{10} \quad (1)$$

o

$$\log_e \text{life}(t) = (B_e / T) + A_e$$

Donde:

t – es el tiempo en horas.

T – temperatura absoluta, en Kelvin, en el punto más caliente.

Θ_{HS} – temperatura en grados Celsius, en el punto más caliente (ver ecuación 5).

A_{10}, B_{10} - son constantes de base 10 para la curva apropiada de esperanza de vida de cada sistema de aislamiento tal como se muestra en la figura 1.

A_e, B_e - son constantes de base Euler para la curva apropiada de la esperanza de vida para cada sistema de aislamiento tal como se muestra en la figura 2.

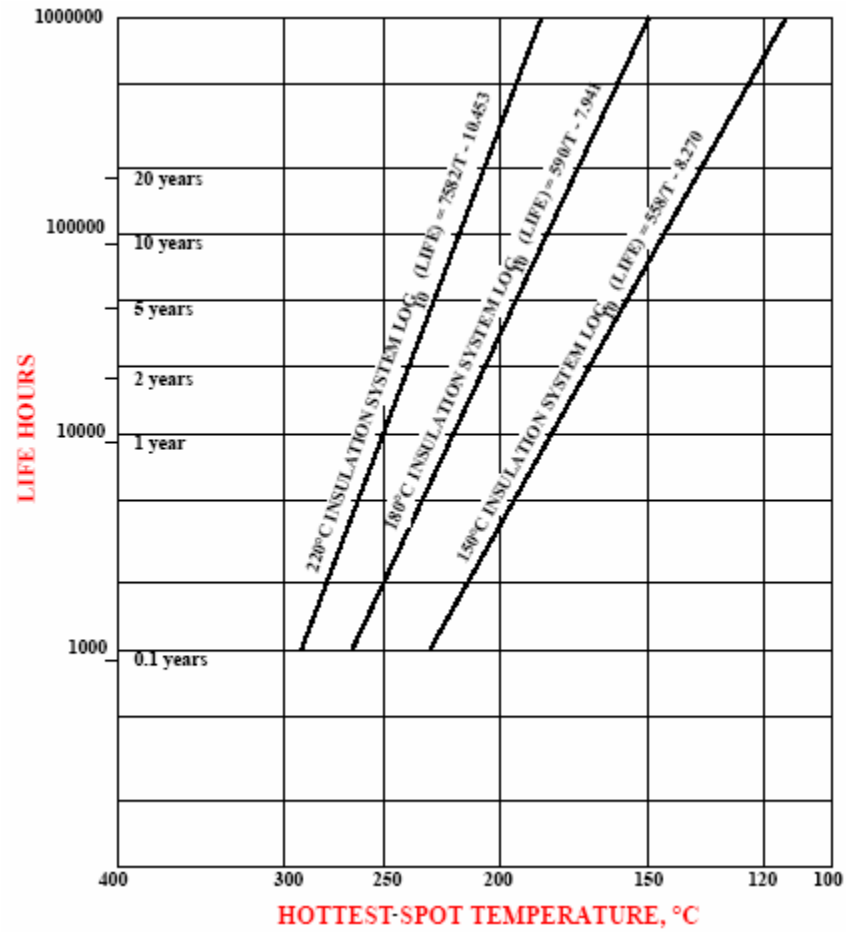


Figura 1 – Curva de esperanza de vida – base 10.

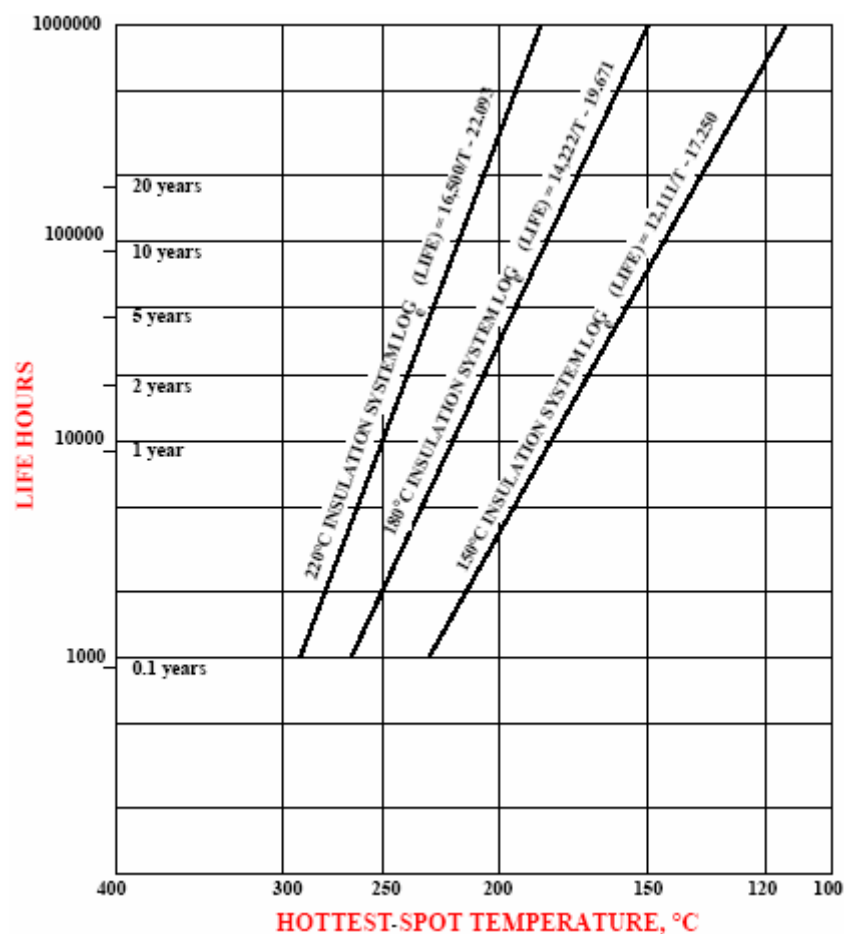


Figura 2 – Curva de esperanza de vida – base e.

Cuando el efecto del envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto acumulativo del envejecimiento de un número de ciclos de carga es mayor que el efecto del envejecimiento de operación continua a carga nominal por encima de un período dado de tiempo, el aislamiento se deteriora más rápidamente que lo normal. El índice de deterioro es una función del tiempo y la temperatura, y puede ser expresado como un índice relativo de envejecimiento para varias temperaturas del punto más caliente del enrollado. El recíproco del índice de envejecimiento relativo es la esperanza de vida relativa. Las esperanzas de vida (Ver figura 1 del Anexo 7) fueron usadas para la preparación de este capítulo.

Se debe entender claramente que, mientras que la información del índice de envejecimiento es considerado conservador y necesario en estimar las pérdidas de vida

relativas debido a las cargas por encima de las nominales por debajo de varias condiciones, no se debe pensar en ella para suministrar bases para el cálculo de la esperanza de vida normal del aislamiento de un transformador. El deterioro del aislamiento está generalmente caracterizado por una reducción en la fuerza mecánica y en la fuerza dieléctrica, pero estas características no tienen que estar necesariamente relacionadas de forma directa. Un transformador teniendo aislamiento en estas condiciones puede continuar en servicio por muchos meses y hasta años, si no hay perturbaciones.

2.9.3 – Cargas constantes y esperanza de vida estimada por la medición de la temperatura

Cuando la medida de la temperatura del enrollado se conoce y cuando la carga es constante (o cuando el ciclo de carga real puede ser reducido a una carga equivalente constante sin máximos por medio de la ecuación 3), las cargas y la esperanza de vida pueden ser estimadas por los métodos trazados en este subepígrafe.

2.9.3.1 – Esperanza de vida relativa

La esperanza de vida relativa en por ciento, P , para una carga constante y una medida de temperatura puede ser determinada como sigue:

- a) Cuando la temperatura del punto más caliente del conductor del enrollado, Θ_{HS} , es conocida, leer la esperanza de vida directamente de la figura 1 del Anexo 7.

Ejemplo:

Para un transformador con temperatura máxima del punto más caliente de 150°C , se asume que la carga y la temperatura ambiente es tal que la temperatura del punto más caliente real es 130°C . De la figura 1 del Anexo 7, la esperanza relativa de vida es 200%.

- b) Cuando el incremento de temperatura del punto más caliente, $\Delta\Theta_{HS}$, es conocida, y cuando el ambiente, Θ_{al} , es también conocida, calcular Θ_{HS} usando la ecuación 5.

De la figura 1 del Anexo 7, leer la esperanza relativa de vida que corresponde al cálculo de Θ_{HS} .

Ejemplo:

Para una unidad ventilada tipo seco con 150°C de temperatura máxima permisible del punto más caliente, se asume que la ambiente, Θ_a , es igual a 30°C , la carga constante es

al 90%(L1=0.9), y que los datos de la carga del usuario muestran que el incremento de la temperatura del punto más caliente, $\Delta\Theta_{HS}$, es igual a 93° C cuando la carga es al 90%.

1) $\Theta_{HS} = 30 + 93 = 123^{\circ}\text{C}$

2) $P=400\%$ (Ver figura 1 Anexo 7)

2.9.3.2 – Carga constante

La carga constante permitida, para una selección de la esperanza de vida relativa en porciento, P, puede ser determinada cuando la temperatura de punto más caliente del conductor de la bobina, Θ_{HS} , versus carga es conocida.

- Seleccionar la esperanza de vida relativa deseada en porciento, P, y determinar Θ_{HS1} (Figura 1 Anexo7).
- De los datos de la carga del usuario de Θ_{HS} vs load, seleccionar la carga que dará Θ_{HS1} (Figura 1 Anexo 7).

Ejemplo:

Para una unidad ventilada tipo seco, se asume que la esperanza de vida normal deseada por el usuario es del 70% ($P=70\%$):

1) $\Theta_{HS1}=145^{\circ}\text{C}$ (Ver Figura 1 Anexo 7).

2) De los datos de la carga del usuario de Θ vs. load, seleccionar cualquier carga constante que dará $\Theta_{HS1}=145^{\circ}\text{C}$.

Los valores de Θ_{HS} variarán con la temperatura ambiente, Θ_a , y la carga permisible variará con los cambios en la temperatura ambiente.

2.10 – Cargas constantes y estimación de la esperanza de vida mediante el cálculo de la temperatura

Cuando solamente la temperatura ambiente, Θ_a , y la temperatura del punto más caliente del enrollado, $\Delta\Theta_{HS}$, al 100%, de la carga son conocidas, y cuando la carga es constante [o puede ser reducida a una carga equivalente constante sin picos por medio de la ecuación (3)], las cargas y la esperanza de vida pueden ser estimadas por los métodos de este subepígrafe.

La esperanza de vida relativa en porciento, P, para una carga constante y una temperatura calculada puede ser determinada tal como sigue:

- Se estima la temperatura del punto más caliente del enrollado, Θ_{HS} , usando la ecuación (5), (6), y (7).

b) Para Θ_{HS} , calculada en a), seleccionar P (Ver figura 1 del Anexo 7).

Ejemplo:

Se asume un transformador seco con ventilación con los siguientes datos:

$$\Theta_{a0}=30^{\circ} \text{ C}$$

$$\Delta\Theta_{HS0}=110^{\circ} \text{ C}$$

$$\Delta\Theta_{HS0}=140^{\circ} \text{ C al } 100\% \text{ de la carga o a } L_0=1$$

Para determinar la esperanza de vida relativa que resultará de una operación continua al 105% de la carga en un ambiente de 25° C, realizar lo siguiente:

1) De la ecuación (7):

$$\Delta\Theta_{HS2} = 110 * [(1.05 / 1.00)]^{1.6}$$

$$\Delta\Theta_{HS2} = 119^{\circ} \text{ C}$$

2) De la ecuación (5):

$$\Theta_{HS1} = 25 + 119 = 144^{\circ}$$

3) De la figura 1 del Anexo 7:

$$P = 75\% \text{ para } \Theta_{HS1} = 144^{\circ} \text{ C}$$

La carga constante permitida para una selección de la esperanza de vida relativa puede ser calculada por la inversión de la secuencia de los escalones en el ejemplo anterior.

2.11 – Carga de cortocircuito y esperanza de vida determinada por mediciones de temperatura

Cuando las medidas de las temperaturas del punto más caliente son conocidas para varias cargas y cuando el ciclo de carga real no puede ser reducido a una carga constante, los métodos trazados en este subepígrafe pueden ser usados para estimar las cargas permisibles y la esperanza de vida.

La esperanza de vida relativa en porciento, P, para una carga equivalente constante inicial seguida por una carga máxima constante puede ser determinada como sigue, usando las temperaturas medidas:

- a) Reducir el ciclo de carga real a un ciclo de carga equivalente por el método dado en 2.17. Este ciclo de carga equivalente debe consistir de una carga equivalente constante, L1, de duración t1, seguido por una carga máxima constante equivalente,

L2, de duración t_2 .

- b) De la carga medida por el usuario versus datos de las temperaturas, determinar la temperatura del punto más caliente del conductor del enrollado, Θ_{HS1} para L1 y

Θ_{HS2}

para L2, directamente o por medio de la ecuación (5), (6), y (7). Θ_{HI} es la temperatura del punto más caliente en estado estable para L1; la temperatura del punto más caliente inicial es Θ_{HSi} i, para los eventos transientes durante la carga

máxima L2. Θ_{HSu} es la temperatura del punto más caliente en estado estable para L2 o la temperatura final.

- c) Usando un papel exponencial (ver figura 2 del Anexo 7), plotear la temperatura inicial medida del punto más caliente, Θ_{HS1} , en la ordenada izquierda y la final en la ordenada derecha.. Conectar las dos por una línea recta.

- d) Usando una constante de tiempo, t , del transformador y la duración de la carga máxima, t_2 , determinar $\frac{t_2}{t}$ y leer la temperatura de la carga máxima, Θ_{HS2} , (Ver figura 2 Anexo 7).

- e) Determinar la esperanza de vida relativa en porciento: P_1 para Θ_{HS1} y P_2 para Θ_{HS2} (Ver figura 1 Anexo 7).

- f) La esperanza de vida relativa resultante de un ciclo de carga de carga que se repite cada $t_1 + t_2$ horas durante la operación del transformador es:

$$P_r = (t_1 + t_2) / [(t_1 / P_1) + (t_2 / P_2)] \quad (2)$$

Ejemplo:

Se asume un transformador seco, ventilado, autoenfriado teniendo un ciclo de vida que puede ser reducido (tal como se muestra en 2.17) a una carga equivalente: $L_1 = 0.7$ para $t_1 = 22h$, seguido por un pico de $L_2 = 1.25$ para $t_2 = 2h$. La temperatura ambiente, Θ_{a1} , es igual a 29°C y Θ_{a2} es igual a 40°C . Los datos de carga del usuario

muestran la constante de tiempo, $t = 1.3h$, y la medida del incremento de la temperatura del punto más caliente para dos cargas son:

$$L_1 = 0.7, \Delta\Theta_{HS1} = 62^\circ C$$

y

$$L_2 = 1.25, \Delta\Theta_{HS2} = 158^\circ C$$

Determinar la esperanza de vida relativa si el ciclo anterior ocurre diariamente:

1) De la ecuación (5) e inciso (b):

$$\Theta_{HS1} = 29 + 62 = 91^\circ C$$

$$\Theta_{HSu} = 40 + 158 = 198^\circ C$$

2) Ver inciso (c), figura 5, y figura 6.

3) Del inciso d), $f(t_2 / t) = f(2/1.3) = 1.54$ y $\Theta_{HS2} = 175^\circ C$.

4) Del inciso e) y figura 3:

$$P_1 = 3700\% \text{ para } \Theta_{HS1} = 91^\circ C$$

$$P_2 = 12\% \text{ para } \Theta_{HS2} = 175^\circ C$$

5) Del inciso f):

$$P = (22 + 2) / [(22/3700) + (2/12)] = 139\%$$

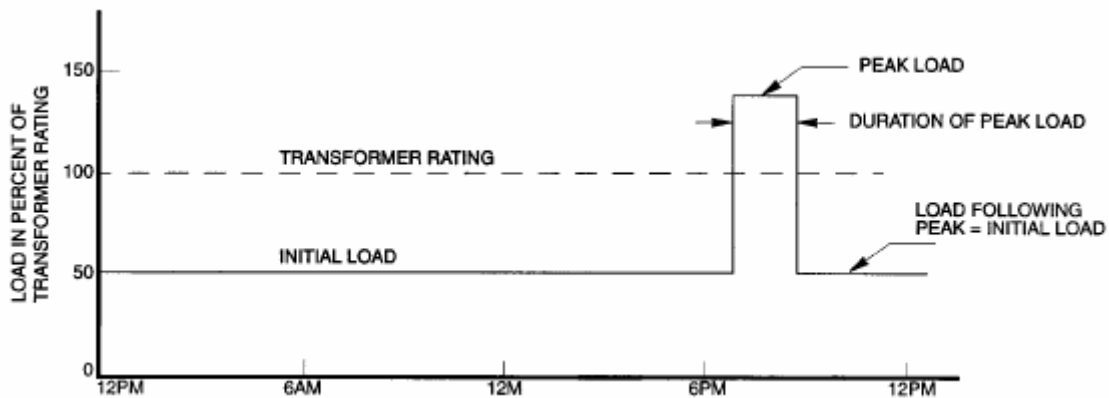


Figura 5 – Ciclo de carga asumida

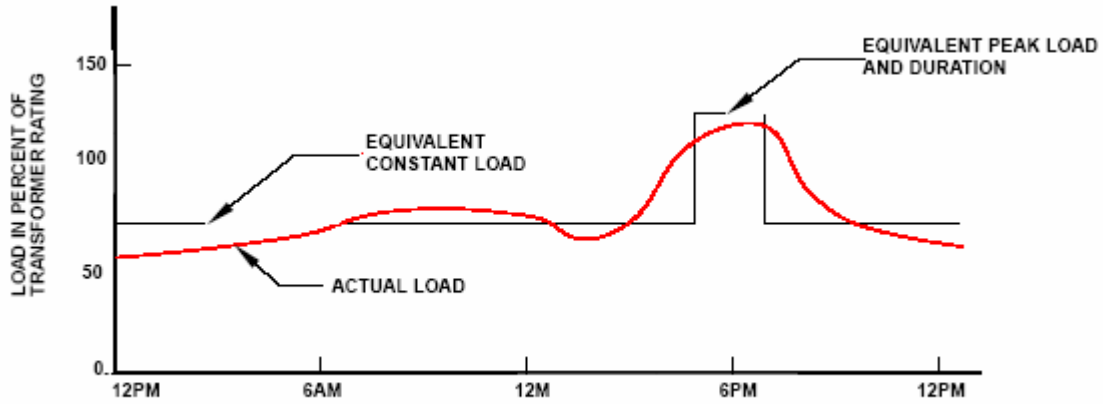


Figura 6 – Ciclo de la carga real

Muchas combinaciones de cargas constantes seguidas por cargas máximas de corto tiempo pueden ser seleccionadas para dar una selección de la esperanza de vida. En orden de determinar los ciclos de carga para dar una esperanza de vida particular, es necesario invertir la secuencia de los escalones en 2.15, comenzando con una esperanza de vida relativa, P , y asumir combinaciones de P_1, P_2, t_1 , y t_2 .

2.12 – Sobrecarga de corto tiempo y estimación de la esperanza de vida mediante el cálculo de temperatura

Cuando solamente la temperatura ambiente, Θ_{a1} , y la temperatura del punto más caliente del enrollado al 100% de la carga, $\Delta\Theta_{HS}$, se conocen, y cuando el ciclo de la carga real no puede ser reducida a una carga constante, los métodos trazados en este subepígrafe pueden ser usados para estimar las cargas permisibles y la esperanza de vida.

La esperanza de vida relativa en porciento, P , para una carga equivalente constante inicial seguida por una carga equivalente máxima constante puede ser determinada tal como sigue, usando las temperaturas calculadas:

a) Reducir el ciclo de carga real a un ciclo equivalente mediante el método dado en

6.1. Esta equivalencia debe consistir de una carga equivalente constante por unidad, L_1 , de duración t_1 , seguido por una carga máxima equivalente constante, L_2 , de duración t_2 .

b) Calcular las temperaturas del punto más caliente del conductor de la bobina: Θ_{HS}

para L_1 y Θ_{HSu} para L_2 , usando la ecuación (5). Θ_{HS1} es la temperatura del punto más caliente en estado estable para L_1 ; Θ_{HS1} , es la temperatura del punto más caliente inicial para eventos transientes durante la carga máxima, L_2 . Θ_{HSu} es la temperatura final del punto más caliente para L_2 .

- c) Usando un papel exponencial (Ver figura 2 Anexo 7), plotear la temperatura inicial calculada del punto más caliente, Θ_{HSi} , en la ordenada izquierda y la temperatura final, Θ_{HSu} , en la ordenada derecha. Conectar los dos por una línea recta.
- d) Determinar la constante de tiempo del transformador, T , usando la ecuación (8). Entonces usando la duración, t_2 , de la carga máxima, L_2 , determinar t_2/T y leer la temperatura de la carga máxima, Θ_{HS2} , de la curva del inciso c) antedicha.
- e) De la figura 1 del Anexo 7, determinar las esperanzas de vida relativas en por ciento: P_1 para Θ_{HS1} y P_2 para Θ_{HS2} .
- f) La esperanza de vida resultante de un ciclo que se repite cada $t_1 + t_2$ horas durante la vida del transformador puede ser calculado usando la ecuación 2.

Ejemplo:

Se asume un transformador seco autoenfriado con bobinas de cobre y que tiene un ciclo de carga que puede ser reducido por el método dado en 2.15 para una carga equivalente en por unidad: $L_1 = 1.0$ para $t_1 = 364 \text{ días} + 16 \text{ h}$, seguido por una carga máxima equivalente constante, $L_2 = 1.25$ para $t_2 = 8 \text{ h}$. Se asume una temperatura ambiente promedio de $\Theta_{a1} = 29^\circ\text{C}$ y $\Theta_{a2} = 40^\circ\text{C}$, un incremento de la temperatura del punto más caliente al 100% de la carga de $\Delta\Theta_{HS} = 110^\circ\text{C}$, y asumir que la temperatura medida versus datos de la carga no está disponible. De los reportes de prueba, las pérdidas totales al 100% de la carga son $W = 3600$ y, de la chapa, el peso del núcleo y el devanado es 2042 kg. Determinar la esperanza de vida para el ciclo antedicho repetido anualmente.

1) Del inciso b) y la ecuación (7):

$$\Delta\Theta_{HS1} = 110[(1.0/1.0)]^{1.6} = 110^{\circ}C$$

$$\Delta\Theta_{HS2} = 110[(1.25/1.0)]^{1.6} = 157^{\circ}C$$

2) Del inciso c) y la ecuación (5):

$$\Theta_{HS1} = 29 + 110 = 139^{\circ}C$$

$$\Theta_{HS2} = 40 + 157 = 197^{\circ}C$$

3) Ver inciso d) y la línea para el Ejemplo de 2.12 (Ver figura 2 Anexo 7).

4) Del inciso e) y la ecuación (8):

$$t = (0.033 * 2042 * 80) / 3600 = 1.5$$

$$\text{entonces } t_2/t = 8/1.5 = 5.33; \Theta_{HS2} = 197^{\circ}C$$

5) Del inciso e) y la figura 3:

$$P_1 = 103\% \text{ para } \Theta_{HS1} = 139^{\circ}C$$

$$P_2 = 4\% \text{ para } \Theta_{HS2} = 197^{\circ}C$$

6) Del inciso f):

$$P_r = [(364 * 24 + 16) + 8] / \{ [(364 * 24) + 16] / 103 \} + (8 / 4) = 8760 / [(8752 / 103) + (8 / 4)]$$

$$P_r = 100.5\% \text{ esperanza de vida}$$

2.13 – Enfriamientos suplementarios en los transformadores autoenfriados

La carga que puede ser llevada en los transformadores autoenfriados puede ser incrementada por la adición de equipos auxiliares de enfriamiento como son ventiladores.

La cantidad de carga adicional varía extensamente dependiendo de lo siguiente:

- a) Diseño de las características del transformador;
- b) Tipo de equipo de enfriamiento;
- c) Incremento permisible en la regulación del voltaje;
- d) Limitaciones de los equipos asociados.

No pueden ser dadas guías generales para tales enfriamientos suplementarios, y cada transformador, dependiendo de si es sellado o ventilado, debe ser considerado individualmente.

2.14 – Bases para los cálculos de temperaturas, pérdidas de vida y cargas

En 2.8.2 se dan métodos que pueden ser usados para determinar cargas de cortocircuito sin sacrificar la esperanza de vida. Los métodos para determinar las cargas

constantes y de cortocircuito con moderado sacrificio de la esperanza de vida son dados en el epígrafe 2.9. Todos los métodos dados en los epígrafes anteriores están basados en ecuaciones y datos empíricos los cuales están de acuerdo con las pruebas e informaciones de varias fuentes independientes.

2.15– Método para convertir el ciclo de carga real a carga equivalente constante

La carga permisible, (Ver tabla 1, tabla 2, y tabla 3 Anexo 6), está en función de la carga inicial, de la carga máxima, y de su duración. Cada combinación de la carga en las tablas pueden ser consideradas como un ciclo de carga simple rectangular consistiendo esencialmente de una carga inicial constante de 50%, 70%, o 90%, seguido por un pico rectangular de magnitud y tiempo tal como se dan en las tablas. La carga asumida para los cálculos en las tablas, se ilustra en la figura 5.

Ordinariamente, el ciclo diario de la carga no es tan simple, sino que es más a menudo como el ciclo representado por la línea llena en la figura 6 a través del día, y generalmente con un período en el ciclo diario de la carga cuando esta aumenta hasta un valor considerablemente mayor que cualquiera alcanzado otras veces. Generalmente, el valor máximo no se alcanza y pasa rápidamente, pero sube y cae gradualmente.

Para utilizar las recomendaciones de la carga, el ciclo real de la carga variable se debe convertir a un ciclo de carga rectangular térmicamente equivalente tal como se representa por la línea discontinua en la figura 6. Un transformador que provee una carga variable genera una pérdida variable, el efecto de la cual es casi el mismo que el de una carga intermedia constante para el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características de almacenaje del calor de los materiales en el transformador. Una pérdida, generando pérdidas en la misma tarifa que la tarifa media causada por la carga de intensidad variable, es una carga equivalente desde un punto de vista de la temperatura. La carga equivalente para cualquier porción de un ciclo diario de la carga se puede expresar por la ecuación (3).

$$L_{EQ} = \left[(L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n) / (t_1 + t_2 + \dots + t_n) \right]^{0.5} \quad (3)$$

Donde:

$L_1, L_2, \dots, L_n$ - son varios estados de cargas en porciento, en por unidad, en kVA reales

o en corriente

$t_1, t_2, \dots, t_n$ - duraciones de las cargas respectivamente.

La experiencia con este método de estudio de la carga indica que los resultados absolutamente satisfactorios son obtenidos considerando el período de 12 horas que precede al pico en la determinación de la carga inicial equivalente. El intervalo del tiempo (t) de 1 h se sugiere como otra simplificación de la ecuación que, por un período de 12 horas, se convierte en la siguiente:

$$\text{Carga inicial equivalente} = 0.29(L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2)^{0.5} \quad (4)$$

Donde:

$L_1, L_2, \dots, L_{12}$ - son las cargas promedios por inspección para cada intervalo de 1 h del período de 12 horas precediendo a la carga máxima.

La carga máxima equivalente para el ciclo real de carga es la carga rms obtenida por la ecuación (3) para un período limitado en el cual la mayor parte de la carga máxima irregular parece existir. La duración estimada del pico tiene influencia considerable sobre el valor máximo efectivo. Si se sobrestima la duración, el valor máximo rms puede estar considerablemente por debajo de la demanda máxima del pico. Para proteger contra el recalentamiento debido a las altas y breves sobrecargas durante el período de máximo, el valor rms para la carga máxima no debe ser menor que el 90% de la demanda máxima integrada en ½ hora.

Este método puede ser usado para convertir un ciclo irregular de carga, tal como se muestra en la figura 6, a un ciclo rectangular de carga. En este caso, la porción continua es el 70% y la máxima es el 125% de los kVA para 2 horas. Para un transformador con un sistema de aislamiento de temperatura 150° C en un ambiente de 20° C, la carga permisible siguiendo a la carga continua de 70% es 129%(Ver tabla 2 Anexo 6). No obstante, el transformador puede llevar este ciclo de carga diariamente sin sacrificar la esperanza de vida normal.

2.16 – Ecuaciones para el cálculo de temperaturas, cargas y pérdidas de vida

2.16.1 - Lista de símbolos.

Los siguientes símbolos y términos se usan en este epígrafe (Ver Anexo 8).

Ejemplo:

Θ_{HSr} es la temperatura del punto más caliente del enrollado a carga nominal.

2.16.2 – Cálculo de la temperatura transiente

La temperatura del punto más caliente es:

$$\Theta_{HS} = \Theta_a + \Delta\Theta_{HS} \quad (5)$$

El incremento del gradiente inicial del punto más caliente es:

$$\Delta\Theta_{HS} = \Delta\Theta_{HSr} [L]^{2m} \quad (6)$$

El incremento de la temperatura promedio del devanado es:

$$\Delta\Theta_{HS2} = \Delta\Theta_{HSr} [(L_1/L_r)]^{2m} \quad (7)$$

La constante de tiempo a carga nominal es:

$$t = (C\Delta\Theta_{HSr}/W_r) \quad (8)$$

Donde:

$C = 0.106$ *peso del enrollado de cobre, o

$C = 0.033$ * peso del núcleo y del enrollado de cobre de chapa.

$C = 0.260$ * peso del devanado de aluminio

$C = 0.044$ * peso del núcleo y cables de aluminio de la chapa.

$$\Theta_t = (\Delta\Theta_u - \Delta\Theta_i)(1 - e^{-t/t}) + \Theta_r \quad (9)$$

2.16.3 – Cálculo de la vida gastada durante el intervalo de tiempo t

$$E = t_{10}^{-A_{10} + (B_{10}/T)} \quad (10)$$

o

$$E = t_e^{-Ae + (Be/T)}$$

Donde A y B son constantes de la curva de la esperanza de vida. Las pérdidas de vida para cada intervalo pueden entonces ser sumadas sobre el ciclo de 24 h.

Para 1440 minutos de envejecimiento en un período de 24 h, los valores de A y B son los siguientes:

Insulation system	A_{10}	B_{10}	A_e	B_e
150 °C	-8.270	5581	-17.250	12 111
180 °C	-7.941	5907	-19.671	14 222
220 °C	-10.453	7582	-22.093	16 500

Estos valores fueron desarrollados de las figuras 1 y 2 basados en una esperanza de vida normal de 20 años.

2.16.4 – Correcciones para ecuaciones

Teóricamente, algunas correcciones deben ser hechas cuando se usan las ecuaciones anteriores:

- Constante de tiempo para otras cargas que no sean las nominales.
- Pérdidas de los devanados al final de un largo período.

2.16.5 – Constante de tiempo

El concepto de una constante de tiempo del transformador está basado en la suposición de que una simple fuente de calor suministra calor a un solo sumidero y que la temperatura de subida del sumidero es una función exponencial del calor de entrada. Los datos límites disponibles para transformadores secos indican que las temperaturas transientes pueden ser calculadas conservativamente sobre las bases de estas suposiciones.

La constante de tiempo puede también ser expresada como la duración del tiempo requerido para un porcentaje específico del cambio en la temperatura.

Si m (incremento de la temperatura exponencial versus pérdidas) es igual a la unidad, el 63% del tiempo de cambio de la temperatura ocurre en un tiempo igual a la constante de tiempo, sin considerar la interrelación de los incrementos de temperaturas inicial y final.

Si m es igual a 1, la ecuación 9 es correcta para cualquier carga y cualquier temperatura inicial. Si m no es igual a 1, la constante de tiempo para cualquier carga y para cualquier temperatura inicial para un ciclo de enfriamiento está dado por la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_0 \left[\left(\Delta\Theta_{HSU} / \Delta\Theta_{HSO} \right) - \left(\Delta\Theta_{HSI} / \Delta\Theta_{HSO} \right) \right] / \left[\left(\Delta\Theta_{HSU} / \Delta\Theta_{HSO} \right)^{1/m} - \left(\Delta\Theta_{HSI} / \Delta\Theta_{HSO} \right)^{-1/m} \right]$$

CONCLUSIONES

- El establecimiento de normas y límites para determinar la capacidad de sobrecarga de los transformadores es muy importante ya que así se evitan averías o se pueden minimizar los riesgos debido a la aplicación de cargas por encima de la nominal.
- A medida que aumenta la temperatura del punto más caliente aumenta el factor de aceleración del envejecimiento y disminuye la vida normal del transformador.
- Se debe considerar la temperatura ambiente como un factor importante en la determinación de la carga de un transformador.
- A medida que aumenta la altitud, disminuye la densidad del aire y provoca el incremento de la temperatura en los transformadores y por consiguiente disminuye la esperanza de vida.

RECOMENDACIONES

Por la vigencia del tema que hemos desarrollado en este trabajo, lo cual le confiere gran importancia recomendamos:

- Continuar investigando al respecto.
- Desarrollar un software que facilite un mejor análisis de la sobrecarga de los transformadores secos para su correcta selección.

BIBLIOGRAFÍA

IEEE Std C57.12.01-1998, IEEE Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers Including Those With Solid-Cast and/or Resin-Encapsulated Windings.

IEEE Std C57.12.56-1986 (Reaff 1998), IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Ventilated Dry-Type Power and Distribution Transformers.

IEEE Std C57.12.59-1989, IEEE Guide for Dry-Type Transformer Through-Fault Current Duration

IEEE Std C57.94-1982 (Reaff 1987), IEEE Recommended Practice for Installation, Application, Operation, and Maintenance of Dry-Type General Purpose Distribution and Power Transformers.

IEEE Std C57.110-1998, IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents.

ANSI C57.12.10-1988, American National Standard for Transformers 230 kV and Below, 833/958 through 8333/10 417 kVA Single-Phase, and 750/862 through 60 000/80 000/100 000 kVA Three-Phase, without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60 000/80 000/100 000 kVA with Load Tap Changing-Requirements.

ANSI C57.12.20-1988, Requirements for Overhead-Type Distribution Transformers, 500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 Volts and Below; Low Voltage, 7970/13 800V and Below.

ANSI C57.12.21-1980, Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Single-Phase Distribution Transformers with High-Voltage Bushings (High-Voltage, 34 500 GrdY/19 920 Volts and Below; Low-Voltage, 240/120 Volts; 167 kVA and Smaller).

ANSI C57.12.22-1989, Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers with High-Voltage Bushings, 2500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 GrdY/19 920 Volts and Below; Low Voltage, 480 Volts and Below—Requirements.

ANSI C57.12.25-1990, Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Single-Phase Distribution Transformers with Separable Insulated High-Voltage Connectors: High-Voltage, 34 500 GrdY/ 19 920 Volts and Below; Low Voltage 240/120 Volts; 167 kVA and Smaller.

IEEE Std C57.12.00-1993, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.12.26-1992, IEEE Standard for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers for Use with Separable Insulated High-Voltage Connectors (34 500 Grd Y/ 19 920 V and Below; 2500 kVA and Smaller) (ANSI).

IEEE Std C57.12.90-1993, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.100-1986, IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Oil-Immersed Distribution Transformers (ANSI).

Anexo 1

Tabla 1 - Factor de aceleración del envejecimiento.

Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor
<37	0.000 0	65	0.005 4	94	0.181 3
37	0.000 1	66	0.006 2	95	0.202 6
38	0.000 1	67	0.007 1	96	0.226 3
39	0.000 1	68	0.008 0	97	0.252 6
40	0.000 2	69	0.009 1	98	0.281 7
41	0.000 2	70	0.010 4	99	0.314 1
42	0.000 2	71	0.011 8	100	0.349 9
43	0.000 2	72	0.013 4	101	0.389 7
44	0.000 3	73	0.015 2	102	0.433 7
45	0.000 3	74	0.017 2	103	0.482 3
46	0.000 4	75	0.019 5	104	0.536 2
47	0.000 4	76	0.022 0	105	0.595 7
48	0.000 5	77	0.024 9	106	0.661 4
49	0.000 6	78	0.028 1	107	0.734 0
50	0.000 7	79	0.031 8	108	0.814 2
51	0.000 8	80	0.0358	109	0.902 6
52	0.000 9	81	0.0404	110	1.000 0
53	0.001 1	82	0.0455	111	1.107 4
54	0.001 2	83	0.0513	112	1.225 6
55	0.001 4	84	0.0577	113	1.355 8
56	0.001 6	85	0.0649	114	1.499 0
57	0.001 9	86	0.0729	115	1.656 5
58	0.002 1	87	0.0819	116	1.829 6
59	0.002 4	88	0.0919	117	2.019 7
60	0.002 8	89	0.1031	118	2.228 5
61	0.003 2	90	0.1156	119	2.457 6
62	0.003 7	91	0.129 5	120	2.708 9
63	0.004 2	92	0.144 9	121	2.984 5
64	0.004 8	93	0.162 2	122	3.286 5

Tabla 1 - Factor de aceleración del envejecimiento (Continuación)

Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor
123	3.617 2	149	37.321 5	175	293.641 7
124	3.979 3	150	40.591 5	176	316.371 8
125	4.375 6	151	44.131 5	177	340.751 8
126	4.809 1	152	47.961 5	178	366.891 8
127	5.283 0	153	52.101 5	179	394.911 8
128	5.800 9	154	56.581 5	180	424.921 8
129	6.366 5	155	61.421 5	181	457.071 8
130	6.984 2	156	66.651 6	182	491.501 8
131	7.658 2	157	72.301 6	183	528.351 8
132	8.393 5	158	78.391 6	184	567.781 8
133	9.195 2	159	84.971 6	185	609.961 8
134	10.068 9	160	92.061 6	186	655.081 9
135	11.020 8	161	99.711 6	187	703.311 9
136	12.057 3	162	107.961 6	188	754.861 9
137	13.185 6	163	116.841 6	189	809.941 9
138	14.413 1	164	126.411 6	190	868.771 9
139	15.748 1	165	136.721 6	191	931.601 9
140	17.199 4	166	147.811 7	192	998.671 9
141	18.776 5	167	159.751 7	193	1070.251 9
142	20.489 5	168	172.581 7	194	1146.621 9
143	22.349 3	169	186.391 7	195	1228.081 9
144	24.367 9	170	201.231 7	196	1314.942 0
145	26.557 8	171	217.181 7	197	1407.542 0
146	28.931 5	172	234.3017	198	1506.222 0
147	31.511 5	173	252.7017	199	1611.352 0
148	34.301 5	174	272.4517	200	1723.342 0

Anexo 2

Tabla 1 - Valores de Benchmark de la vida del aislamiento normal para un sistema bien seco y libre de oxígeno.

Basis	Normal insulation life	
	Hours	Years
50% retained tensile strength of insulation (former IEEE Std C57.92-1981 criterion)	65 000	7.42
25% retained tensile strength of insulation	135 000	15.41
200 retained degree of polymerization in insulation	150 000	17.12
Interpretation of distribution Transformer functional life test data (former IEEE Std C57.91-1981 criterion)	180 000	20.55
NOTES: 1 — Tensile strength or degree of polymerization (D.P.) retention values were determined by sealed tube aging on well-dried insulation samples in oxygen-free oil. 2 — Refer to I.2 in annex I for discussion of the effect of higher values of water and oxygen and also for the discussion on the basis given above.		

Tabla 2 – Tiempo en horas para operación continua por encima de la temperatura del punto más caliente nominal para diferentes valores de pérdidas de vida.

Hot spot temp °C	F _{AA}	Percent loss of life*						
		0.0133†	0.02	0.05	1	2	3	4
110	1.00	24	—	—	—	—	—	—
120	2.71	8.86	13.3	—	—	—	—	—
130	6.98	3.44	5.1	12.9	—	—	—	—
140	17.2	1.39	2.1	5.2	10.5	20.9	—	—
150	40.6	0.59	0.89	2.2	4.4	8.8	13.3	17.7
160	92.1	0.26	0.39	0.98	1.96	3.9	5.9	7.8
170	201.2	0.12	0.18	0.45	0.89	1.8	2.7	3.6
180	424.9	0.06	0.08	0.21	0.42	0.84	1.27	1.7
190	868.8	0.028	0.04	0.10	0.21	0.41	0.83	1.66
200	1723	0.014	0.02	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42

Anexo 3

Tabla 1 – Valores de carga en base a la temperatura.

Type of cooling*	% of KVA rating	
	Decrease load for each°C higher temperature	Increase load for each°C lower temperature
Self-cooled—OA	1.5	1.0
Water-cooled—OW	1.5	1.0
Forced-air-cooled—OA/FA, OA/FA/FA	1.0	0.75
Forced-oil, -air, -water-cooled—FOA, FOW, and OA/FOA/FOA	1.0	0.75

Tabla 2 – Exponentes usados en las ecuaciones para determinar la temperatura.

Type of cooling	<i>m</i>	<i>n</i>
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
Non-directed FOA or FOW	0.8	0.9
Directed FOA or FOW	1.0	1.0

Lista de símbolos

Las temperaturas están indicadas por Θ y el incremento de temperatura por $\Delta\Theta$. El incremento de temperatura del punto más caliente del devanado se calcula con respecto a la temperatura máxima del aceite a menos que se especifique lo contrario. El incremento de la temperatura máxima del aceite se define con respecto a la temperatura ambiente.

C	capacidad térmica del transformador, Watt-hours/° C.
e	es 2.71828 (base a logaritmo natural).
I _R	corriente nominal.
K	es el radio de la carga para carga nominal L, en por unidad.
L	es la carga bajo consideración, en kilovolts-amperes o amperes.
m	es un exponente usado para calcular la variación de $\Delta\Theta_H$ con cambios en la carga. El valor de m ha sido seleccionado para cada modo de enfriamiento a tener en cuenta aproximadamente por los efectos de los cambios en la resistencia y la viscosidad con cambios en la carga.
n	exponente usado para calcular la variación de $\Delta\Theta_{T0}$ con cambios en la carga. El valor de n ha sido seleccionado para cada modo de enfriamiento a tener en cuenta aproximadamente por los efectos de los cambios en la resistencia y la viscosidad con cambios en la carga.
P _{T,R}	pérdidas totales para carga nominal, en watts.
R	es la razón de las pérdidas nominales con carga y pérdidas nominales sin carga en la posición del tap para ser estudiado.
t	duración de la carga, en horas.
Θ	temperatura en ° C.
Θ_A	temperatura ambiente promedio durante el ciclo de la carga a ser estudiado, en ° C.
$\Theta_{A,R}$	temperatura ambiente promedio para carga nominal, en ° C.
Θ_H	temperatura del punto más caliente del enrollado, en ° C.
$\Theta_{H,R}$	temperatura del punto más caliente del enrollado para carga nominal en la posición del tap a estudiar, en ° C.
$\Theta_{H,U}$	es la última temperatura del punto más caliente del enrollado para una carga L, en ° C.
$\Theta_{T,0}$	temperatura tope del aceite, en ° C.
$\Delta\Theta_H$	temperatura del punto más caliente del enrollado por encima de la del aceite, en ° C.
$\Delta\Theta_{H,i}$	temperatura inicial de subida del punto más caliente del enrollado por encima de la del aceite para t=0, en ° C.
$\Delta\Theta_{H,R}$	temperatura de subida del punto más caliente del enrollado por encima de la tope del aceite para carga nominal estando el tap en la posición que se estudia, en ° C.
$\Delta\Theta_{H,U}$	temperatura final de subida del punto más caliente del enrollado por encima de la máxima del aceite para la carga L, en ° C.
$\Delta\Theta_{H/A,R}$	temperatura del punto más caliente del enrollado por encima del ambiente para carga nominal en la posición del tap a estudiar, en ° C.
$\Delta\Theta_{T0}$	temperatura de subida del aceite por encima de la ambiente, en ° C.

- $\Delta\Theta_{T0,R}$ temperatura de subida del aceite por encima de la ambiente para carga nominal en la posición del tap que se estudia, en ° C.
 $\Delta\Theta_{T0,i}$ temperatura inicial de subida del aceite por encima del ambiente para $t=0$, en ° C.
 $\Delta\Theta_{T0,U}$ última temperatura de subida del aceite por encima de la ambiente para carga L, en ° C.
 τ_{T0} es la constante de tiempo de calentamiento del aceite para cualquier carga L.
 $\tau_{T0,R}$ constante de tiempo de calentamiento del aceite a carga nominal cuando el incremento inicial de la temperatura del aceite es 0° C, en horas.
 τ_w constante de tiempo del enrollado para el punto más caliente, en horas.

Anexo 4

Tabla 1 – Límites de temperaturas

Top-oil temperature	120°C
Hottest-spot conductor temperature	200°C
Short-time loading (1/2 h or less)	300%

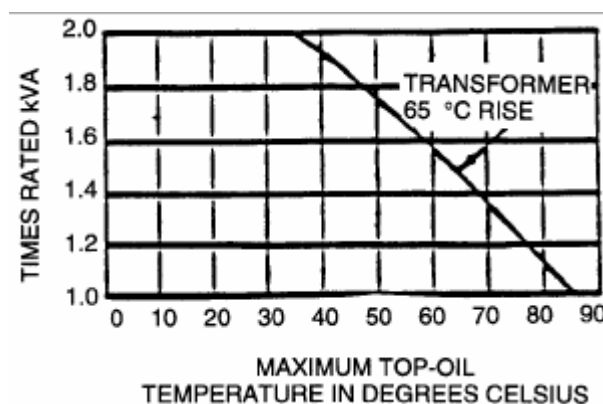
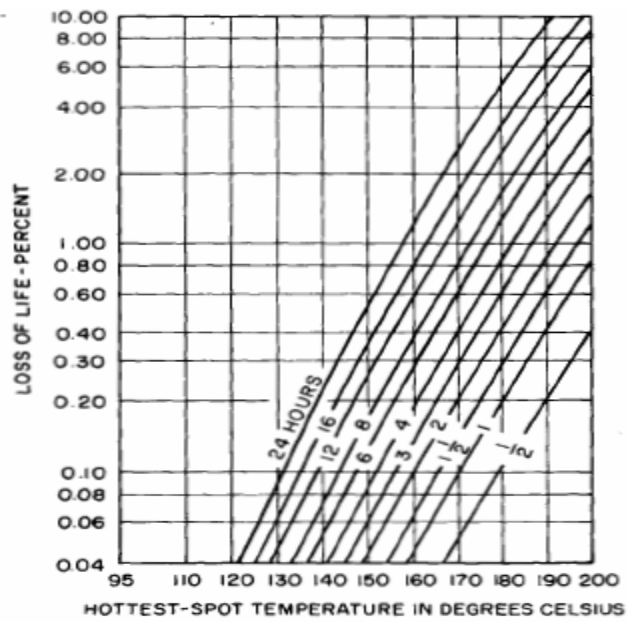


Figura 1 – Cargas continuas aproximadas para esperanza de vida normal basadas en la temperatura máxima del aceite.



Time (h)	0.05	0.10	0.25	%loss of life ^a 0.50	1.00	2.00	4.00
1/2	171	180	193	<u>204</u> ^b			
1	161	171	183	193	<u>204</u> ^b		
2	153	161	174	183	193	<u>204</u> ^b	
4	144	153	164	174	183	193	<u>204</u> ^b
8	136	144	155	164	174	183	193
16	128	136	147	155	164	174	183
24	124	131	142	150	159	168	178

Figura 2 – Pérdidas de esperanza de vida (basadas en una vida normal de 180 000 h).

Anexo 5

Tabla 1– Límites sugeridos de temperatura y carga para sobrecarga por encima de la nominal con 65° C.

Top-oil temperature	110°C
Hottest-spot conductor temperature	180°C
Maximum loading	200%

Tabla 2 – Límites de temperatura máxima para los cuatro tipos de cargas.

	Normal life expectancy loading	Planned loading beyond nameplate rating	Long-time emergency loading	Short-time emergency loading
Insulated conductor hottest-spot temperature, °C	120*	130	140	180†
Other metallic hot-spot temperature (in contact and not in contact with insulation), °C	140	150	160	200
Top-oil temperature, °C	105	110	110	110

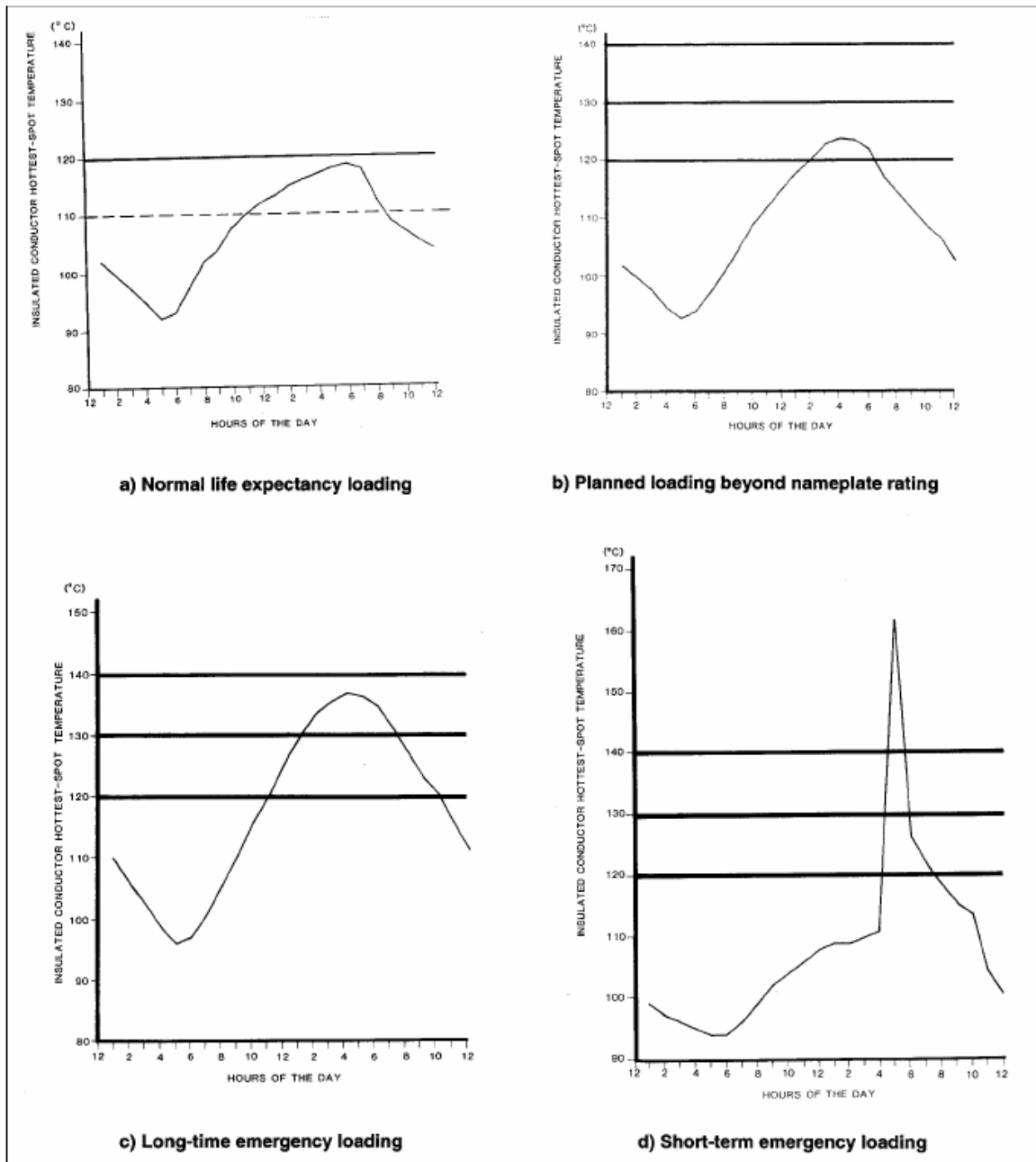


Figura 1– Tipos de cargas.

Anexo 6

Tabla 1 – Cargas diarias por encima de la nominal para dar esperanza de vida normal en una temperatura ambiente promedio de 20° C para transformadores con una constante de tiempo de 30 min.

Peak load time in hours	Times rated kVA					
	150 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.56	(210)	1.64	(217)	1.71	(220)
1	1.37	(196)	1.42	(203)	1.45	(206)
2	1.27	(181)	1.29	(185)	1.30	(186)
4	1.19	(165)	1.21	(169)	1.21	(169)
8	1.14	(155)	1.14	(156)	1.15	(158)
Peak load time in hours	180 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.49	(255)	1.57	(261)	1.64	(266)
1	1.32	(239)	1.36	(245)	1.39	(249)
2	1.23	(221)	1.24	(224)	1.26	(229)
4	1.16	(204)	1.17	(206)	1.18	(209)
8	1.11	(191)	1.12	(194)	1.12	(194)
Peak load time in hours	220 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.38	(282)	1.47	(290)	1.53	(292)
1	1.25	(269)	1.28	(274)	1.31	(278)
2	1.17	(251)	1.19	(254)	1.20	(259)
4	1.13	(238)	1.13	(239)	1.14	(241)
8	1.09	(227)	1.09	(227)	1.09	(227)

Tabla 2 – Cargas diarias por encima de nominal para esperanza de vida normal en un ambiente de temperatura de 30° C para transformadores con una constante de tiempo de 30 min.

Peak load time in hours	Times rated kVA					
	150 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.47	(204)	1.59	(216)	1.65	(220)
1	1.30	(192)	1.36	(201)	1.39	(206)
2	1.20	(177)	1.23	(183)	1.25	(186)
4	1.13	(164)	1.15	(168)	1.16	(169)
8	1.07	(153)	1.09	(156)	1.09	(156)
Peak load time in hours	180 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.42	(249)	1.53	(261)	1.59	(267)
1	1.27	(236)	1.32	(244)	1.35	(248)
2	1.17	(216)	1.20	(223)	1.22	(228)
4	1.11	(201)	1.13	(206)	1.14	(209)
8	1.06	(189)	1.08	(194)	1.08	(194)
Peak load time in hours	220 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.33	(278)	1.43	(289)	1.49	(291)
1	1.21	(267)	1.25	(274)	1.28	(278)
2	1.14	(251)	1.15	(254)	1.16	(257)
4	1.09	(237)	1.10	(240)	1.10	(240)
8	1.05	(225)	1.06	(228)	1.06	(228)

Tabla 3 – Cargas diarias por encima de la nominal para esperanza de vida normal en un ambiente de temperatura de 40° C para transformadores con constante de tiempo de 30 min.

Peak load time in hours	Times rated kVA					
	150 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.33	(192)	1.52	(214)	1.59	(217)
1	1.18	(179)	1.30	(199)	1.34	(204)
2	1.09	(166)	1.18	(183)	1.19	(184)
4	1.04	(157)	1.10	(168)	1.11	(170)
8	1.00	(150)	1.03	(155)	1.04	(157)
Peak load time in hours	180 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.33	(240)	1.48	(260)	1.55	(264)
1	1.19	(226)	1.28	(244)	1.31	(248)
2	1.11	(201)	1.16	(223)	1.18	(228)
4	1.05	(197)	1.09	(206)	1.10	(209)
8	1.01	(187)	1.03	(192)	1.04	(194)
Peak load time in hours	220 °C insulation system following and followed by a constant load of					
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
	90%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	70%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)	50%	Maximum hottest-spot temperature reached during load cycle (°C)
1/2	1.27	(273)	1.38	(285)	1.44	(290)
1	1.16	(262)	1.21	(262)	1.24	(276)
2	1.09	(246)	1.12	(255)	1.13	(257)
4	1.05	(235)	1.07	(241)	1.07	(241)
8	1.01	(222)	1.02	(226)	1.02	(226)

Anexo 7

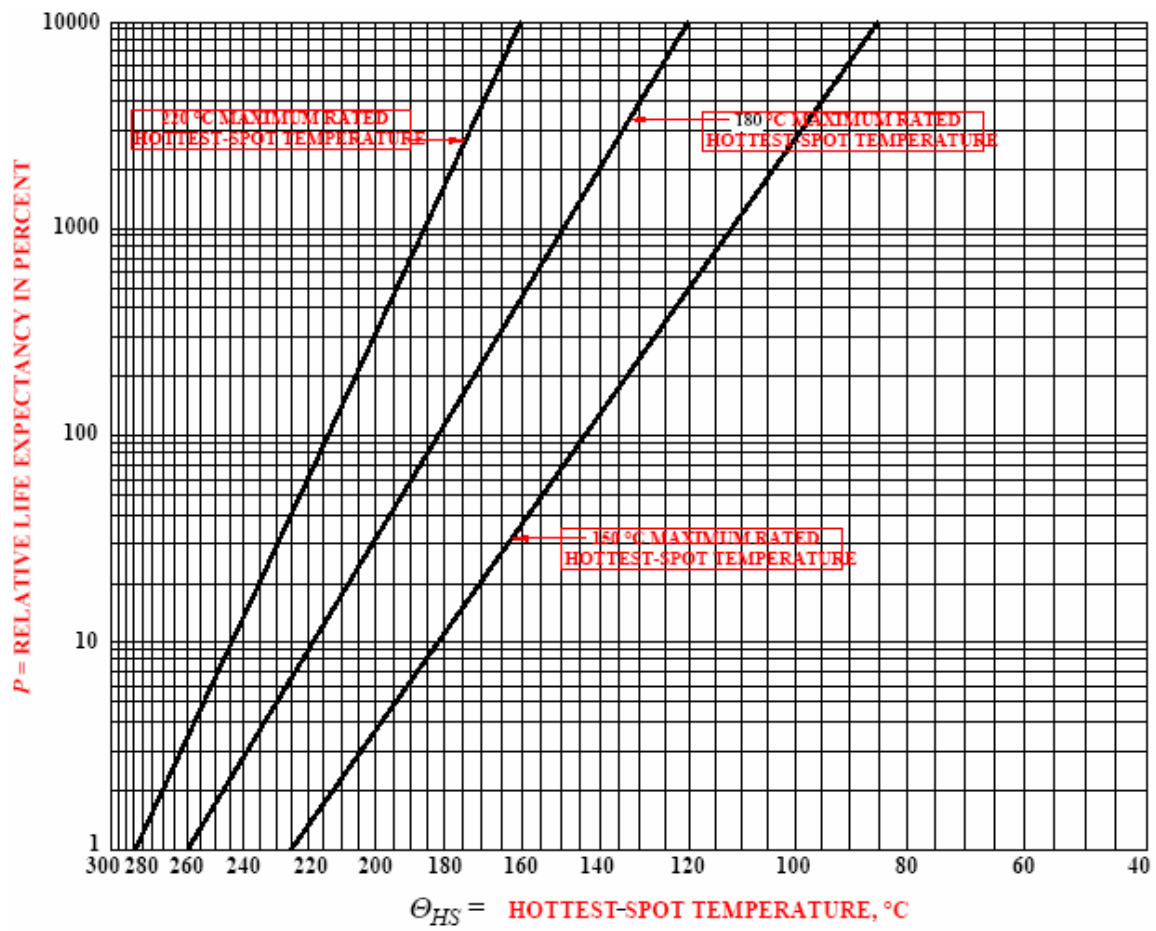


Figura 1 – Esperanza relativa de vida como una función de la temperatura del punto más caliente.

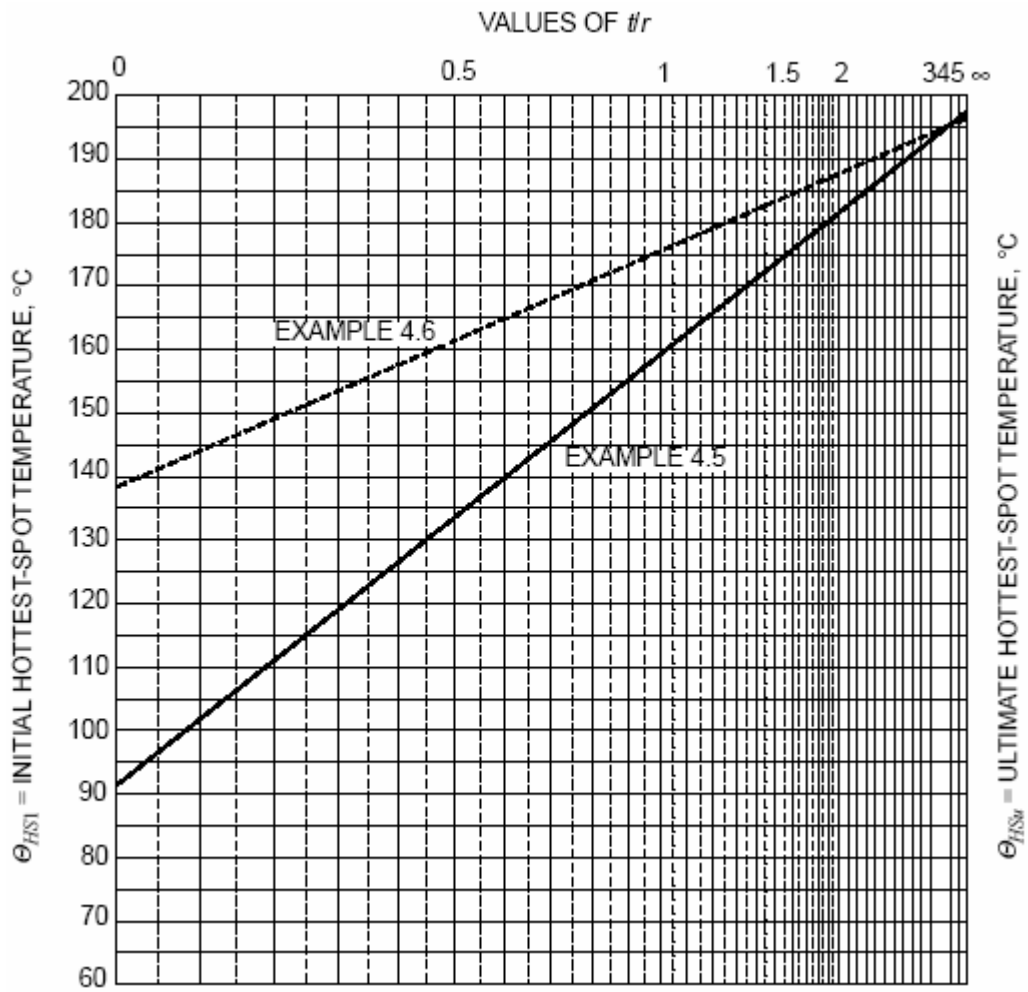


Figura 2 – Temperatura del punto más caliente como una función del tiempo.

Anexo 8

Lista de símbolos

Θ , con un subíndice, es temperatura en ° C.

Θ_a es la temperatura ambiente.

Θ_{HS} es la temperatura del punto más caliente del enrollado.

$\Delta\Theta_{HS}$ es la temperatura del punto más caliente del enrollado por encima de la ambiente, en ° C.

τ constante de tiempo, en horas, para el transformador a carga nominal, aproximadamente igual al tiempo requerido para alcanzar el 63% de la temperatura final.

m es una constante empírica, para transformadores secos, ventilados autoenfriados, $m=0.8$; para tipo seco con enfriamiento forzado, $m=1.0$; para secos, sellados autoenfriados, $m=0.7$.

T temperatura absoluta, $\Theta + 273K$.

T capacidad térmica del transformador, en watt-horas por ° C.

t duración de la carga, en horas.

W_r pérdida en los devanados en watts a carga nominal con un ambiente de 20° C.

L carga en por unidad.

E es la vida gastada en años.

E_r es la vida gastada cuando opera a condiciones nominales.

A y B son constantes para la ecuación de Arrhenius.

P es la esperanza de vida relativa, en porciento, $\left(\frac{E}{E_r}\right)*100$.

El subíndice r indica carga nominal, vida normal, o temperatura nominal.

Los subíndices 1, 2, 3, etc., indica cualquier otra carga, temperatura o tiempo.

El subíndice i indica la carga inicial, temperatura, o tiempo para eventos transientes.

El subíndice u indica la última carga, temperatura, o tiempo para eventos transientes.

Anexo 9

Programa de computación

```
function [Ksc,Aging,TO,HS] = ieeeStdOilTrfTable(trf,Kprev,tmax,Ta,mode)
warning off MATLAB:fzero:UndeterminedSyntax
nx = [0.8 0.8 0.8 0.8 1.0];
mx = [0.8 0.9 0.9 1.0 1.0];

HSmaxx = [120 130 140 180];
TOMaxx = [105 110 110 110];

n = nx(trf.type);
m = mx(trf.type);

dHSmax = HSmaxx(mode) - Ta;
dTOMax = TOMaxx(mode) - Ta;

dTOnom = trf.TOrise;
dHSnom = trf.HSrise - dTOnom;
R = trf.R;
TOtau = trf.TOtau;
HStau = trf.HStau;

dTOPrev = dTOnom * ((Kprev^2 * R + 1)/(R + 1))^n;
dHSprev = dHSnom * Kprev^(2*m);
TOPrev = Ta + dTOPrev;
HSprev = TOPrev + dHSprev;
```

$A = dT_{Onom} * (1 - \exp(-t_{max}/T_{Otau})) / (R + 1)^n;$

$C1 = dT_{Oprev} * \exp(-t_{max}/T_{Otau});$

$KTO = \sqrt[n]{((dT_{Omax} - C1)/A)^{1/n} - 1} / R;$

$B = dHS_{nom} * (1 - \exp(-t_{max}/H_{Stau}));$

$C2 = dHS_{prev} * \exp(-t_{max}/H_{Stau});$

$K = \sqrt[n]{(dHS_{max} - A - C1 - C2) / (A * R + B)};$

$KHS = \text{fzero}('fun', K, [], A, B, C1, C2, R, dHS_{max}, n, m);$

$K_{sc} = \min([KTO \ KHS]);$

if $K_{sc} > 2$, $K_{sc} = 2$; end

$TO = A * (R * K_{sc}^2 + 1)^n + C1 + Ta;$

$HS = B * K_{sc}^{(2*m)} + C2 + TO;$

$HS_{nom} = dHS_{nom} + dT_{Onom} + 30;$

$FAA_{prev} = \exp(1500 / (HS_{nom} + 273)) - 1500 / (HS_{prev} + 273);$

$FAA_{sc} = \exp(1500 / (HS_{nom} + 273)) - 1500 / (HS + 273);$

$F_{eq} = (FAA_{prev} * (24 - t_{max}) + FAA_{sc} * t_{max}) / 24;$

$A_{aging} = F_{eq} * 24 * 100 / 180000;$

function $f = \text{fun}(K, A, B, C1, C2, R, dHS_{max}, n, m)$

$f = A * (R * K^2 + 1)^n + C1 + B * K^{(2*m)} + C2 - dHS_{max};$

function $\text{data} = \text{trf}()$

$\text{data.kVA} = 500;$

$\text{data.HS}_{rise} = 65;$

$\text{data.HS}_{tau} = 0.08;$

```
data.TOrise = 45;
```

```
data.TOtau = 3;
```

```
data.R = 3;
```

```
data.type = 1;
```